



# DEM ZIEL VERPFLICHTET II

CO<sub>2</sub>-Mindestpreise  
für die Umsetzung des Kohleausstiegs

ISBN 978-3-946211-31-0

**DEM ZIEL VERPFLICHTET II**

**CO<sub>2</sub>-Mindestpreise für die Umsetzung des Kohleausstiegs**

**Impressum**

**Herausgeber**

**Stand**

**Autoren**

WWF Deutschland, Berlin

Juli 2019 (Digitale Fassung)

Die Studie wurde erstellt vom Öko-Institut e. V.

Dr. Felix Chr. Matthes (Öko-Institut)

Franziska Flachsbarth (Öko-Institut)

Dr. Roman Mendelevitch (Öko-Institut)

Charlotte Loreck (Öko-Institut)

Hauke Hermann (Öko-Institut)

Vanessa Cook (Öko-Institut, Übersetzung)

**Koordination/Kontakt**

**Redaktion**

**Gestaltung**

Juliette de Grandpré/WWF Deutschland (juliette.degrandpre@wwf.de)

Thomas Köberich/WWF Deutschland

Anna Risch (post@annarisch.de)



## Vorwort

Selten geht die Kluft zwischen Worten und Taten so weit auseinander wie beim Klimaschutz. Die Bekenntnisse sind weitreichend, doch die Umsetzung bleibt enttäuschend.

Ein Beispiel: 2015 hat sich Deutschland zu den Zielen des Pariser Klimaabkommens verpflichtet, die Erderhitzung auf möglichst 1,5 Grad Celsius zu begrenzen. Das hätte eigentlich bedeuten müssen, die schädlichen Treibhausgasemissionen direkt und drastisch zu reduzieren. Doch stattdessen sind sie seit der Unterschrift unter das Abkommen kaum mehr gesunken.

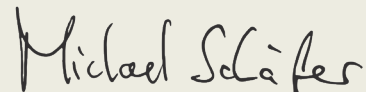
Und das obwohl weithin bekannt ist, dass die Klimakrise zunehmend schwere Folgen für uns alle mit sich bringen wird, wenn wir sie nicht aufhalten. Es mangelt nicht an Verständnis, sondern an politischem Handeln. Woher die hohen Treibhausgasemissionen kommen, wissen wir auch. In Deutschland trägt allen voran die Kohleverstromung dazu bei: Sie macht ein Drittel der deutschen Treibhausgasbilanz aus. Ein Ausstieg aus der schmutzigen Kohle und eine echte Energiewende mit einem ambitionierten Ausbau der Erneuerbaren ist die Lösung für das Problem. Das Gute: Innerhalb der Kohlekommission wurde zumindest der Kohleausstieg schon beschlossen. Das Schlechte: Die Empfehlungen reichen nicht, um dem Pariser Klimaabkommen gerecht zu werden. Und sie stellen auch noch nicht sicher, dass Deutschland seine 2030-Klimaziele erreicht.

Dafür muss Deutschland den Ausstieg aus der Kohle noch deutlich ambitionierter gestalten. Wir entwickeln mit der vorliegenden Studie einen Vorschlag aus dem vergangenen Jahr weiter: Die Stilllegungen von Kraftwerken möchten wir kombinieren mit der Einführung eines europäisch-regionalen Mindestpreises. Wie ein solcher Preis bis 2030 beschaffen sein müsste, um die bestmögliche Wirkung aus Sicht des Klimaschutzes und aus Sicht der Kosten zu erzielen, wurde vom Öko-Institut umfassend berechnet.

Andere Staaten in Europa haben bereits Interesse an einem gemeinsamen Mindestpreis bekundet. Es liegt nun an Deutschland, vom Sagen ins Tun zu kommen und mit seinen Nachbarn gemeinsam die europäische Energiewende voranzubringen – und so den Klimaschutz endlich mit der nötigen Entschlusskraft voranzutreiben.



**Jörg-Andreas Krüger**  
Geschäftsleitung Naturschutz,  
WWF Deutschland



**Michael Schäfer**  
Leiter Klimaschutz und Energiepolitik,  
WWF Deutschland

# Inhaltsverzeichnis

|     |                                                                                             |    |
|-----|---------------------------------------------------------------------------------------------|----|
|     | Vorwort                                                                                     | 3  |
|     | Zusammenfassung                                                                             | 6  |
|     | Summary                                                                                     | 9  |
| 1   | Einleitung und Hintergrund                                                                  | 12 |
| 2   | Szenariendefinition                                                                         | 16 |
| 2.1 | Szenarien für die Modellanalysen                                                            | 16 |
| 2.2 | Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preise                                                     | 18 |
| 2.3 | Weitere Annahmen                                                                            | 20 |
| 3   | Ergebnisse der Modellierung von CO <sub>2</sub> -Mindestpreisen und Kapazitätsstilllegungen | 22 |
| 3.1 | Installierte Kapazitäten                                                                    | 22 |
| 3.2 | CO <sub>2</sub> -Emissionen in Deutschland                                                  | 24 |
| 3.3 | CO <sub>2</sub> -Emissionen in Europa                                                       | 26 |
| 3.4 | Grenzüberschreitender Stromaustausch                                                        | 28 |
| 3.5 | Börsenstrompreise                                                                           | 28 |
| 4   | Ergebnisse der Modellierung von Maßnahmenkombinationen und Sensitivitäten                   | 30 |
| 4.1 | Einleitung                                                                                  | 30 |
| 4.2 | Installierte Kapazitäten                                                                    | 30 |
| 4.3 | CO <sub>2</sub> -Emissionen in Deutschland                                                  | 32 |
| 4.4 | CO <sub>2</sub> -Emissionen in Europa                                                       | 36 |
| 4.5 | Grenzüberschreitender Stromaustausch                                                        | 40 |
| 4.6 | Börsenstrompreise                                                                           | 42 |

|          |                                                                                                                                                                                    |           |
|----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>5</b> | <b>Fiskalische Effekte und Auswirkungen auf Endverbraucherkosten</b>                                                                                                               | <b>44</b> |
| 5.1      | Einnahmen aus der zusätzlichen CO <sub>2</sub> -Bepreisung in Deutschland                                                                                                          | 44        |
| 5.2      | Kosteneffekte für die der EEG-Umlage unterliegenden Endverbrauchsbereiche                                                                                                          | 46        |
| 5.3      | Kompensation indirekter CO <sub>2</sub> -Kosten für die stromintensiven Industrien                                                                                                 | 48        |
| 5.4      | Kosteneffekte für die verschiedenen Verbrauchssegmente im Überblick                                                                                                                | 52        |
| <b>6</b> | <b>Exkurs: Einordnung der Empfehlungen der Kommission<br/>„Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ und der möglichen Kombination<br/>mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis</b> | <b>55</b> |
| <b>7</b> | <b>Wechselwirkungen mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union</b>                                                                                                      | <b>62</b> |
| <b>8</b> | <b>Synthese und Schlussfolgerungen</b>                                                                                                                                             | <b>66</b> |
| <b>9</b> | <b>Referenzen</b>                                                                                                                                                                  | <b>72</b> |
| 9.1      | Literatur                                                                                                                                                                          | 72        |
| 9.2      | Daten                                                                                                                                                                              | 74        |
|          | <b>Abbildungsverzeichnis</b>                                                                                                                                                       | <b>75</b> |
|          | <b>Tabellenverzeichnis</b>                                                                                                                                                         | <b>77</b> |
|          | <b>Anhang 1: Detaillierte Ergebnisse der Modellierungen</b>                                                                                                                        | <b>78</b> |
|          | <b>Anhang 2: Modellbeschreibung und zentrale Parameter</b>                                                                                                                         | <b>85</b> |

## Zusammenfassung

---

Die signifikante Verminderung von Treibhausgasemissionen des Stromsektors gehört zu den wichtigsten Handlungsbereichen ambitionierter Klimapolitik. In Deutschland haben die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB, sog. Kohlekommission) die Weichen für politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen gestellt.

Gleichwohl kann die gemeinsame Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises für die Stromerzeugung durch die Länder des zentral-westeuropäischen (CWE-)Strom-Regionalmarkts eine solche Strategie von Kraftwerksstilllegungen zumindest ergänzen.

Die Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises ist mit Blick auf die aktuellen und absehbaren Entwicklungen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung über das Emissionshandels-system der Europäischen Union (EU ETS) sinnvoll. Denn auch unter Maßgabe der eingeleiteten strukturellen Reform des EU ETS besteht für einen großen Teil der bevorstehenden Dekade noch keine hinreichend gesicherte Grundlage für robuste Preisentwicklungen: Mit anderen Worten: Es muss mit erheblichen Preisschwankungen gerechnet werden.

Mit der britischen Umsetzungsvariante für einen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis im Stromsektor steht ein umsetzungstechnisch und rechtlich belastbares, relativ schnell implementierbares Modell zur Verfügung.

Mit einem Mindestpreis von 30 bis 40 €/t CO<sub>2</sub> lassen sich die Sektorziele des Klimaschutzplans 2050 für die Energiewirtschaft auch unter sehr ungünstigen Marktumfeldbedingungen realisieren. Zusätzlich lässt sich eine im Kontext des Pariser Klimaschutzabkommens zu erwartende Erhöhung des klimapolitischen Ambitionsniveaus in den 2020er Jahre schnell umsetzen und zugleich der zusätzliche Handlungsbedarf im Bereich Versorgungssicherheit begrenzen. Auch ohne politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen, die über die Empfehlungen der KWSB hinausgehen, lassen sich mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 40 €/t weitere Emissionen in der Größenordnung von 20 % reduzieren.

Für die verschiedenen CO<sub>2</sub>-Preisniveaus tragen die verschiedenen Emissionsminderungshebel unterschiedlich bei. CO<sub>2</sub>-Preise von 30 €/t führen einerseits zu erheblichen Emissionsminderungen durch eine geringere Auslastung von Steinkohlekraftwerken, andererseits aber auch zu deutlichen Emissionsminderungen durch den Marktaustritt von Steinkohlekraftwerken. Für Braunkohlekraftwerke ergeben sich weitaus geringere Emissionsminderungen durch verringerte Anlagenauslastungen, deutlich größere indessen durch Anlagenstilllegungen als Folge höherer Betriebskosten und CO<sub>2</sub>-Preisniveaus von über 30 €/t. In einem ungünstigeren Energiemarktumfeld (höhere Steinkohlepreise, höhere Preisdifferenzen zwischen Steinkohle und Erdgas) bleibt diese Reihenfolge bei der Realisierung von Emissionsminderungen erhalten. Die jeweils auslösenden CO<sub>2</sub>-Preisniveaus erhöhen sich jedoch um 10 €/t CO<sub>2</sub> oder mehr.

Die Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises entfaltet mit dem aus Klimaschutzsicht optimierten Betrieb der im Markt verbleibenden CO<sub>2</sub>-intensiven Kraftwerke zusätzliche Emissionsminderungswirkungen sowohl innerhalb der deutschen Bilanzgrenzen als auch im europäischen Ausland. Im Übrigen ist davon auszugehen, dass CO<sub>2</sub>-Mindestpreise dazu beitragen werden, dass sich Emissionserhöhungen im europäischen Ausland, infolge des Abbaus der Netto-Stromexporte aus Deutschland, vor allem auf den Bereich der CO<sub>2</sub>-armen Erdgasverstromung beschränken.

In jedem Fall ergeben sich auch aus gesamteuropäischer Sicht positive Klimaschutzeffekte. Das Verhältnis zwischen Emissionserhöhungen im Ausland und Emissionsminderungen in Deutschland (sog. europäischer Rebound-Effekt) kann durch CO<sub>2</sub>-Mindestpreise für den Zeithorizont 2030 auf etwa 30 % begrenzt werden.

CO<sub>2</sub>-Mindestpreise führen auf dem Strom-Großhandelsmarkt zu Preiserhöhungen, die sich bei CO<sub>2</sub>-Preisen von 30 bis 40 €/t für den Zeithorizont 2030 in der Größenordnung von 9 bis 13 €/MWh bewegen. Für die verschiedenen Verbrauchergruppen ergeben sich jedoch unterschiedliche Auswirkungen:

- » Die Stromkosteneffekte für Verbraucher, die der EEG-Umlagezahlung voll unterliegen, werden durch die deutlich sinkende EEG-Umlage erheblich kompensiert. Nur etwa 30 % der im Großhandelsmarkt entstehenden Preissteigerung verbleiben damit als zusätzliche Kosten.
- » Stromintensive Industrien, die sich im Rahmen der EU-Beihilferichtlinie für die Kompensation der indirekten CO<sub>2</sub>-Kosten qualifizieren, haben bei CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen mit effektiv bis zu 10 % geringeren Kosten zu rechnen als im Fall reiner Kraftwerksstilllegungen. Selbst wenn für die Strompreiserhöhungen von Kraftwerksstilllegungen andere Kompensationsmechanismen (z. B. über staatliche Zuschüsse zu den Übertragungsnetzentgelten) geschaffen und beihilferechtlich durchgesetzt werden können, wäre ein Kombinationsmodell aus Kraftwerksstilllegungen und CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen für diese Unternehmen zumindest kostenneutral.

Das erhebliche Einnahmenvolumen aus der zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Rahmen eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises (auch in Kombination mit politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen) eröffnet finanzielle Spielräume, mit denen ggf. auch die Kosteneffekte für die Endverbraucher aufgefangen werden können. Die Größenordnung zusätzlicher Erlöse von 2,5 bis 4,4 Mrd. € bei Mindestpreisen von 30 bis 40 €/t CO<sub>2</sub> ist in dieser Hinsicht signifikant. Etwa ein Viertel der Zusatzeinnahmen müsste zur Kompensation stromintensiver Industrie verwendet werden. Für den verbleibenden Teil der Zusatzeinnahmen gibt es angesichts der beträchtlichen Größe dieser zusätzlich verfügbaren Mittel erhebliche Freiheitsgrade (von einer deutlichen Senkung der Stromsteuer bis hin einer Verringerung der EEG-Umlage).

Darüber hinaus kann sich ein CO<sub>2</sub>-Mindestpreis als flankierendes Refinanzierungsinstrument für den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien entwickeln, da durch den CO<sub>2</sub>-Mindestpreis die Strompreise und damit die Marktwerte der erneuerbaren Energien zunehmen. Zusatzinstrumente wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz werden für die Finanzierung regenerativer Erzeugungsanlagen entsprechend an Bedeutung verlieren.

Die Einführung von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen kann überdies dazu beitragen, die im Zuge politisch induzierter Kraftwerksstillegungen ggf. entstehenden Entschädigungszahlungen zu reduzieren.

Auch ist darauf hinzuweisen, dass auch unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit dem EU ETS durch einen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis mit hoher Sicherheit zusätzliche Emissionsminderungen erzielt werden, wenn die im Zuge der strukturellen Reform des EU ETS geschaffenen Regelungen (Marktstabilitätsreserve, verschiedene Lösungsmechanismen) mitberücksichtigt werden.

Gleichzeitig ergänzt ein zielführend ausgestalteter CO<sub>2</sub>-Mindestpreis (signifikantes Einstiegsniveau, stetiger Anstieg im Zeitverlauf) den EU ETS auf flexible Weise. Sobald sich im EU ETS fundamentale Knappheiten abzeichnen, reduziert sich die zusätzliche Bepreisungsfunktion des Mindestpreises allmählich bzw. wird sie vom knappheitsbedingten Zertifikatspreis im EU ETS abgelöst. Damit kann der CO<sub>2</sub>-Mindestpreis, ggf. in Kombination mit politisch induzierten Kraftwerksstillegungen, dazu beitragen, dass jene Anpassungsprozesse im Stromsektor wie auch in den relevanten Regionen, die zum Erreichen der Emissionsminderungsziele nötig sind, dauerhafter und berechenbarer werden.



## Summary

---

The significant reduction of greenhouse gas emissions in the electricity sector is among the most important elements of an ambitious climate policy. In Germany, the recommendations of the Commission on Growth, Structural Change and Employment have paved the way for policy-induced power plant shutdowns.

The joint introduction of a carbon floor price for electricity generation by the countries of Central Western Europe (CWE) regional market can, at the very least, complement such a strategy of power plant shutdowns.

The introduction of a carbon floor price makes sense in view of the current and foreseeable developments in carbon pricing via by the Emissions Trading System of the European Union (EU ETS). Even with the initiated structural reform of the EU ETS, a sufficiently secure basis has not been established for robust price developments for much of the decade ahead. In other words, substantial price fluctuations should be expected.

The United Kingdom has introduced a Carbon Price Floor (CPF) for its electricity sector. This model is technically and legally feasible in Germany and can be implemented relatively quickly.

With a floor price of € 30 to 40 per tonne of CO<sub>2</sub>, the sector targets for the energy industry in the German Climate Action Plan 2050 can be achieved even under very unfavourable market conditions. The increase in climate policy ambition that is expected in the 2020s within the context of the Paris Agreement can thereby be implemented quickly and effectively and also limit the additional need for action with regard to supply security. Even without policy-induced power plant shutdowns that go beyond the recommendations of the Commission on Growth, Structural Change and Employment, further emission reductions of 20 % can be achieved with a carbon floor price of 40 €/t.

The individual policy levers contribute differently to emission reductions depending on the carbon price level assumed. Carbon prices of 30 €/t lead to substantial emission reductions based on lower utilization of hard coal-fired power plants and to significant emission reductions based on the withdrawal of hard coal-fired power plants from the electricity market. Decreased utilization of lignite-fired power plants results in emission reductions that are much lower. Substantially higher emission reductions are achieved by the shutdown of lignite power plants resulting from higher operating costs and carbon prices of over 30 €/t. In a less favourable energy market environment (higher hard coal price, larger differences between hard coal and natural gas prices), the order in which the emission reduction potentials are tapped stays the same, but the carbon price levels triggering the reductions increase by 10 €/t CO<sub>2</sub> or more.

The introduction of a carbon floor price brings about additional emission reduction effects in the scope of Germany's emissions balance and in other European countries by climate-based optimization of the operation of the remaining CO<sub>2</sub>-intensive power plants. Carbon floor prices will likely also contribute to primarily limiting the emission increases of other European countries (brought about by decreased net electricity exports from Germany) to natural gas-fired power generation which is low in CO<sub>2</sub>.

There are also positive effects for climate protection from a pan-European perspective. By introducing carbon floor prices, the relation between emission reductions in Germany and emission increases in other European countries (the so-called European rebound effect) can be limited to approx. 30 % in 2030.

Carbon floor prices lead to price increases on the wholesale electricity market amounting to 9 to 13 €/MWh when carbon prices of 30 to 40 €/t are assumed for 2030. Different effects, however, arise for the different groups of electricity consumption:

- » The electricity cost effects for consumption groups that must pay the full surcharge under the German Renewable Energy Sources Act (EEG) are substantially compensated by the significant decrease of the surcharge. The only remaining additional costs are approx. 30 % of the electricity price increase on the wholesale market.
- » For electricity-intensive industries that qualify for compensation of indirect CO<sub>2</sub> costs under EU state aid guidelines, the costs are effectively up to 10 % lower with carbon floor prices than with power plant shutdowns alone. Even if other compensation mechanisms can be created and implemented under state aid law for electricity price increases of power plant shutdowns (e.g. via state subsidies for grid charges), a model that combines power plant shutdowns and carbon floor prices would be, at the very least, cost-neutral for these companies.

The additional carbon pricing brought about by the floor price generates substantial revenues (also in combination with the policy-induced shutdown of power plants). With these significant revenues – amounting to between € 2.5 and 4.4 billion with carbon floor prices of 30 to 40 €/t – the cost effects for final electricity consumers can be absorbed. Approx. a quarter of this additional revenue would have to be used to compensate electricity-intensive industry. There would be considerable freedom in how the substantial remaining revenues are distributed (e.g. a substantial reduction of the electricity tax and a decrease of the EEG surcharge).

In addition, a carbon floor price can evolve into a refinancing instrument that supports the expansion of power generation based on renewable energies: a carbon floor price brings about electricity price increases which increase the market value of renewable energies. With a view to financing power generation plants based on renewable energies, additional instruments like the German Renewable Energy Sources Act then become less important.

Furthermore, the introduction of carbon floor prices can contribute to reducing compensation payments made within the scope of the policy-induced shutdown of power plants.

It should also be noted that the emission reductions achieved with a carbon floor price are additional with a high degree of certainty also when the interactions with the EU ETS and when rules introduced during the structural reform of the EU ETS (market stability reserve, various cancellation mechanisms) are taken into account.

A target-oriented carbon floor price (significant entry level, steady increase over time) also serves as a flexible complement to the EU ETS. As soon as fundamental scarcities become apparent in the EU ETS, the additional pricing function of the floor price gradually shrinks and is replaced by the scarcity-related emission allowance price. The carbon floor price (where applicable in combination with policy-induced power plant shutdowns) can substantially contribute to making the adaptation processes in the electricity sector and in the relevant regions, which are necessary to achieve the emission reduction targets, more lasting and more predictable.

# 1 Einleitung und Hintergrund

Die Ergänzung des Europäischen Emissionshandels-systems (EU ETS) durch einen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis hat in der Diskussion zur Zukunft des EU ETS

in den letzten Jahren deutlich mehr Aufmerksamkeit erhalten. Nachdem ein solcher Mindestpreis im Rahmen der im Jahr 2018 (vorläufig) abgeschlossenen Maßnahmen zur strukturellen Reform des EU ETS nicht umgesetzt wurde, konzentrierten sich die entsprechenden Initiativen auf eine gemeinsame Initiative von Ländern wie Frankreich, den Niederlanden und ggf. auf Deutschland für einen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis für den Stromsektor.

In der Studie „Dem Ziel verpflichtet. CO<sub>2</sub>-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohleausstiegsstrategie für Deutschland“ (Öko-Institut 2018) wurden für den Zeithorizont 2020 verschiedene Ausgestaltungsoptionen eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises untersucht. In der vorliegenden Studie wurde die Analyse um die Szenariojahre 2025 und 2030 erweitert. Dabei wurden die Voranalysen und die Ergebnisse der ersten Studie berücksichtigt:

- » Eine Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises im zentral-westeuropäischen Strom-(Central Western European – CWE-)Regionalmarkt hat sehr deutliche Vorteile gegenüber der Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises allein in Deutschland. Daher untersucht diese Studie nur noch den CO<sub>2</sub>-Mindestpreis im Regionalmarkt.
- » Es wird davon ausgegangen, dass sich die Umsetzung des CO<sub>2</sub>-Mindestpreises am britischen Carbon Support Price (CPS) orientieren würde. Dort wird der zum Ausgleich zwischen dem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis (Carbon Price Floor [CPF] und dem aktuellen Zertifikatspreis im EU ETS notwendige zusätzliche CO<sub>2</sub>-Preis über eine Energiesteuer erhoben (House of Commons Library 2018). Die Höhe der Energiesteuersätze für die zur Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffe wäre damit nach deren CO<sub>2</sub>-Gehalt zu differenzieren und in regelmäßigen Abständen anzupassen.
- » Die Einführung eines EU-weiten Mindestpreises über einen Reservepreis in den Auktionen des EU ETS wäre theoretisch eine sinnvolle Option. Da hierfür jedoch die Änderung der ETS-Richtlinie notwendig wäre (mit unsicherer Erfolgsaussicht), wurde diese Option nicht untersucht.

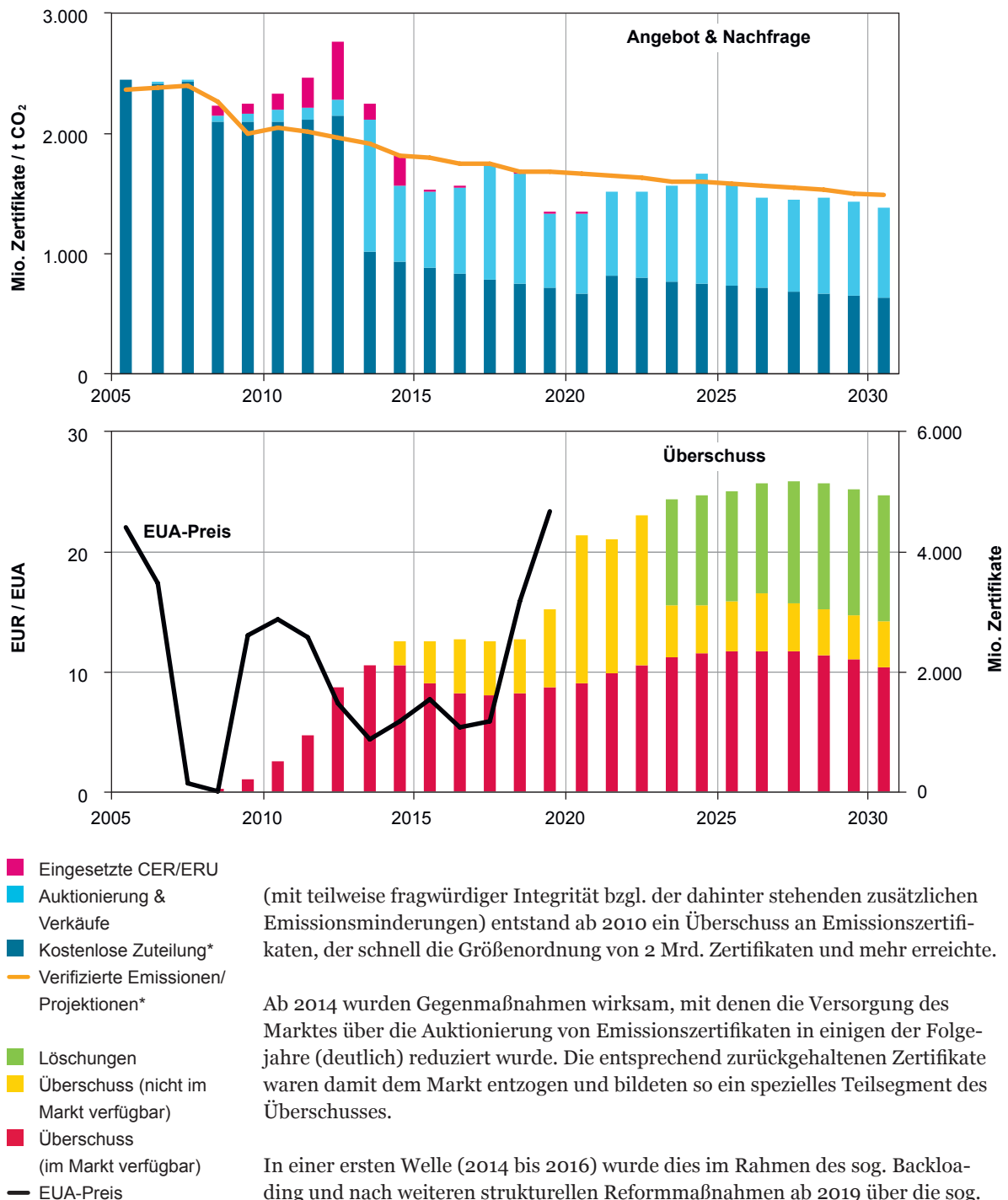
Die Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises für den Stromsektor im zentral-westeuropäischen Strommarkt bedarf mit Blick auf die vorgenannten Analysen für das Jahr 2020 in zweierlei Hinsicht einer Aktualisierung.

Erstens haben sich im Verlauf des Jahres 2018 die Preise für Emissionsberechtigungen des EU ETS (European Union Allowances – EUA) deutlich erhöht. Sie liegen aktuell auf dem Niveau von 20 €/EUA oder darüber. Damit stellt sich die Frage, ob diese Preiserholung nachhaltig ist und ob die mit der strukturellen Reform des EU ETS, insbesondere die nach Einführung der Marktstabilitätsreserve (MSR) langfristig erwartbare fundamentale Knappheit an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten sich bereits in den Marktpreisen widerspiegelt.

Die Abbildung 1-1 verdeutlicht diese Interpretationsmöglichkeit mit einer Übersicht zu Angebot, Nachfrage, Überschuss und Preisen im EU ETS. Durch die Wirtschaftskrise (die u. a. zu einer industriellen Strukturbereinigung und damit auch längerfristig niedrigeren Emissionsniveaus führte), vor allem aber durch den massiven Zufluss aus internationalen Emissionsminderungsgutschriften

Abbildung 1-1:

### Entwicklung von Angebot, Nachfrage, Überschüssen und Preisen im Emissionshandelssystem der Europäischen Union



\* inkl. Anpassungen des Geltungsbereichs & Netto-Nachfrage Flugverkehr

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

(mit teilweise fragwürdiger Integrität bzgl. der dahinter stehenden zusätzlichen Emissionsminderungen) entstand ab 2010 ein Überschuss an Emissionszertifikaten, der schnell die Größenordnung von 2 Mrd. Zertifikaten und mehr erreichte.

Ab 2014 wurden Gegenmaßnahmen wirksam, mit denen die Versorgung des Marktes über die Auktionierung von Emissionszertifikaten in einigen der Folgejahre (deutlich) reduziert wurde. Die entsprechend zurückgehaltenen Zertifikate waren damit dem Markt entzogen und bildeten so ein spezielles Teilsegment des Überschusses.

In einer ersten Welle (2014 bis 2016) wurde dies im Rahmen des sog. Backloading und nach weiteren strukturellen Reformmaßnahmen ab 2019 über die sog. Marktstabilitätsreserve (MSR) umgesetzt. In diese MSR werden in einer Aufladephase einerseits die über das Backloading zurückgehaltenen Zertifikatsmengen überführt, andererseits nimmt die MSR auch weitere Emissionszertifikate auf, die durch die den Jahren ab 2019 nochmals reduzierten Auktionsvolumina dem Markt nicht verfügbar gemacht werden. Über die MSR werden die dorthin überführten Emissionszertifikate dem Markt zunächst temporär entzogen, da es im Zuge des abgebauten Überschusses an Emissionszertifikaten unter

bestimmten Voraussetzungen (und eher langfristig) auch zur Versteigerung von Emissionszertifikaten aus der MSR kommen kann.

Ab 2023 wird es in der MSR aber auch zu Löschungen von Emissionszertifikaten kommen, sodass die entsprechenden Zertifikatsmengen dem Markt auch längerfristig entzogen werden. Über die Jahre wird dies dazu führen, dass der dem Markt verfügbare Überschuss an Emissionszertifikaten deutlich zurückgeht. Ein erstes Erklärungsmuster für die in jüngster Zeit stark steigenden Zertifikatspreise spiegelt vor diesem Hintergrund die ökonomische Grundüberzeugung wider, dass diese Preissteigerungen langfristige Knappheitssignale darstellen, die den über die nächste Dekade deutlich zurückgehenden Überschuss reflektieren, der den Marktteilnehmern kurz- und längerfristig zur Verfügung steht.

Alternativ dazu kann die Hypothese vertreten werden, dass es sich bei den aktuellen Preiserholungen um einen eher kurzfristigen Effekt handelt, der vor allem auf die in den Jahren bis wahrscheinlich 2021 deutlich verminderten Auktionsvolumina für CO<sub>2</sub>-Zertifikate zurückzuführen ist, über die der Zertifikatsüberschuss abgeschöpft und in die Marktstabilitätsreserve überführt wird. Eine entsprechende Entwicklung zeigte sich im Zuge des Backloading in den Jahren 2014 und 2015, als die zeitweilig verringerte Auktionierung von neuen Emissionsberechtigungen die Preise erheblich hat ansteigen lassen, obgleich vorgesehen war, die zurückgehaltenen Zertifikate noch vor dem Jahr 2020 wieder in den Markt zu bringen. So blieben die Zahl der dem Markt grundsätzlich zur Verfügung stehenden Emissionszertifikate nahezu unverändert und es änderte sich ausschließlich die kurzfristige Angebotssituation. Nach dieser ökonomischen Grundüberzeugung würden die Zertifikatspreise auch wieder sinken, wenn nach der Aufladephase der Marktstabilitätsreserve die Versorgung des Marktes über die Auktion von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten in den ersten Jahren nach 2020 wieder auf die regulären Niveaus ansteigt. Damit wäre nach den aus dem Backloading gewonnenen Erfahrungen erneut empirisch belegt, dass sich die Preise im EU ETS vor allem über das eher kurzfristige Verhältnis zwischen dem Bedarf an Emissionszertifikaten im Markt und der Versorgung mit neuen Zertifikaten bilden.

Welche dieser beiden ökonomischen Grundüberzeugungen sich in der Realität als tragfähig erweist, wird sich Anfang der 2020er Jahre zeigen. Die hier vorgelegte Studie basiert auf der Annahme, dass sich die letztgenannte Hypothese als belastbar herausstellt.

Zweitens hat die von der Bundesregierung eingesetzte Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (im weiteren Kohlekommission oder KWSB genannt) ihren Abschlussbericht am 26. Januar 2019 vorgelegt. Die Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises im Rahmen des EU ETS (in Kooperation mit den anderen Staaten des CWE-Regionalmarkts), über den zusätzliche Emissionsminderungen auch über eine stärker verringerte Auslastung der verbliebenen Kohlekraftwerkskapazitäten bzw. die Verringerung der sog. Rebound-Effekte im In- und Ausland erzielt werden können, war für die Empfehlungen der KWSB nicht konsensfähig. Gleichwohl haben sechs Kommissionsmitglieder ein Sondervotum mit der Empfehlung für einen solchen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis abgegeben. Vor diesem Hintergrund wurde in der hier vorgelegten Studie auch ein besonderes Augenmerk auf Hybridmodelle gelegt, in denen politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis im CWE-Regionalmarkt kombiniert werden. Damit soll hervorgehoben werden, dass ein CO<sub>2</sub>-Mindestpreis im Zuge der Wirksamkeitsüberprüfung der Maßnahmen zum Kohleausstieg in Deutschland in Betracht gezogen werden sollte bzw. einen erheblichen Zusatznutzen bewirken kann.

In einem ersten Analysegang wird die Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises im Regionalmarkt mit Ansätzen verglichen, die allein auf politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen abstellen (**Kapitel 3**). Fokus der Analyse sind dabei die Stützjahre 2025 und 2030. Durchgeführt werden die numerischen Analysen mit Hilfe eines europaweiten Strommarktmodells, das den Kraftwerkseinsatz, den grenzüberschreitenden Stromaustausch wie auch marktgetriebene Kraftwerksstilllegungen abbildet. Der Ergebnisvergleich bezieht sich auf die CO<sub>2</sub>-Emissionsniveaus in Deutschland und in den anderen Teilen Europa, auf die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten, die Strom-Außenhandelsbilanz sowie die Börsenstrompreise.

In einem zweiten Analysegang werden Kombinationsmodelle aus CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen und politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen mit dem gleichen Vergleichsansatz untersucht (**Kapitel 4**). Konkret wurde also analysiert, welche zusätzlichen Effekte sich ergeben, wenn der CO<sub>2</sub>-Mindestpreis zusätzlich zu Kraftwerksstilllegungen implementiert wird, wie sie einerseits von der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung empfohlen und andererseits in einer vorhergehenden Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland analysiert wurden (Öko-Institut 2018). In diesem Zuge erfolgt auch eine Sensitivitätsbetrachtung, bei der für die genannten Szenarien die Auswirkung einer zusätzlichen Erhöhung der Brennstoffpreise untersucht wird.

Darauf aufbauend werden die Einnahmen aus einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis für den Stromsektor verglichen sowie die Effekte der unterschiedlichen Varianten für die Endverbrauchskosten eingeordnet, bei denen die Wechselwirkungen mit dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz und die Kompensationsmöglichkeit indirekter CO<sub>2</sub>-Kosten für stromintensive Industrien berücksichtigt werden (**Kapitel 5**).

In einem zusätzlichen Modellierungsgang werden die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ und die mögliche Kombination der dort beschriebenen Kraftwerksstilllegungen mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis im CWE-Regionalmarkt analysiert und mit Blick auf die anderen untersuchten Szenarien eingeordnet (**Kapitel 6**).

Abschließend werden die erzielbaren CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen in der Wechselwirkung mit dem EU ETS eingeordnet (**Kapitel 7**) und zentrale Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen der Analysen gezogen (**Kapitel 8**).

Die Bandbreite der zu analysierenden Szenarien wird im **Kapitel 2** definiert, ebenso wie die Spezifikation der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisannahmen für die Szenariojahre 2025 und 2030.

Der Anhang enthält weitere Ergebnisse der Modellierungen und eine Beschreibung des verwendeten Modellinstrumentariums.

Für die Analysen wurde eine Reihe von Szenarien zur Einführung von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen für die Jahre 2025 und 2030 definiert. Grundsätzlich wurde dabei unterstellt, dass der CO<sub>2</sub>-Mindestpreis (d. h. inklusive des Zertifikatspreises im EU ETS) in ausgewählten Staaten der CWE-Marktregion eingeführt wird, d. h. in Deutschland, Dänemark, den Niederlanden, Belgien, Luxemburg, Frankreich und Österreich (im Folgenden Regionalmarkt). Als Basis wird eine Entwicklung für den Zertifikatspreis im EU ETS unterstellt, nach dem die Preise mit Referenz zu der im Kapitel 1 beschriebenen Hypothese nach der Aufladephase der Marktstabilitätsreserve wieder zurückgehen und bis zum Ende der Dekade auf einem Niveau von 15 €/EUA verharren. Insgesamt ergeben sich so sechs Szenarien, die auf Grundlage der im Weiteren beschriebenen Parametrisierung mit jeweils eigenen Modellläufen untersucht wurden:

- » Referenz: CO<sub>2</sub>-Preis von 15 €/t
- » CO<sub>2</sub>-Preis von 15 €/t für die europäischen Länder, außer den Ländern des Regionalmarktes. Hier gilt ein CO<sub>2</sub>-Mindestpreis in Höhe von
  - » 20 €/t CO<sub>2</sub>,
  - » 25 €/t CO<sub>2</sub>,
  - » 30 €/t CO<sub>2</sub>,
  - » 35 €/t CO<sub>2</sub> sowie
  - » 40 €/t CO<sub>2</sub>

Die Höhe der betrachteten CO<sub>2</sub>-Preise erreicht damit ein Niveau, das bereits heute in Großbritannien erreicht wird bzw. nach einem Vorschlag für die Niederlande bis 2030 diskutiert bzw. geplant wurde.

Zusätzlich wurden Szenarien betrachtet, in denen CO<sub>2</sub>-Mindestpreise außen vor gelassen wurden, aber Kohlekraftwerke über politische Vorgaben stillgelegt werden. Zwei Stilllegungsszenarien sind zunächst Gegenstand der Untersuchung:

### KSP 2050

Reduktion der installierten Leistung der Kohlekraftwerke auf noch 28 GW im Jahr 2025 und 17 GW im Jahr 2030, wie im Projekt Folgenabschätzung Klimaschutzplan modelliert. Dies wurde im Modell so umgesetzt, dass im Jahr 2030 nur noch Kohlekraftwerke mit Baujahr 1995 und jünger in Betrieb sind.

### Early Action

Außerdem wurde als Vergleich dazu noch ein ambitioniertes Szenario betrachtet. In diesem wurde eine Reduktion der installierten Leistung der Kohlekraftwerke auf 13 GW im Jahr 2030 vorgenommen.<sup>1</sup> Stilllegungen in dieser Größenordnung wären erforderlich, damit Deutschland ein mit dem 2° C-Limit kompatibles Emissionsbudget für den Stromsektor einhält (Öko-Institut; Prognos 2017), wobei zur Einhaltung dieses Emissionsbudgets die Kombination der genannten Kraftwerksstilllegungen mit einem Instrument zur Auslastungsreduzierung (z. B. über einen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis) erforderlich würde. Damit sind dann 2030 nur noch Kohlekraftwerke mit Baujahren ab dem Jahr 2000 in Betrieb.

<sup>1</sup> Im Jahr 2025 beträgt die installierte Leistung der Kohlekraftwerke im ambitionierteren Szenario Early Action nur noch 17 GW.



Für diese Bandbreite an Szenarien wurden auch Kombinationen von politisch induzierten Stilllegungen und CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen im europäischen Regionalmarkt modelliert (Kapitel 4). Außerdem wurden Modellierungen zur Absicherung der Robustheit der verschiedenen Szenarienanalysen durchgeführt, mit unterschiedlichen Annahmen für die Entwicklung fossiler Energiepreise, die ebenfalls in Kapitel 4 dargestellt werden.

Zur Einordnung der o. g. Szenarien mit Blick auf die Empfehlungen der Kommission für „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ wurden zusätzliche Szenariovarianten modelliert:

### **KWSB**

In diesem Szenario wurden die Zielwerte für den Bestand an Kohlekraftwerken berücksichtigt, die in den Empfehlungen der KWSB niedergelegt wurden. Für das Jahr 2025 wurde ein Bestand von 14 GW Braunkohle- und 12 GW Steinkohlekraftwerken abgeleitet sowie für das Jahr 2030 eine verbleibende Kraftwerkskapazität von 9 GW Braunkohle- und 8 GW Steinkohlekraftwerken unterstellt (Öko-Institut 2019). Auch für diese Varianten wurden neben reinen Stilllegungsansätzen auch Kombinationen mit CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen im CWE-Regionalmarkt in Höhe von 30 und 40 €/t CO<sub>2</sub> untersucht.

Mit dieser Bandbreite an Parametervariationen für die Modellanalysen wird der Möglichkeitsraum für den Zeithorizont 2030 weitgehend vollständig beschrieben.

In allen Szenarien wird von einer Verlängerung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) ausgegangen. Dies führt zu einem zusätzlichen Zubau von Erdgas-KWK-Anlagen in einem Umfang von 5 GW bis 2030 (davon 2,5 GW bis 2025 und weitere 2,5 GW bis 2030).

Als Bezugsbasis für alle Preis- und Kostenangaben dient schließlich das Jahr 2018.

## 2.2 Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise

Den Modellierungsarbeiten für die Szenariojahre 2025 und 2030 wurden mit Blick auf die Kraftwerkseinstandskosten für Erdgas und Steinkohle sowie die CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise zwei Preispfade zugrunde gelegt.

Dargestellt sind in Tabelle 2-2 die Kraftwerkseinstandskosten für Erdgas und Steinkohle inklusive der energieträgerspezifischen Transport- und Strukturierungskosten sowie die Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen.

Die beiden Preispfade unterscheiden sich insbesondere in Bezug auf die Erdgaspreise. Im Basisszenario bleibt der Erdgaspreis konstant etwa auf dem heutigen Niveau, während der Erdgaspreis im Hochpreisszenario um etwa 50 % bis 2030 ansteigt.

Für den Bereich der Braunkohleverstromung wurde auf die im Öko-Institut (2017) dokumentierten Kostenstrukturen zurückgegriffen. Mit Blick auf die Kraftwerkseinstandskosten ergibt sich hier ein Niveau von etwa 1,5 €/MWh Energiegehalt des Brennstoffs.

Zusätzlich zu den kurzfristigen Brennstoffkosten müssen die Braunkohlekraftwerke noch die fixen Kosten der Braunkohletagebaue erwirtschaften (Öko-Institut 2017). Diese Fixkosten sind gemeinsam mit den Fixkosten der Kraftwerke in Tabelle 2-1 dargestellt.<sup>2</sup>

Diese Preisannahmen für CO<sub>2</sub> liegen mit 15 €/EUA bis 2030 zwar unter den am aktuellen Rand beobachtbaren Preisentwicklungen. Hier wird also eher ein niedriger (pessimistischer) Preispfad betrachtet, um abzubilden, dass die Preise für EUA auch wieder fallen könnten, wenn die Aufladephase der MSR abgeschlossen ist (vergleiche Kapitel 1 sowie Agora Energiewende und Öko-Institut 2018).

---

<sup>2</sup> Das Strommarktmodell berechnet Spotpreise für ein Stützjahr mit perfekter Voraussicht und perfektem Wettbewerb. Preisspitzen treten daher im Modell sehr selten auf. Erlöse aus weiteren Vermarktungsstufen jenseits des Spotmarkts werden nicht berücksichtigt. Um das Stilllegungskalkül der Kraftwerksbetreiber angemessen abbilden zu können, wurden Abschläge von 50 % auf die in Tabelle 2-1 dargestellten Fixkosten vorgenommen. Wenn die Deckungsbeiträge die reduzierten Fixkosten nicht decken können, wird das Kraftwerk stillgelegt.

Tabelle 2-1:

**Fixkosten fossiler Kraftwerke**

|                             | Fixe Betriebskosten |         |       |
|-----------------------------|---------------------|---------|-------|
|                             | Kraftwerk           | Tagebau | Summe |
|                             | €/kW                |         |       |
| <b>Braunkohle-Kraftwerk</b> |                     |         |       |
| Inbetriebnahme vor 1990     | 60                  | 85      | 145   |
| Inbetriebnahme ab 1990      | 40                  | 71      | 111   |
| <b>Steinkohle-Kraftwerk</b> | 40                  |         | 40    |
| <b>Erdgas-GuD-Kraftwerk</b> | 17                  |         | 17    |

Quelle: Öko-Institut (2017)

Tabelle 2-2:

**Entwicklung der Kraftwerkseinstandskosten für Brennstoffe und Emissionsberechtigungen, in € 2018**

|                                    |       | 2017 | 2018 | 2025 | 2030 |
|------------------------------------|-------|------|------|------|------|
| <b>Basisszenario</b>               |       |      |      |      |      |
| Steinkohle (frei Kraftwerk)        | €/MWh | 10,5 | 11,6 | 12,6 | 12,6 |
| Erdgas (frei Kraftwerk)            | €/MWh | 21,7 | 24,9 | 27,3 | 27,3 |
| <b>Hochpreisszenario</b>           |       |      |      |      |      |
| Steinkohle (frei Kraftwerk)        | €/MWh | 10,5 | 11,6 | 12,1 | 14,3 |
| Erdgas (frei Kraftwerk)            | €/MWh | 21,7 | 24,9 | 35,7 | 38,4 |
| CO <sub>2</sub> -Zertifikate (EUA) | €/EUA | 6,0  | 16,2 | 15,8 | 15,8 |

Anmerkungen: Angaben für 2017 und 2018 beziehen sich auf den Mittelwert des Folgejahres. Alle Angaben wurden mit Hilfe des harmonisierten Verbraucherpreisindex auf die Preisbasis 2018 umgerechnet.

Quelle: Bis 2018 EEX und ICE, ab 2025 basierend auf dem Projektionsbericht 2017

## 2.3 Weitere Annahmen

Für die Modellierungsergebnisse sind die exogenen Annahmen zu Bruttostromnachfrage, Kraftwerkskapazitäten im europäischen Ausland sowie die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wichtige Bestimmungsgrößen. Für alle untersuchten Szenarien wurden für eine bessere Vergleichbarkeit und Identifizierbarkeit der jeweiligen Effekte dieselben Annahmen hinsichtlich der genannten Bestimmungsgrößen getroffen.

Tabelle 2-3 zeigt die getroffenen Annahmen zum Bruttostromverbrauch und zum Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien. Es wird angenommen, dass der Bruttostromverbrauch für 2025 und 2030 in etwa konstant bei 560 TWh bleibt. Gleichzeitig steigt der Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen von 55 % in 2025 auf 68 % in 2030.

Die Annahmen für den Ausbau der erneuerbaren Energien in den Jahren 2025 und 2030 sind in Tabelle 2-3 dargestellt. Im MMS des Projektionsberichts 2017 beträgt die Stromerzeugung aus Windenergie an Land 96 TWh. Für dieses Projekt wurde ein zusätzlicher Ausbau im Bereich Wind an Land bis 2020 unterstellt. Dadurch beträgt die Stromerzeugung aus Wind an Land 106 TWh. Bei 2.000 Vollbenutzungsstunden ist es dafür notwendig, zusätzliche Windkraftanlagen im Umfang von ca. 5 GW zu installieren (dies entspricht in der Größenordnung auch der im aktuellen Koalitionsvertrag im Rahmen von Sonderausschreibungen vorgesehenen zusätzlichen Kraftwerkskapazität von 4 GW für Wind an Land).

Die installierten Kapazitäten und die Erzeugung im europäischen Ausland sind weitere wichtige Determinanten, die die Modellierungsergebnisse der untersuchten Szenarien beeinflussen. Für die konventionelle Erzeugung wurde angenommen, dass die gesamte Erzeugungskapazität in den Jahren 2025 und 2030 in etwa konstant bei rund 380 GW bleibt. Dabei ändert sich die Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Die installierte Leistung von Kernkraft- und Steinkohlekraftwerken nimmt zwischen 2025 und 2030 ab, während die Kapazitäten an erdgasgefeuerter Erzeugung ansteigen.

Tabelle 2-3:

**Annahmen zum Bruttostromverbrauch und zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien**

|                                                            | 2025 | 2030 |
|------------------------------------------------------------|------|------|
|                                                            | TWh  |      |
| Bruttostromverbrauch                                       | 555  | 560  |
| Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien             | 305  | 383  |
|                                                            |      |      |
| Anteil erneuerbarer Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch | 55 % | 68 % |

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 2-4:

**Konventionelle Erzeugungsleistung und Stromdargebot aus erneuerbarer Erzeugung für das europäische Ausland**

|                                                | 2025         | 2030         |
|------------------------------------------------|--------------|--------------|
| <b>Konventionelle Erzeugungsleistung</b>       | GW (netto)   |              |
| Kernenergie                                    | 92           | 76           |
| Braunkohle                                     | 27           | 27           |
| Steinkohle                                     | 49           | 33           |
| Erdgas                                         | 183          | 230          |
| Andere Fossile                                 | 32           | 16           |
| <b>Summe</b>                                   | <b>383</b>   | <b>381</b>   |
| <b>Stromdargebot aus erneuerbaren Energien</b> | TWh (netto)  |              |
| Wasserkraft                                    | 243          | 282          |
| Fotovoltaik und Wind                           | 862          | 1.202        |
| Biomasse                                       | 242          | 391          |
| <b>Summe</b>                                   | <b>1.346</b> | <b>1.875</b> |

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

### 3 Ergebnisse der Modellierung von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen und Kapazitätsstilllegungen

#### 3.1 Installierte Kapazitäten

Abbildung 3-1 zeigt die installierten Leistungen der Braunkohle-, Steinkohle- und der Erdgaskraftwerke in Deutschland für die unterschiedlichen Modellläufe, nachdem modellseitig geprüft wurde, ob die abbaubaren fixen Betriebskosten eines Kraftwerks

bzw. des angeschlossenen Tagebaus gedeckt werden können. Andernfalls wird das Kraftwerk stillgelegt. Dargestellt sind neben einem Referenzszenario Modellrechnungen für die Szenarien mit CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen im europäischen Regionalmarkt sowie zwei Szenarien mit rein politisch induzierten Stilllegungen ohne CO<sub>2</sub>-Mindestpreis.

Bereits im Referenzszenario werden Steinkohlekraftwerke stillgelegt. Bis 2025 reduziert sich die installierte Leistung auf nur noch 15 GW und bis 2030 auf 12 GW. Die Einführung eines regionalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreises setzt die Wettbewerbsfähigkeit von Steinkohlekraftwerken weiter herab. CO<sub>2</sub>-Mindestpreise von 25 €/t CO<sub>2</sub> führen dann zu weiteren Stilllegungen, sodass sich die installierte Leistung im Jahr 2030 auf nur noch 7 GW reduziert.

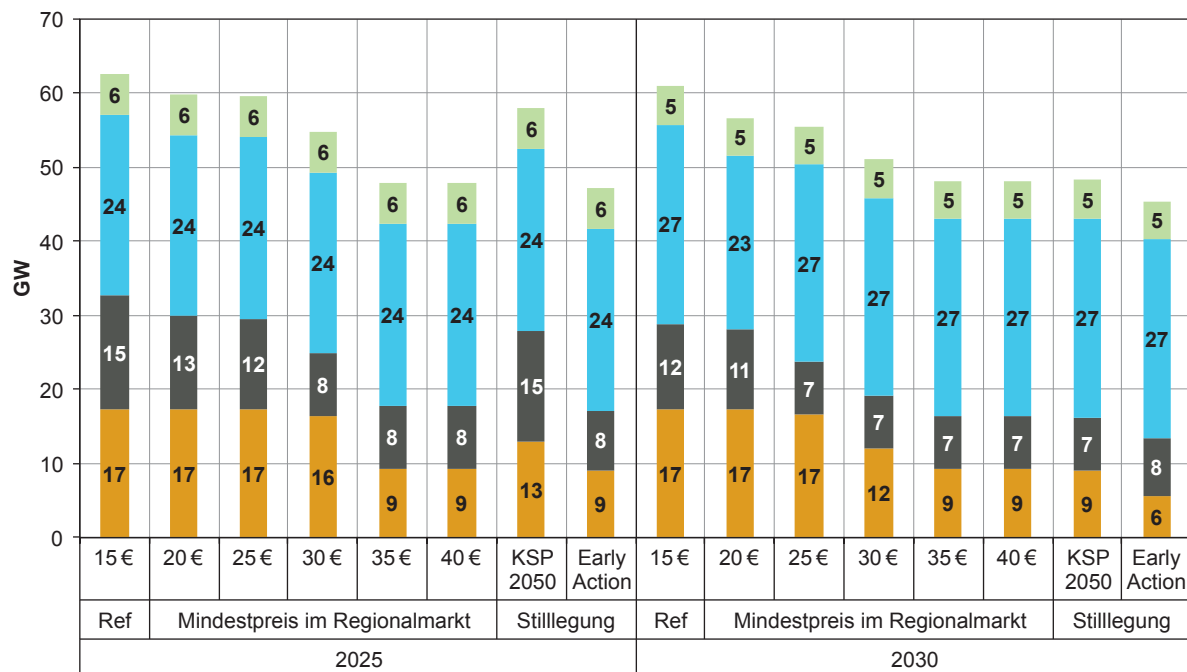
Ab einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 35 €/t CO<sub>2</sub> sind relevante Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken im Umfang von 8 GW bereits 2025 zu beobachten. Im Jahr 2030 reduziert ein Mindestpreis von 30 €/t CO<sub>2</sub> die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke im Markt auf 12 GW, ein Mindestpreis 35 €/t CO<sub>2</sub> reduziert die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke im Markt auf 9 GW.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass für die Modellrechnungen keine detaillierte Betrachtung der Versorgungssicherheit durchgeführt wurde. Es kann jedoch auf umfassende Analysen zur Versorgungssicherheit zurückgegriffen werden, die im Rahmen des entsprechenden Monitorings für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie sowie durch den Europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber Entso-E (Mid-term Adequacy Forecast – MAF, ENTSO-E 2018) vorgelegt wurden. Die Analysen zeigen, dass sich bei Niveaus der im Markt betriebenen Kohlekraftwerke von 27 GW im Jahr 2023 (BMWi-Monitoring) sowie von 23 GW (BMWi-Monitoring) bzw. 24 GW (MAF) im Jahr 2025 keine Einschränkungen für die Versorgungssicherheit ergeben.

Jenseits des Zeithorizonts 2025 hängt die Gewährleistung eines weiterhin hohen Niveaus an Versorgungssicherheit maßgeblich davon ab, ob in ausreichendem Umfang zusätzliche Maßnahmen im Bereich der Residuallast-Spitzen ergriffen werden (Nachfrage-Flexibilität, zusätzliche Kapazitäten an Speichern, Gaskraftwerke etc.). Die detaillierte Bewertung dieser Kapazitätsentwicklungen mit Blick auf die Versorgungssicherheit steht nicht im Fokus dieser Studie. In der Folgenabschätzung zum Klimaschutzplan 2050 (Öko-Institut; Fraunhofer ISI; Prognos AG; M-Five; IREES; FiBL 2019) wurde hier bis Ende der 2020er Jahre ein Bedarf von bis zu 10 GW zusätzlicher gesicherter Leistung (oder entsprechenden Äquivalente auf der Nachfrageseite) ermittelt.

Die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung hat diesbezüglich ein breiteres Monitoring der Versorgungssicherheit sowie ggf. die Schaffung eines systematischen Investitionsrahmens empfohlen, wenn sich in den nächsten Jahren, d.h. relativ kurzfristig, herausstellt, dass beim derzeit verfolgten Design eines Energy-Only-Marktes 2.0 die notwendigen Investitionen nicht hinreichend sicher bzw. absehbar zustande kommen oder der andernfalls notwendige Ausbau der Reservekapazitäten ein sinnvolles Maß überschreitet.

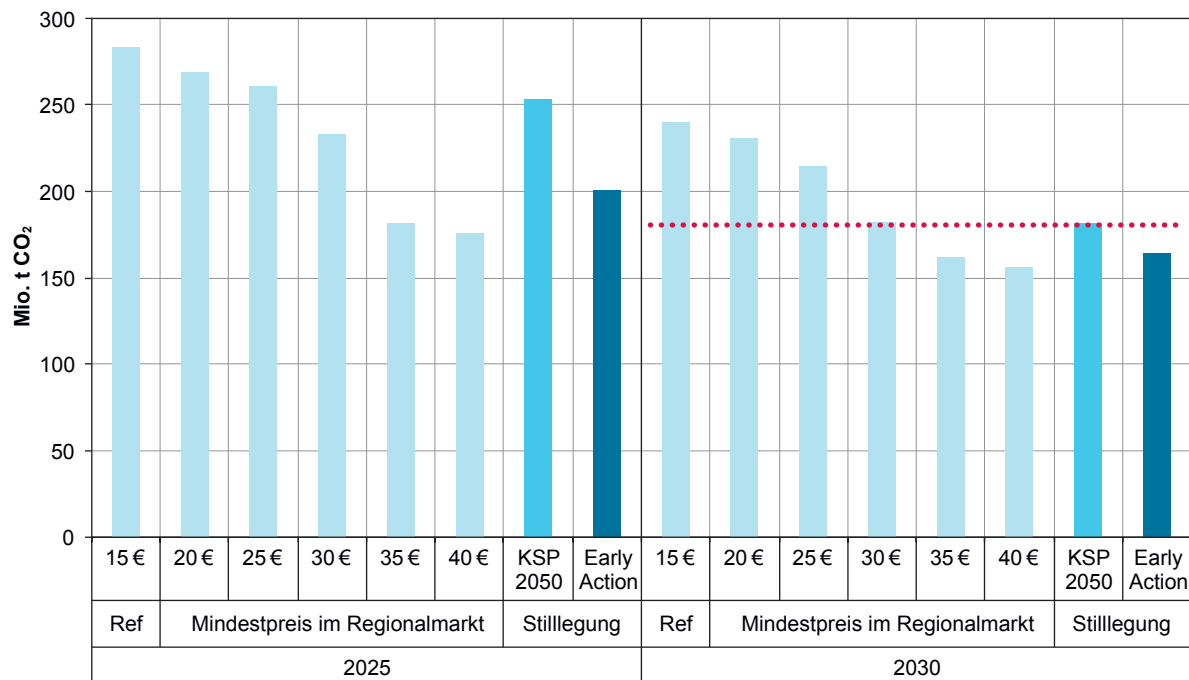
**Abbildung 3-1: Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung**



■ Sonstige Fossile  
 ■ Erdgas  
 ■ Steinkohle  
 ■ Braunkohle  
 Quelle: Berechnungen  
 des Öko-Instituts

Ausdrücklich hingewiesen werden soll auf die Tatsache, dass mit dem Modell des Fokussierten Kapazitätsmarkts (Öko-Institut; LBD; Raue 2012) ein Vorschlag für einen wirksamen und auch klimapolitisch integren Mechanismus zur marktbasierter Beschaffung gesicherter Leistung bzw. der entsprechenden Nachfrageflexibilität vorliegt, der auch den sehr weitgehenden emissionsseitigen Anforderungen genügt, die mit den Regelungen zum Strommarktdesign im Winterpaket der Europäischen Union (d. h. der Beschränkung von ggf. erfolgenden Kapazitätszahlungen auf Kraftwerke mit Emissionen von maximal 55 g CO<sub>2</sub>/kWh) weitgehend in Einklang steht.

**Abbildung 3-2: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke und Vergleich mit dem Sektorziel 2030**



■ CO<sub>2</sub>-Emissionen  
 ... Sektorziel 2030  
 Quelle: Berechnungen  
 des Öko-Instituts

### 3.2 CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland

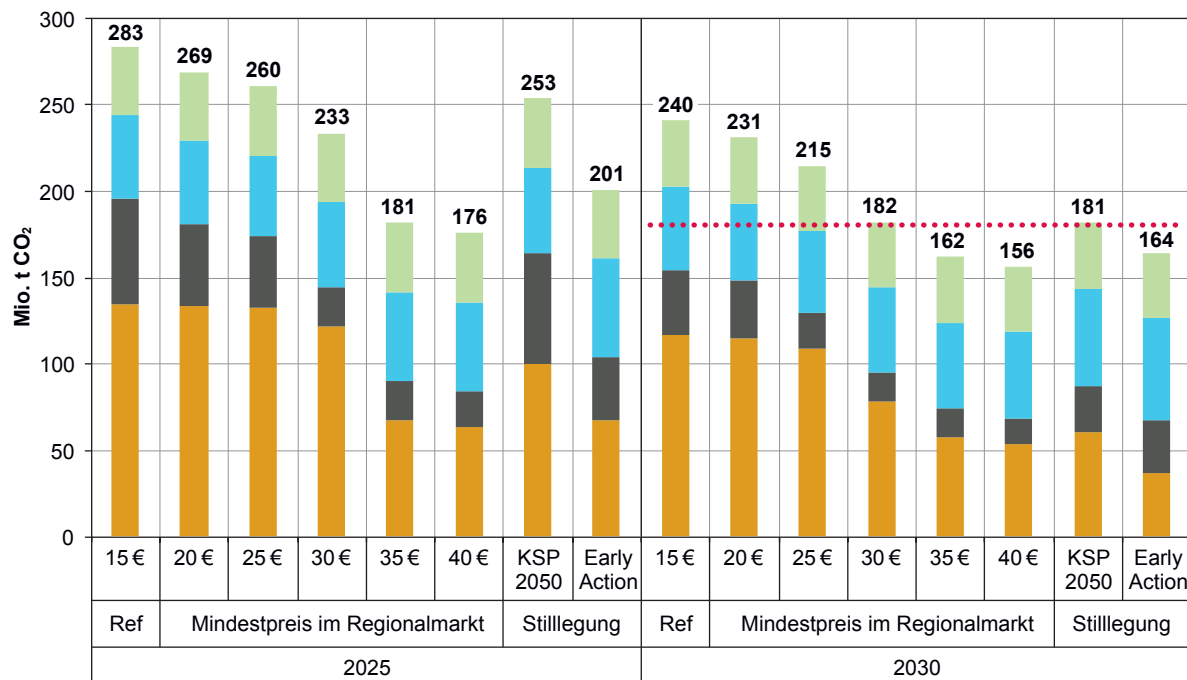
Abbildung 3-2 zeigt die errechneten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke in Deutschland für die verschiedenen Szenarien. Für das Jahr 2030 wird außerdem der Bereich des Sektorziels für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 auf Basis des Klimaschutzplans 2050 mit einem Zielniveau von 180 Mio. t CO<sub>2</sub> dargestellt.<sup>3</sup>

Bei Szenarien mit regionalem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis lässt sich für 2025 bei Preisen von 15 bis 30 €/t CO<sub>2</sub> eine relativ stetige Emissionsminderung feststellen. Bei einer Erhöhung des Mindestpreises um 15 € ist eine CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung von 50 Mio. t CO<sub>2</sub> zu beobachten. Danach steigt die CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung sprunghaft an. Bei einer Erhöhung des regionalen Mindestpreises um weitere 5 € wird wiederum eine zusätzliche Minderung von 50 Mio. t CO<sub>2</sub> erreicht. Für 2030 steigt bereits bei einem regionalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 30 € die Minderung sprunghafter an. Diese Sprünge stehen in direktem Zusammenhang mit den Kapazitätsreduktionen, die in Abschnitt 3.1 beschrieben werden. Sie spiegeln die unterschiedlichen Emissionsfaktoren von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken wider (siehe auch Abbildung 3-3).

<sup>3</sup> Das Sektorziel für die Energiewirtschaft des Klimaschutzplans 2050 erfasst nicht die Kraftwerke des Verarbeitenden Gewerbes, dafür aber andere Anlagen des Energiesektors, die nicht der Stromerzeugung dienen sowie die flüchtigen Emissionen der Energiewirtschaft (z. B. aus der Förderung, der Aufbereitung und der Verteilung fossiler Energieträger). Für die Modellierung des gesamten Strommarkts, der ja auch die Kraftwerke des Verarbeitenden Gewerbes erfasst, wurden die entsprechenden Umrechnungsschritte vorgenommen. Dies erklärt das im Vergleich zum Sektorziel für die Energiewirtschaft in der genannten Abgrenzung höhere Zielniveau für den (gesamten) Stromsektor.



**Abbildung 3-3: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen und Vergleich mit dem Sektorziel 2030**



■ Sonstige Fossile  
■ Erdgas  
■ Steinkohle  
■ Braunkohle  
... Sektorziel 2030  
 Quelle: Berechnungen  
 des Öko-Instituts

Das Emissionsniveau des Sektorziels von 180 Mio. t CO<sub>2</sub> wird bei CO<sub>2</sub>-Preisen von ca. 30 € (bei Einführung im Regionalmarkt) erreicht. Reine Stilllegungspolitiken erreichen dies mit einer Reduktion der installierten Kapazitäten auf 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle.

Der Vergleich zwischen den beiden Stilllegungsszenarien und den Mindestpreisszenarien zeigt: Die (politisch induzierte) Leistungsreduktion der Kohlekraftwerke auf nur noch 13 GW im Jahr 2030 erzielt vergleichbare Emissionsminderungen wie Mindestpreise von 35–40 €/t CO<sub>2</sub> (die Emissionen werden so auf ein Niveau von etwa 160 Mio. t CO<sub>2</sub> reduziert).

Für die Interpretation dieser Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass bei sich verändernden Rahmenbedingungen (z. B. höhere Erdgaspreise) auch veränderte CO<sub>2</sub>-Preise notwendig sein können, um die gleichen Emissionsminderungen zu erreichen (vergleiche Kapitel 4).

Abbildung 3-3 zeigt die nach Brennstoffen differenzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen in den verschiedenen Szenarien. Grundsätzlich können veränderte Emissionsniveaus durch zwei Effekte entstehen: Entweder durch die Verringerung der installierten Kapazitäten oder durch eine Veränderung der Kraftwerksauslastung. Die in den Szenarien berechneten Emissionsminderungen ergeben sich in der Zusammenschau beider Effekte.

Es zeigt sich, dass 2025 ein regionaler Mindestpreis bis ca. 25 €/t CO<sub>2</sub> insbesondere die Emissionen aus der Steinkohleverstromung mindert. Dabei sinken die Emissionen der Steinkohlekraftwerke bei einem regionalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 20 € annähernd proportional zur Reduktion der Kapazität, während die Emissionen beim Sprung von 20 € auf 25 €/t CO<sub>2</sub> überproportional zu den

Kapazitäten zurückgehen, es also zu zusätzlichen Emissionsminderungen durch eine verringerte Auslastung der Steinkohlenkraftwerks-Flotte kommt. Für 2030 ist ein überproportionaler Rückgang der Emissionen bei einer Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Mindestpreises von 15 auf 20 €/t CO<sub>2</sub> zu beobachten. Mindestpreise von 25 bis 40 €/t CO<sub>2</sub> wirken stärker auf die Emissionen der Braunkohlekraftwerke, mindern die Emissionen aber auch im Bereich der Steinkohleverstromung weiter. Die Emissionen der Erdgaskraftwerke nehmen dagegen leicht zu.

Während sich das Sektorziel für 2030 sowohl mit einem regionalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 30 € als auch durch Kraftwerksstilllegungen nach KSP 2050 annähernd erreichen lässt, sind die dahinterliegenden Kraftwerksparks und damit auch die CO<sub>2</sub>-Emissionsquellen unterschiedlich. Da der regionale Mindestpreis vor allem die Wettbewerbsfähigkeit von Steinkohlekraftwerken herabsetzt, sind in diesem die entsprechenden installierten Leistungen geringer als bei politisch induzierten Stilllegungen. Somit sind im CO<sub>2</sub>-Mindestpreisszenario die Emissionen von Braunkohlekraftwerken höher, während im Szenario mit politisch induzierten Stilllegungen mehr Emissionen von Steinkohle- und Erdgaskraftwerken verursacht werden.

### 3.3 CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa

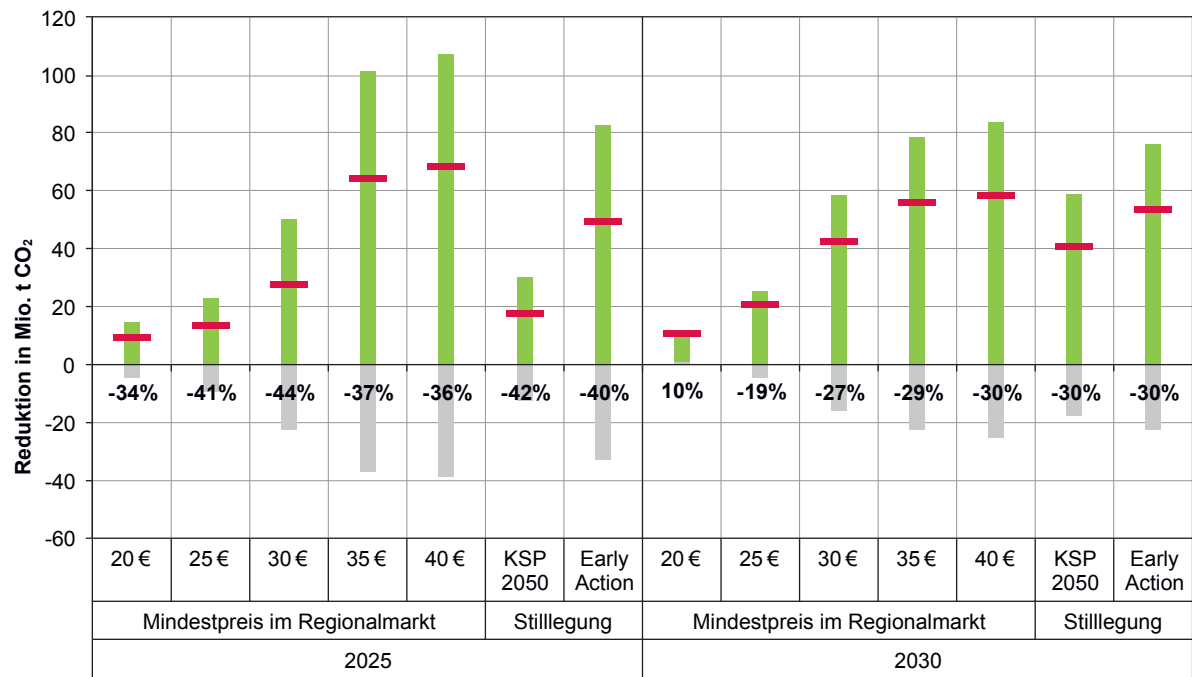
Die bisherigen Analysen im Abschnitt 3.2 haben gezeigt, dass mit Einführung von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen im Regionalmarkt die Emissionen in Deutschland deutlich sinken können. Zum Teil lässt sich das darauf zurückführen, dass sich die Stromproduktion von Deutschland in die Nachbarländer verlagert, sodass dort die CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen.

Abbildung 3-4 zeigt die Emissionsminderung in Deutschland, den Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen außerhalb Deutschlands sowie den Emissionsminderungseffekt im Saldo. Dargestellt ist jeweils die Veränderung gegenüber dem Referenzszenario. In allen Szenarien sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen im europäischen Saldo.

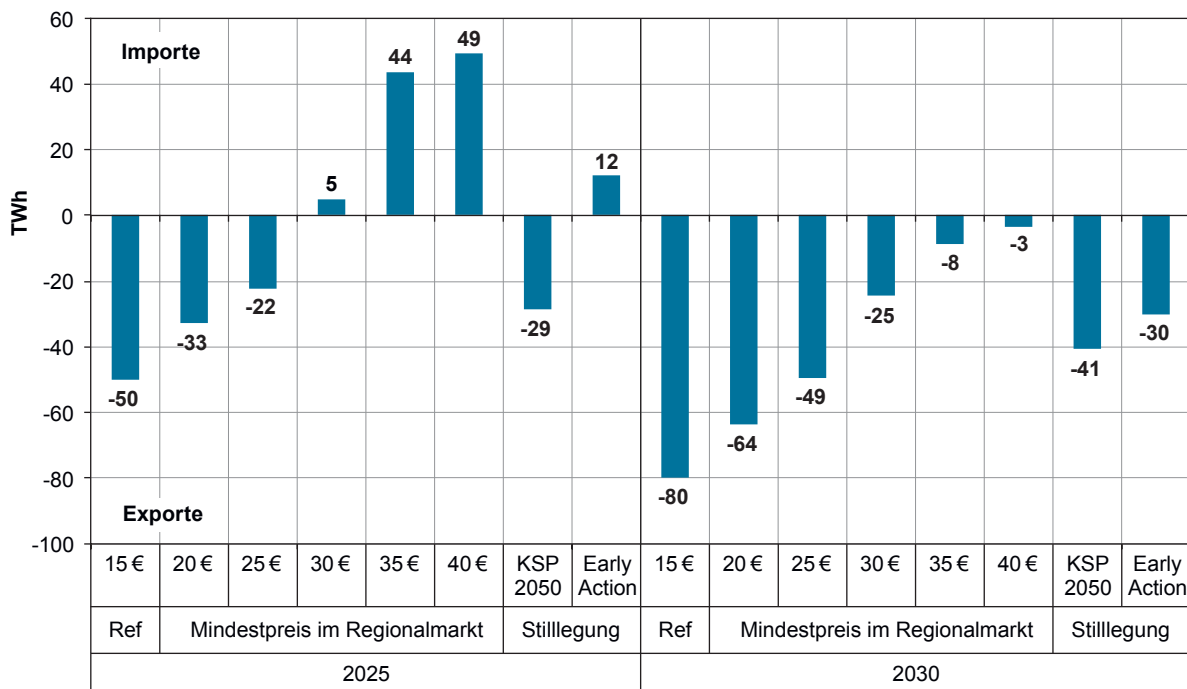
Im europäischen Saldo erreicht ein regionaler CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 25 €/t CO<sub>2</sub> in 2025 und 30 €/t CO<sub>2</sub> in 2030 etwa dieselben Emissionsminderungen wie Stilllegungen nach KSP 2050. Der Minderungssaldo liegt dabei im Jahr 2025 bei 15–20 Mio. t CO<sub>2</sub> und 2030 bei rund 40 Mio. t CO<sub>2</sub>. Ein CO<sub>2</sub>-Mindestpreis, der denselben Emissionsminderungseffekt wie Stilllegungen nach dem Szenario Early Action erreicht, liegt für 2025 zwischen 25 und 30 €/t CO<sub>2</sub> für 2030 zwischen 30 und 35 €/t CO<sub>2</sub>. Hierdurch kann im europäischen Saldo eine Emissionsminderung von rund 50 Mio. t CO<sub>2</sub> erreicht werden.

Der europäische Rebound bei Einführung eines Mindestpreises im Regionalmarkt im Jahr 2025 beträgt etwa 40 % und sinkt auf etwa 30 % im Jahr 2030. Hintergrund ist, dass der Strommix im Zeitverlauf deutlich weniger CO<sub>2</sub>-intensiv wird.

**Abbildung 3-4:** Änderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen ggü. der Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo sowie jeweiliger europäischer Rebound-Effekt



**Abbildung 3-5: Strom-Import-Export-Saldo bei CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen und bei politisch induzierten Stilllegungen, 2025 und 2030**



■ Strom-Import-Export-Saldo

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

### 3.4 Grenzüberschreitender Stromaustausch

Abbildung 3-5 zeigt die Auswirkungen des regionalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreises und politisch induzierter Kapazitätsstilllegungen auf den jährlichen Import-Export-Saldo in den verschiedenen Szenarien. In der Referenzvariante ergeben sich in den Modellrechnungen jährliche Nettostromexporte von rund 50 TWh im Jahr 2025 und 80 TWh im Jahr 2030. Im Vergleich zur aktuellen Situation bleibt das Exportsaldo Deutschlands damit auf einem hohen Niveau bzw. steigt sogar noch an.

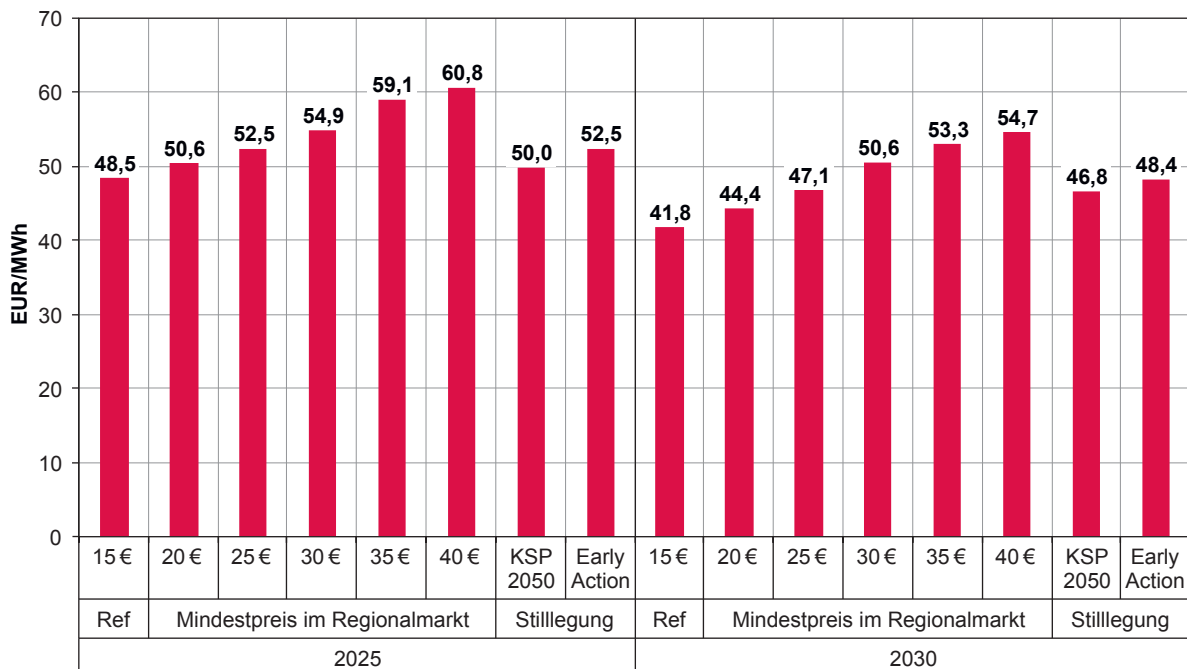
Durch die Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises im Regionalmarkt werden die Exportüberschüsse abgebaut. Im Jahr 2025 sind ab einem Mindestpreis von 35 €/t CO<sub>2</sub> deutliche Stromimporte zu beobachten. Im Jahr 2030 ergeben sich für keines der untersuchten Szenarien Nettostromimporte.

Politisch induzierte Stilllegungen haben dagegen durchweg niedrigere Verschiebungseffekte in der Import-Export-Bilanz zur Folge. Im Jahr 2030 betragen die Exporte vor dem Hintergrund der niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise dann immer noch 30 bis 40 TWh.

### 3.5 Börsenstrompreise

Neben der Frage nach den Auswirkungen auf CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromaustauschs stellt sich auch jene nach den Auswirkungen der untersuchten Stilllegungen bzw. der CO<sub>2</sub>-Mindestpreise auf die Strompreise.

**Abbildung 3-6: Börsenstrompreise bei CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen und bei politisch induzierten Stilllegungen, 2025 und 2030**



■ Börsenstrompreis  
 Quelle: Berechnungen  
 des Öko-Instituts

Da die Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate bei den Geboten der Kraftwerke an der Strombörse eingepreist werden, ist für die Szenarien mit CO<sub>2</sub>-Mindestpreise grundsätzlich ein Anstieg der Strompreise im Großhandelsmarkt zu erwarten. Wie hoch dieser im Jahresdurchschnitt ausfällt, hängt von den jeweiligen Kosten des Grenzkraftwerks und der Stundenanzahl ab, mit denen ein Grenzkraftwerk die Preise setzt.

In der Modellierung ergibt sich der Strompreis aus der marginalen Kostenänderung, die notwendig wäre, um eine weitere Kilowattstunde zu erzeugen. Die entsprechenden Ergebnisse sind in Abbildung 3-6 dargestellt. In der Referenz beträgt der Börsenstrompreis 40 €/MWh im Jahr 2030. Durch die Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises im Regionalmarkt steigen die Strompreise moderat an. Ein CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 35 €/t CO<sub>2</sub> im Regionalmarkt führt im Jahr 2030 zu einem Strompreisanstieg von ca. 10 €/MWh gegenüber der Referenz (der Strompreisanstieg beträgt also im hier unterstellten Marktumfeld etwa 5 €, wenn der CO<sub>2</sub>-Preis um 10 €/t CO<sub>2</sub> zunimmt).

Bei politisch induzierten Stilllegungen sind Effekte auf den Börsenstrompreis geringer als bei der Einführung von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen. Politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen gemäß dem Szenario KSP 2050 führen zu einem Anstieg der Börsenstrompreise von 1 €/MWh im Jahr 2025 und 4 €/MWh im Jahr 2030. Im Szenario Early Action erhöhen sich die Börsenpreise im Szenariojahr 2025 um ca. 4 €/MWh sowie um ca. 7 €/MWh für den Zeithorizont 2030.

Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass je nach Umsetzungsvariante die Refinanzierung möglicher Entschädigungszahlungen noch zusätzliche Kosten verursachen kann.

## 4 Ergebnisse der Modellierung von Maßnahmenkombinationen und Sensitivitäten

### 4.1 Einleitung

In den folgenden Abschnitten wird dargestellt, wie sich die Kombination aus politisch induzierten Stilllegungen und CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen auf die installierten Kapazitäten, CO<sub>2</sub>-Emissionen, Import-Export-Bilanz und Börsenstrompreise auswirkt.

Außerdem werden die Ergebnisse der Berechnung von Brennstoffpreissensitivitäten dargestellt. Der Vergleich der unterschiedlichen Szenarien geschieht jeweils für die Stützjahre 2025 und 2030. Im Einzelnen werden in den Abbildungen jeweils folgende Szenarien miteinander verglichen: der Referenzfall ohne Mindestpreis sowie CO<sub>2</sub>-Mindestpreise von 30 bzw. 40 €/t im europäischen Regionalmarkt. Verglichen werden die entsprechenden Modellierungsergebnisse mit den beiden Varianten allein politisch induzierter Stilllegungen von Kohlekraftwerken sowie entsprechenden Kombinationen aus politisch induzierten Stilllegungen und Mindestpreisen. Betrachtet wird jeweils das bereits im Kapitel 3 vorgestellte Referenzszenario und ein Hochpreisszenario mit deutlich höheren Erdgaspreisen (siehe dazu auch Abschnitt 2.2).

### 4.2 Installierte Kapazitäten

Abbildung 4-1 und Abbildung 4-2 zeigen zunächst die installierten Leistungen von Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken für die untersuchten Szenarien.

Die Übersicht zeigt, dass im Hochpreisszenario insbesondere mehr Steinkohleleistung erhalten bleibt. Durch die höheren Erdgaspreise werden Erdgaskraftwerke seltener abgerufen. Stattdessen erwirtschaften Steinkohlekraftwerke höhere Deckungsbeiträge und können dadurch länger ihre Fixkosten decken. Dies wird insbesondere 2025 für die Kombination von Stilllegungen nach KSP 2050 und regionalem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis deutlich. Hier sinkt die installierte Leistung an Steinkohlekraftwerken unter Referenzbrennstoffpreisen im Vergleich zum Referenzkraftwerkspark auf unter die Hälfte ab. In der Brennstoffpreissensitivität mit hohen Erdgaspreisen bleibt die installierte Leistung dagegen annähernd konstant.

Für das ambitioniertere Stilllegungsszenario hat ein zusätzlicher CO<sub>2</sub>-Mindestpreis kaum Auswirkungen auf die installierten Kapazitäten der Kohlekraftwerke. Da hier ohnehin diejenigen Kohlekraftwerke stillgelegt wurden, die vor dem Jahr 2000 errichtet wurden, haben genau jene Kohlekapazitäten bereits den Markt verlassen, die bei hohen CO<sub>2</sub>-Preisen ihre Deckungsbeiträge nicht mehr erwirtschaften können und mit Stilllegung reagieren würden.

Eine modellendogene Stilllegung von Braunkohlekraftwerken erfolgt lediglich in der Kombination von Stilllegungen nach KSP 2050 und einem hohen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 40 €.

Abbildung 4-1:

**Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung für Kombinationen von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen von Kohlekraftwerken, 2025**

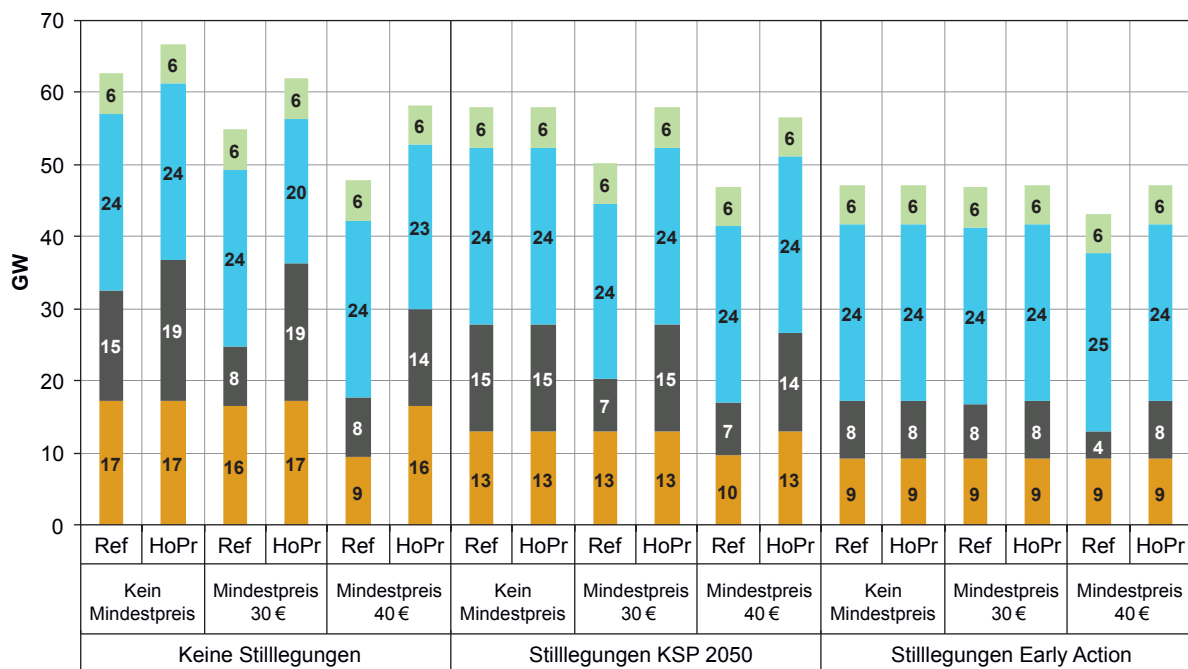
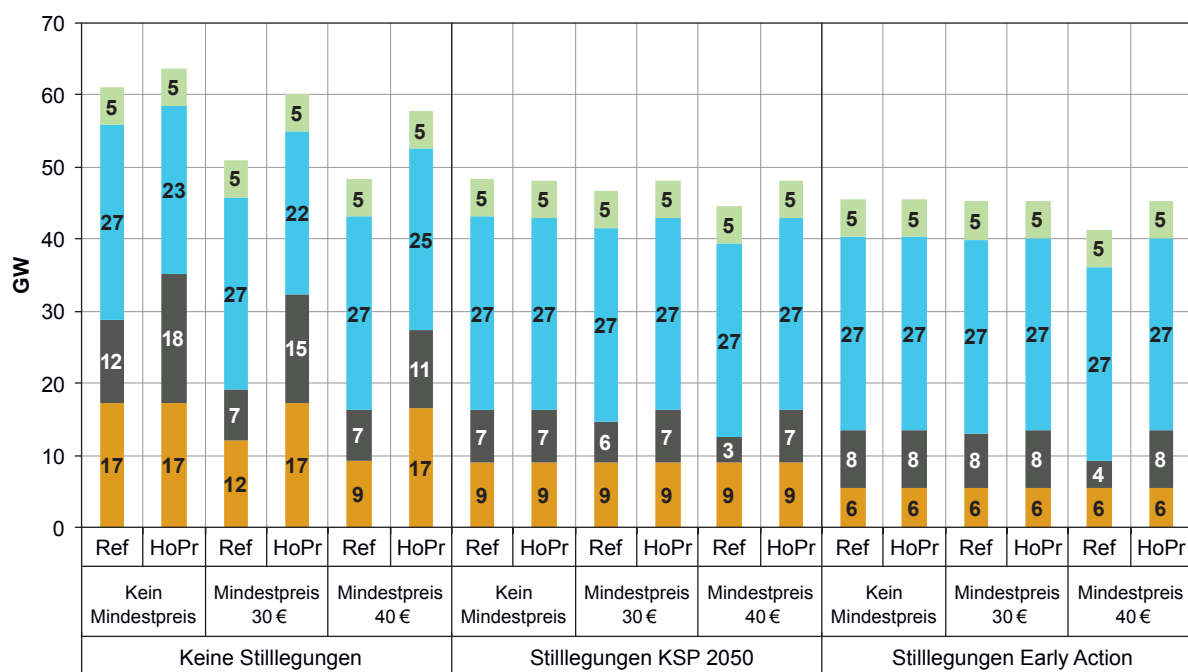


Abbildung 4-2:

**Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung für Kombinationen von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen von Kohlekraftwerken, 2030**



■ Sonstige Fossile ■ Erdgas ■ Steinkohle ■ Braunkohle

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

### 4.3 CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland

Abbildung 4-3 und Abbildung 4-4 zeigen zum einen, welche zusätzlichen Emissionsminderungen erreicht werden können, wenn die zuvor in Abschnitt 3 einzeln untersuchten Maßnahmen kombiniert werden, wenn also zusätzlich zu Kraftwerksstilllegungen noch ein regionalmarktweiter CO<sub>2</sub>-Mindestpreis für die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke eingeführt wird.

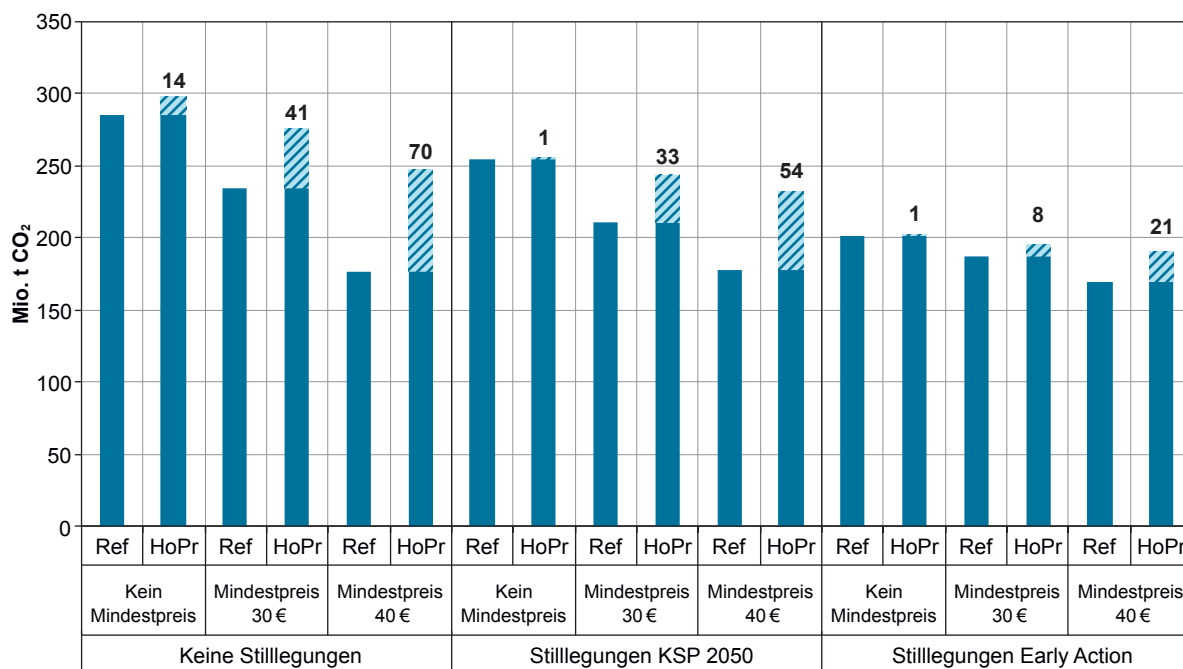
Für 2025 ergeben sich in der Kombination des Stilllegungsszenarios KSP 2050 und eines regionalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreises von 30 €/t CO<sub>2</sub> zusätzliche Emissionsminderungen von 44 Mio. t CO<sub>2</sub>. Steigt der CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 30 € auf 40 €/t CO<sub>2</sub> ergeben sich wiederum zusätzliche Minderungen von 33 Mio. t CO<sub>2</sub>. Die Kombinationen auf Basis des Stilllegungsszenarios Early Action starten von einem deutlich niedrigeren Niveau aus (250 Mio. t CO<sub>2</sub> für KSP 2050 vs. 200 Mio. t CO<sub>2</sub> für Early Action). Mit einem zusätzlichen regionalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis lassen sich hier nur geringere zusätzliche Minderungen erzielen: 14 Mio. t CO<sub>2</sub> bei einem regionalen Mindestpreis von 30 € und nochmals zusätzliche 18 Mio. t CO<sub>2</sub> beim Anstieg von 30 auf 40 €.

Für 2030 ist der zusätzliche Effekt der Einführung eines regionalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreises für die kombinierten Szenarien auf Basis des Stilllegungsszenarios Early Action derselbe wie 2025. Dagegen ist er für die kombinierten Szenarien auf Basis des Stilllegungspfad KSP 2050 deutlich geringer. In der Kombination mit einem regionalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 30 €/t CO<sub>2</sub> ergeben sich zusätzliche Emissionsminderungen von 17 Mio. t CO<sub>2</sub>. Steigt der CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 30 € auf 40 €/t CO<sub>2</sub>, ergeben sich wiederum zusätzliche Minderungen von 13 Mio. t CO<sub>2</sub>.

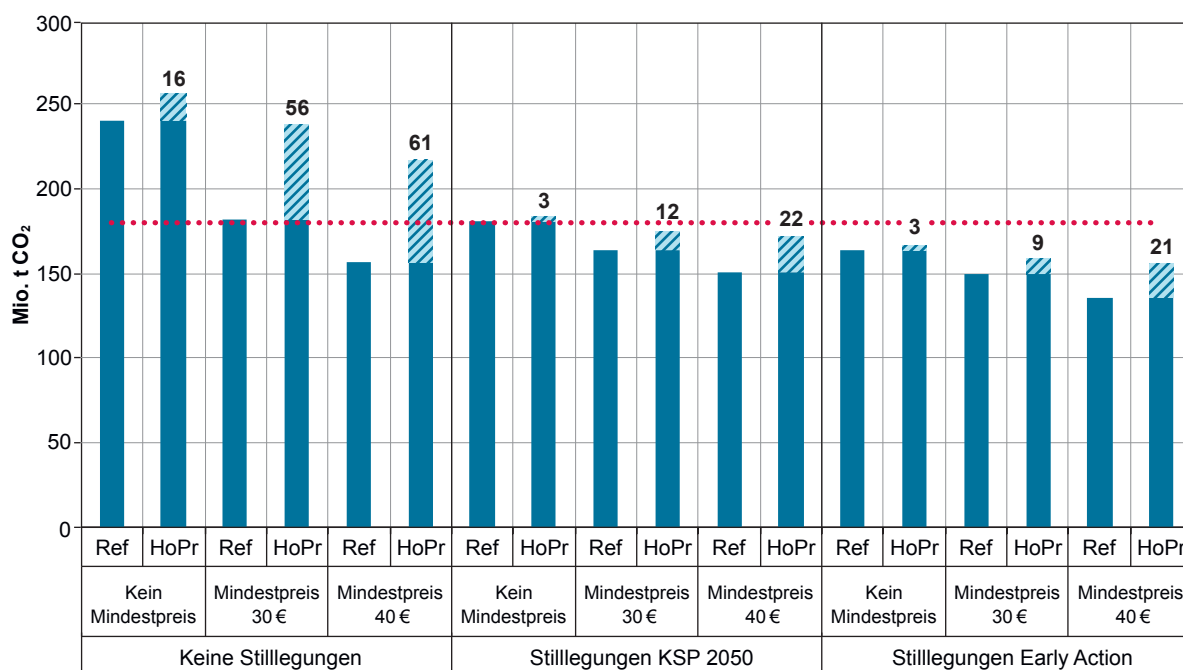
Auch in der Brennstoffpreissensitivität mit hohen Erdgaspreisen ergeben sich Emissionsminderungen durch die Kombination der Maßnahmen, die zusätzliche Wirkung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises fällt dann jedoch geringer aus. Für 2025 ergeben sich in Kombination des Stilllegungspfad KSP 2050 mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 30 € zusätzliche Minderungen von 11 Mio. t CO<sub>2</sub>, bei 40 € noch zusätzlich 13 Mio. t CO<sub>2</sub> (im Stilllegungsszenario Early Action ergeben sich 6 bzw. 5 Mio. t CO<sub>2</sub>). Für 2030 fallen die Minderungen in der Kombination nochmals deutlich geringer aus. In den Stilllegungsszenarien lässt sich durch die zusätzliche Einführung eines regionalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreises auf einem Niveau von 40 €/t CO<sub>2</sub> nur eine Minderung von 11 bis 12 Mio. t CO<sub>2</sub> erreichen. Außerdem wird dokumentiert, wie sich steigende Erdgaspreise auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland auswirken. Generell lässt sich feststellen, dass die in Stilllegungsszenarien erzielten Emissionsminderungen deutlich weniger sensitiv auf veränderte Brennstoffpreise reagieren. Während in der Referenz die Emissionen im Hochpreisszenario um 14–16 Mio. t CO<sub>2</sub> steigen, bleiben diese in den Stilllegungsszenarien sowohl für 2025 als auch für 2030 nahezu unverändert. Gerade für 2030 zeigt sich, dass das Sektorziel in den modellierten Szenarien mit Stilllegungen robust erreicht wird, während es in reinen CO<sub>2</sub>-Mindestpreisszenarien unter Annahme hoher Brennstoffkosten verfehlt wird. Im Szenario ohne Stilllegungen mit einem regionalen Mindestpreis von 30 €/t CO<sub>2</sub> sind im Hochpreisszenario die Emissionen auf demselben Niveau wie in der Referenz ohne jegliche Maßnahmen. Der emissionsmindernde Effekt des CO<sub>2</sub>-Mindestpreises wird damit komplett durch den emissionssteigernden Effekt hoher Erdgaspreise kompensiert.



**Abbildung 4-3: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke und Emissionsminderungen gegenüber der Referenz für Kombinationen von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025**



**Abbildung 4-4: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke und Emissionsminderungen gegenüber der Referenz für Kombinationen von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2030**



■ CO<sub>2</sub>-Emissionen    ▨ Differenz CO<sub>2</sub>-Emissionen    ... Sektorziel 2030

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

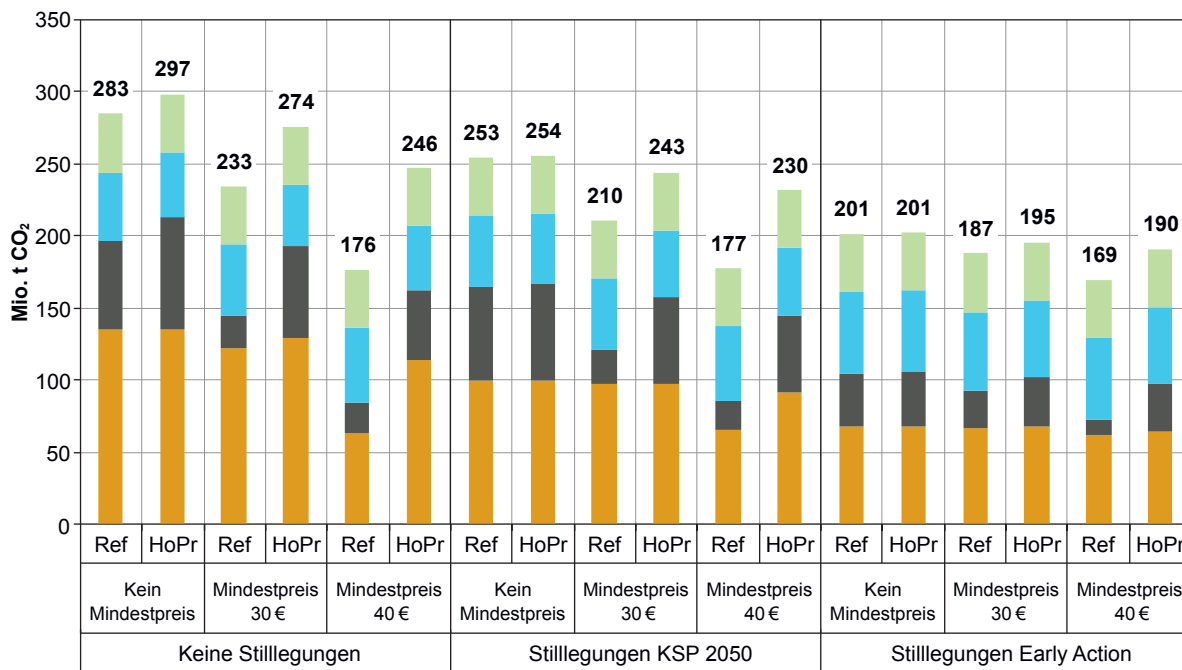
Insgesamt lässt sich festhalten: Je ambitionierter die Stilllegungspolitik ist, desto kleiner ist – in der Kurzfristperspektive – die zusätzliche Emissionsminderung durch den zusätzlich eingeführten Mindestpreis.

Abbildung 4-5 und Abbildung 4-6 stellen die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke in Deutschland nach Brennstoffen differenziert für die verschiedenen Szenarien dar. Während der CO<sub>2</sub>-Mindestpreis ohne zusätzliche Stilllegungen sowohl die Emissionen von Braunkohle- als auch von Steinkohlekraftwerken deutlich reduziert, führt die Einführung eines zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Mindestpreises in den Stilllegungsszenarien vor allem zu einer Reduktion der Emissionen der verbleibenden inländischen Steinkohlekraftwerke. Je höher der CO<sub>2</sub>-Mindestpreis, desto stärker werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Steinkohlekraftwerken begrenzt. Im Hochpreisszenario ist dieser Effekt jedoch weniger stark zu beobachten. Im Jahr 2025 sind die installierten Kapazitäten an Braun- und Steinkohlekraftwerken höher als in 2030 (siehe Abschnitt 4.2). Somit reagiert der Kraftwerkspark auch sensibler auf die Erhöhung der Erdgaspreise im Hochpreisszenario.

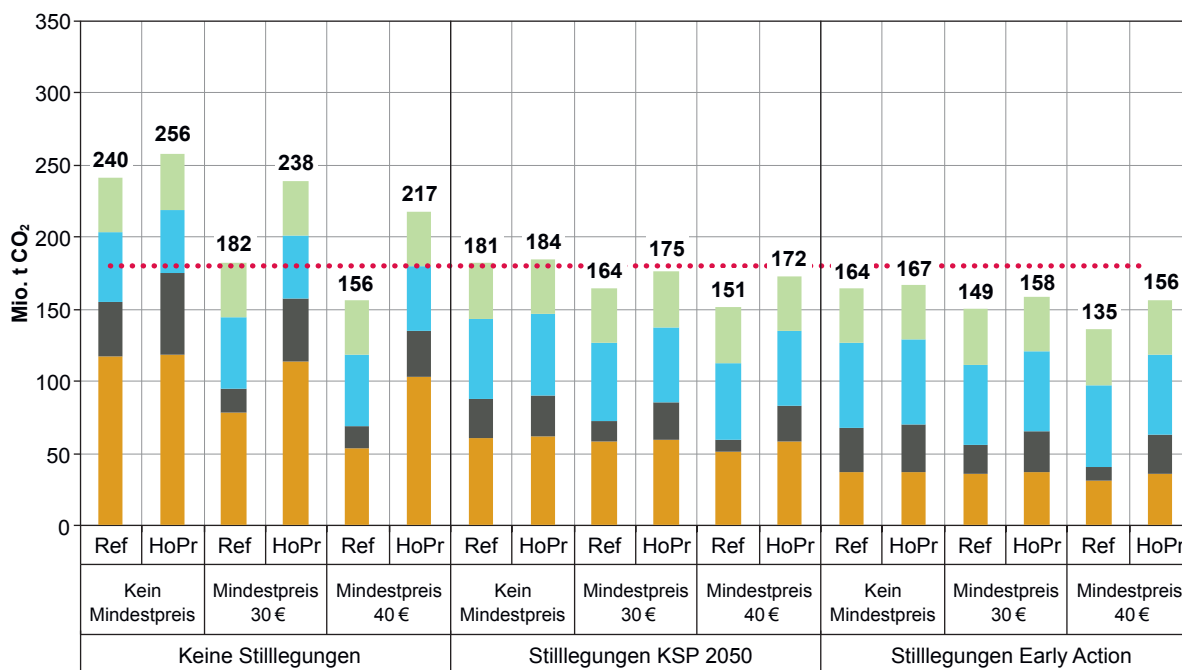
Eine Reduktion der Emissionen der verbleibenden inländischen Braunkohlekraftwerke lässt sich nur in der Kombination des Stilllegungsszenarios KSP 2050 mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 40 €/t CO<sub>2</sub> beobachten.

Für die umfangreicheren Stilllegungen von Braun- und Steinkohle im Stilllegungsszenario Early Action sind die Emissionsminderungen durch den zusätzlichen Mindestpreis zwar geringer. Abbildung 4-5 und Abbildung 4-6 zeigen aber, dass der Mindestpreis auch hier hauptsächlich auf die Emissionen aus Steinkohlekraftwerken wirkt.

**Abbildung 4-5: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025**



**Abbildung 4-6: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2030**



■ Sonstige Fossile 
 ■ Erdgas 
 ■ Steinkohle 
 ■ Braunkohle 
 ... Sektorziel 2030

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

#### 4.4 CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa

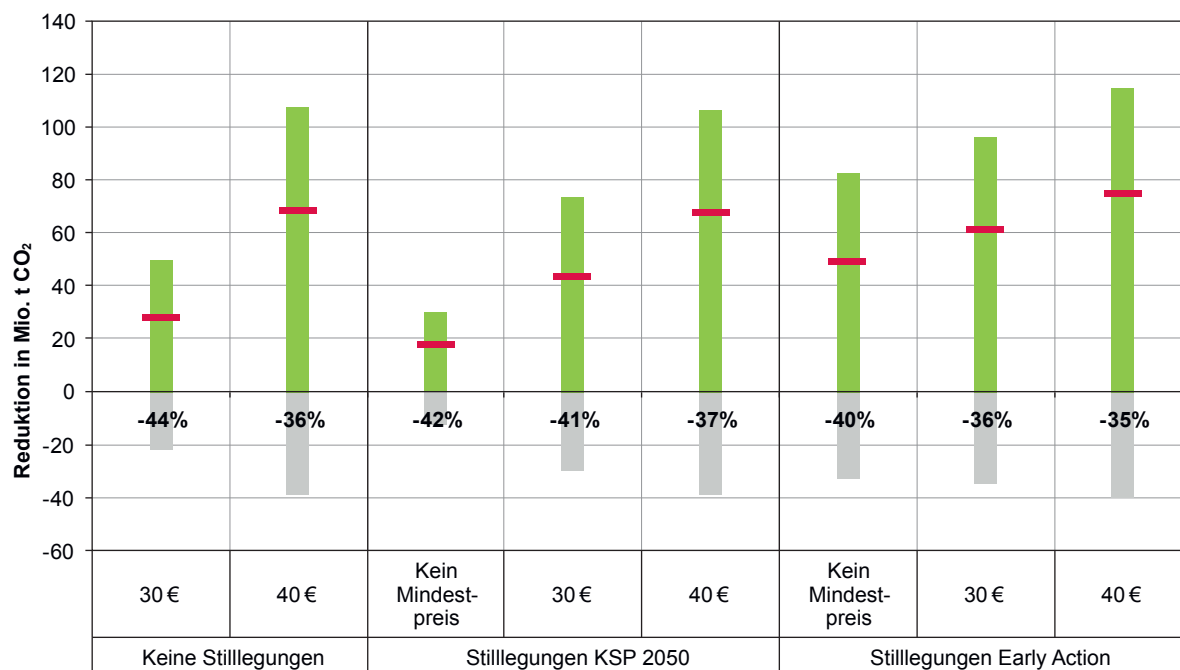
Abbildung 4-7 bis Abbildung 4-10 zeigen im Überblick, wie sich die Kombination aus europäischem regionalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis und zusätzlichen politisch induzierten Stilllegungen in Deutschland auf die Emissionen in Deutschland und den europäischen Nachbarländern sowie den Nettominderungseffekt auswirkt. In den Abbildungen ist jeweils die Emissionsminderung gegenüber der jeweiligen Referenz aufgetragen. Darüber hinaus wird der jeweilige europäische Rebound-Effekt als Quotient aus Anstieg der Emissionen im europäischen Ausland und Emissionsminderungen in Deutschland aufgeführt. Dabei beziehen sich die dargestellten Ergebnisse in Abbildung 4-7 und Abbildung 4-8 jeweils auf die Änderung im Vergleich zu den Emissionen im Referenz-Szenario mit Referenz-Brennstoffpreisen in 2025 und 2030, Abbildung 4-9 und Abbildung 4-10 zeigen jeweils die Änderungen im Vergleich zum Referenz-Szenario jedoch mit hohen Brennstoffpreisen.

Zwischen den verschiedenen Stützjahren und Szenarien zeigen die Emissionen im europäischen Ausland und auch der europäische Rebound-Effekt eine große Bandbreite. Generell lässt sich festhalten, dass der Anstieg der Emissionen im europäischen Ausland und auch der Rebound-Effekt für alle Szenarien im Stützjahr 2025 größer als im Stützjahr 2030 ausfällt. Werden die Referenzbrennstoffpreise zugrunde gelegt, liegt der Rebound-Effekt, wie auch bei den in Abschnitt 3.3 einzeln untersuchten Maßnahmen, bei etwa 40 % im Szenariojahr 2025 und bei 30 % oder darunter im Szenariojahr 2030.

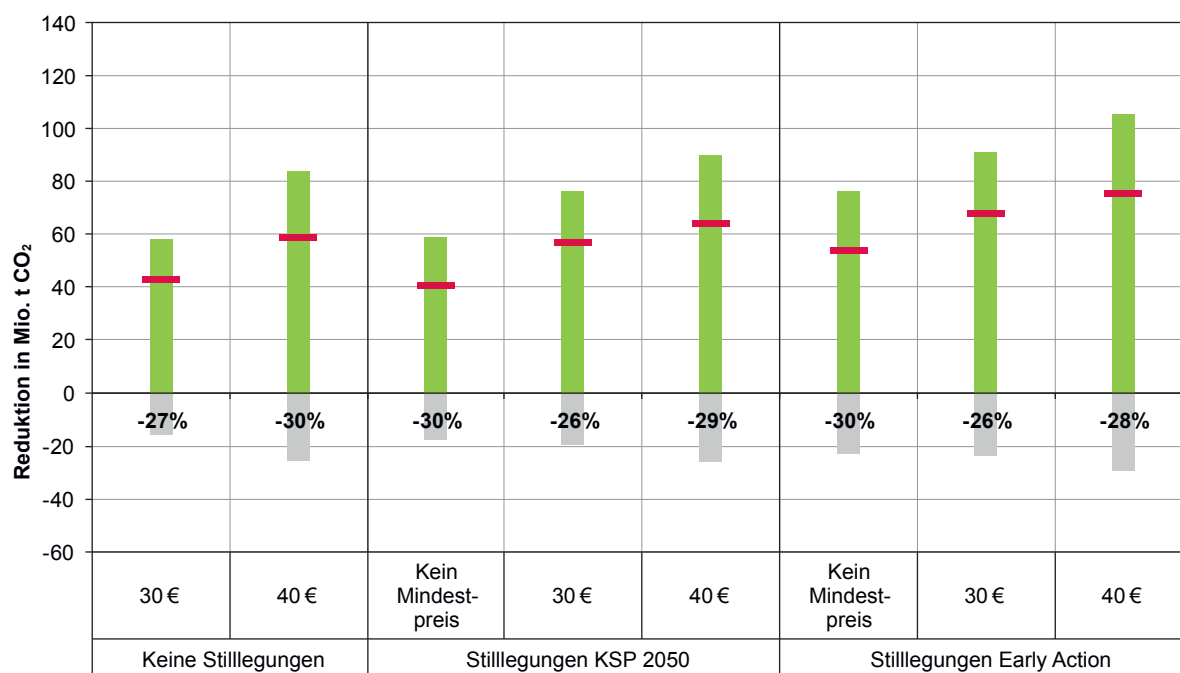
In der Sensitivität mit hohen Brennstoffpreisen zeigt der Rebound-Effekt vor allem für das Jahr 2025 eine große Bandbreite (siehe Abbildung 4-9) und liegt in allen Szenarien höher als in Szenarien mit Referenzbrennstoffpreisen (Abbildung 4-7). Dagegen liegt der europäische Rebound-Effekt für 2030 auch im Hochpreisszenario bis auf einen Ausreißer bei rund 30 %. Bei einer Kombination von politisch induzierten Stilllegungen und einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis ergibt sich keine signifikante Veränderung des europäischen Rebounds. Die Ausnahme bilden Szenarien mit hohen Brennstoffpreisen im Stützjahr 2025. Hier zeigen die Szenarien mit kombinierten Maßnahmen deutlich geringeren Rebound-Effekt als Szenarien, in denen lediglich ein regionaler CO<sub>2</sub>-Mindestpreis eingeführt wird.

Der Nettoemissionsminderungseffekt der kombinierten Maßnahmen liegt in allen Fällen höher als der Effekt der Einzelmaßnahmen. Die zusätzliche Wirksamkeit ist jedoch sehr unterschiedlich. Für 2025 zeigt die Kombination aus Stilllegungen nach KSP 2050 und einem regionalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis eine deutliche Steigerung des Nettominderungseffekts, während die zusätzliche Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises in der Kombination des Stilllegungsszenarios Early Action kaum zusätzliche Wirkung entfaltet (vgl. Abbildung 4-7). Die Wirksamkeit der Kombination von CO<sub>2</sub>-Mindestpreis und Stilllegungen nach KSP 2050 ist mit fast 50 Mio. t CO<sub>2</sub> zusätzlicher Minderung für 2025 am höchsten. Werden für die Szenarien jedoch hohe Brennstoffpreise unterstellt, so ist die zusätzliche Minderungswirkung des regionalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreises, im Vergleich zu reinen Stilllegungen, eher gering (vgl. Abbildung 4-9 und Abbildung 4-10).

**Abbildung 4-7:** CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025



**Abbildung 4-8:** CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2030



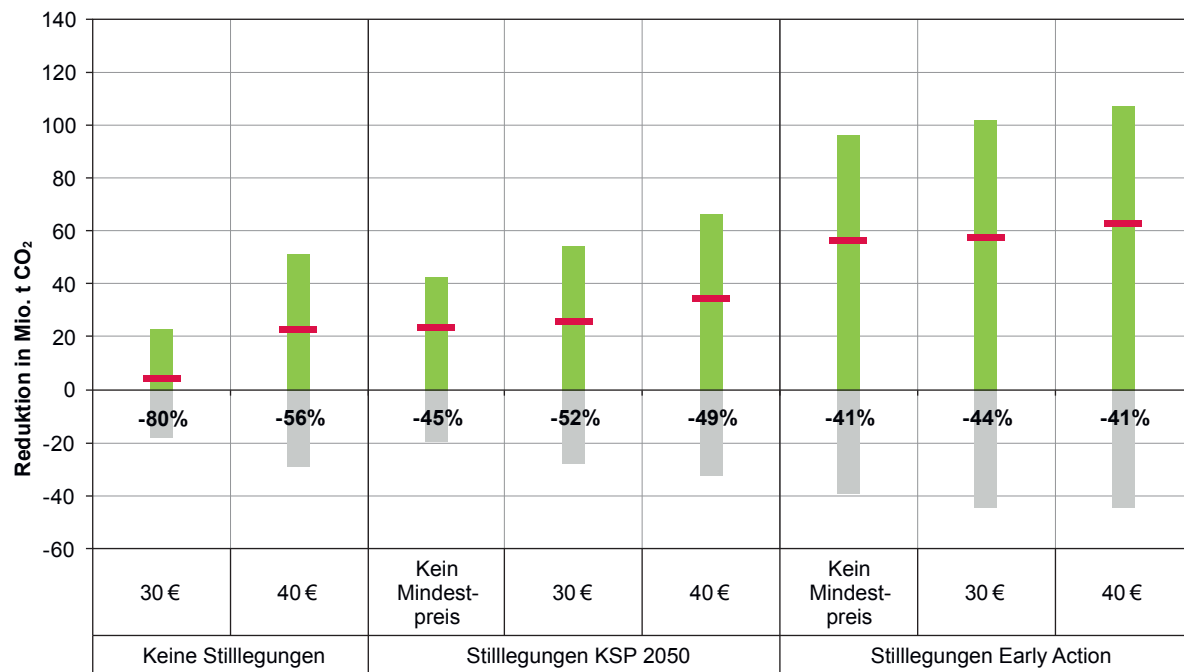
■ CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschland    ■ CO<sub>2</sub>-Emissionen außerhalb Deutschlands

— CO<sub>2</sub>-Emissionen gesamt

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 4-9:

CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für Kombinationen aus Mindestpreis und politisch induzierten Stilllegungen im Hochpreisszenario, 2025

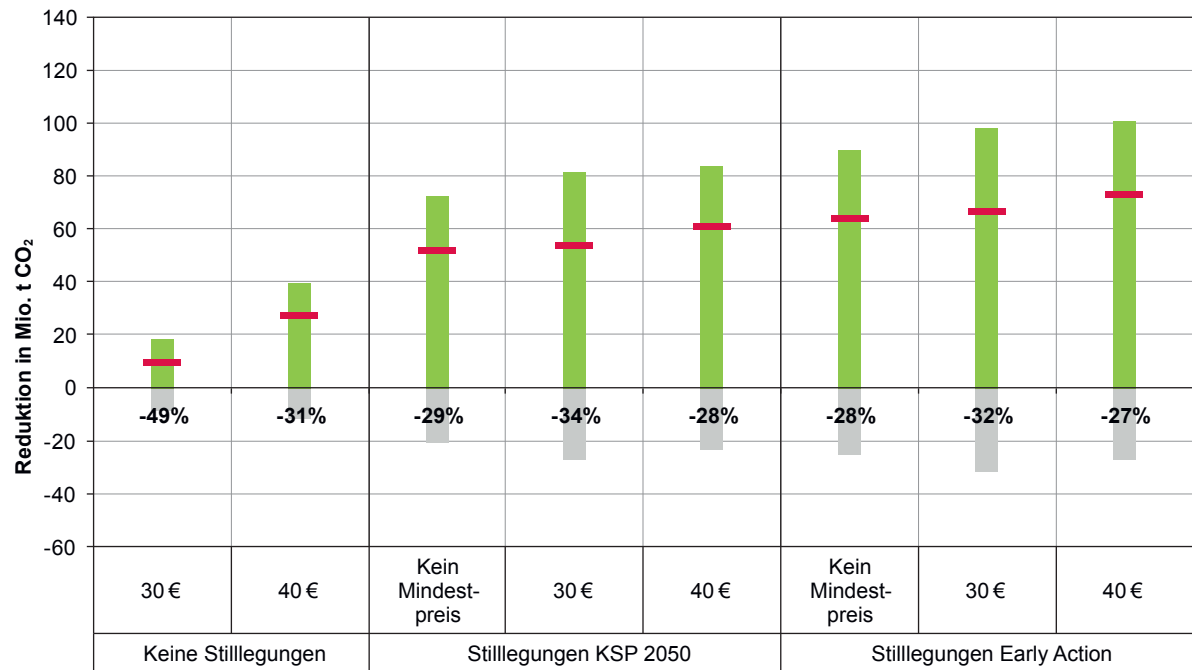


■ CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschland    ■ CO<sub>2</sub>-Emissionen außerhalb Deutschlands

— CO<sub>2</sub>-Emissionen gesamt

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

**Abbildung 4-10:** CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für Kombinationen aus Mindestpreis und politisch induzierten Stilllegungen im Hochpreisszenario, 2030



■ CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschland    ■ CO<sub>2</sub>-Emissionen außerhalb Deutschlands

— CO<sub>2</sub>-Emissionen gesamt

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

## 4.5 Grenzüberschreitender Stromaustausch

Abbildung 4-11 zeigt den Import-Export-Saldo in den verschiedenen Szenarien inklusive der Kombinationen aus Stilllegungspolitiken und CO<sub>2</sub>-Mindestpreis im Regionalmarkt mit Referenzannahmen zu Brennstoffpreisen. Abbildung 4-12 zeigt die Ergebnisse für die Brennstoffpreissensitivität mit hohen Brennstoffpreisen.

Für Referenzbrennstoffpreise führt die Kombination der Maßnahmen, im Vergleich zu reinen politisch induzierten Stilllegungen, in allen betrachteten Szenarien zu einem Rückgang der Exporte bzw. zu einem Anstieg der Importe. In den Stilllegungsszenarien ist der fossile Kraftwerkspark in Deutschland deutlich kleiner als in den reinen Mindestpreisszenarien (siehe Abschnitt 4.2). Deshalb fällt in diesen Szenarien der Effekt der Maßnahmenkombination auf den Import-Export-Saldo geringer aus. In der Brennstoffpreissensitivität mit höheren Erdgaspreisen ist der Umfang der Exporte deutlich höher bzw. der Umfang der Importe deutlich geringer. Dies ist in der besseren Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Kohlekraftwerke im Vergleich zu erdgasgefeuerten Anlagen im In- und Ausland begründet.

Für das Jahr 2025 ergeben sich für die Referenzannahmen zu Brennstoffen über alle Szenarien mit kombinierten Maßnahmen hinweg Nettoimporte, während in der Referenz der Saldo bei 50 TWh Export liegt (vgl. Abbildung 4-11). In den Kombinationen von Stilllegungsszenarien mit Mindestpreisen von 30 €/t CO<sub>2</sub> liegen die Nettostromimporte in der Größenordnung von 22 bis 33 TWh und damit auf moderaten Niveaus. Für die Kombinationen mit Mindestpreisen von 40 €/t CO<sub>2</sub> werden Nettostromimporte in der Größenordnung von 50 TWh erreicht – und damit Größenordnungen, die vom Betrag her mit den sehr signifikanten Nettostromexporten im Referenzszenario vergleichbar sind. Bei Kombinationen von Stilllegungsstrategien mit CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen ergeben sich für das Stilllegungsszenario Early Action systematisch höhere Nettostromimporte als im Stilllegungsszenario KSP 2050. Bei CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen von 40 €/t CO<sub>2</sub> sind diese Unterschiede jedoch nur noch sehr gering.

Dagegen bleibt der Exportsaldo für 2030 auch für die Maßnahmenkombination erhalten. Die Ausnahme bildet das Stilllegungsszenario Early Action in Kombination mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 40 €/t CO<sub>2</sub>. Aber auch hier unterscheiden sich die Größenordnungen der Exportsalden deutlich. Bei Kombinationen zwischen Stilllegungsansätzen mit CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen von 30 €/t CO<sub>2</sub> liegen die Exportsalden mit 25 bzw. 15 TWh (Stilllegungsszenario KSP 2050 bzw. Early Action) auf moderatem Niveau. Bei Niveaus der CO<sub>2</sub>-Mindestpreise von 40 €/t CO<sub>2</sub> sind die Nettoexportüberschüsse (für die Kombination mit dem Stilllegungsszenario KSP 2050) bzw. Nettoimportsalden (für die Kombination mit dem Stilllegungsszenario Early Action) nur noch sehr gering.

Der mit Referenzannahmen für Brennstoffpreise resultierende Saldo ist im Szenario mit einem regionale CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 40 €/t CO<sub>2</sub> in etwa so hoch wie in den kombinierten Szenarien mit Stilllegungen und regionalem Mindestpreis. In der Brennstoffpreissensitivität mit hohen Brennstoffpreisen ist dies nicht zu beobachten. Hier errechnen sich für das Jahr 2025 nur noch für die Kombination des Stilllegungsszenarios Early Action Nettostromimporte auf moderaten Niveaus: In allen anderen Varianten ergeben sich moderate bis hohe Nettostromexporte von Deutschland in das benachbarte Ausland. Einzige Ausnahme ist hier die Kombination des Stilllegungsszenarios KSP 2050 mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 40 €/t CO<sub>2</sub>, die zu einem nahezu ausgeglichenen Stromaustauschsaldo führt.



Abbildung 4-11:

**Strom-Import-Export-Saldo für Kombinationen von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025 und 2030**

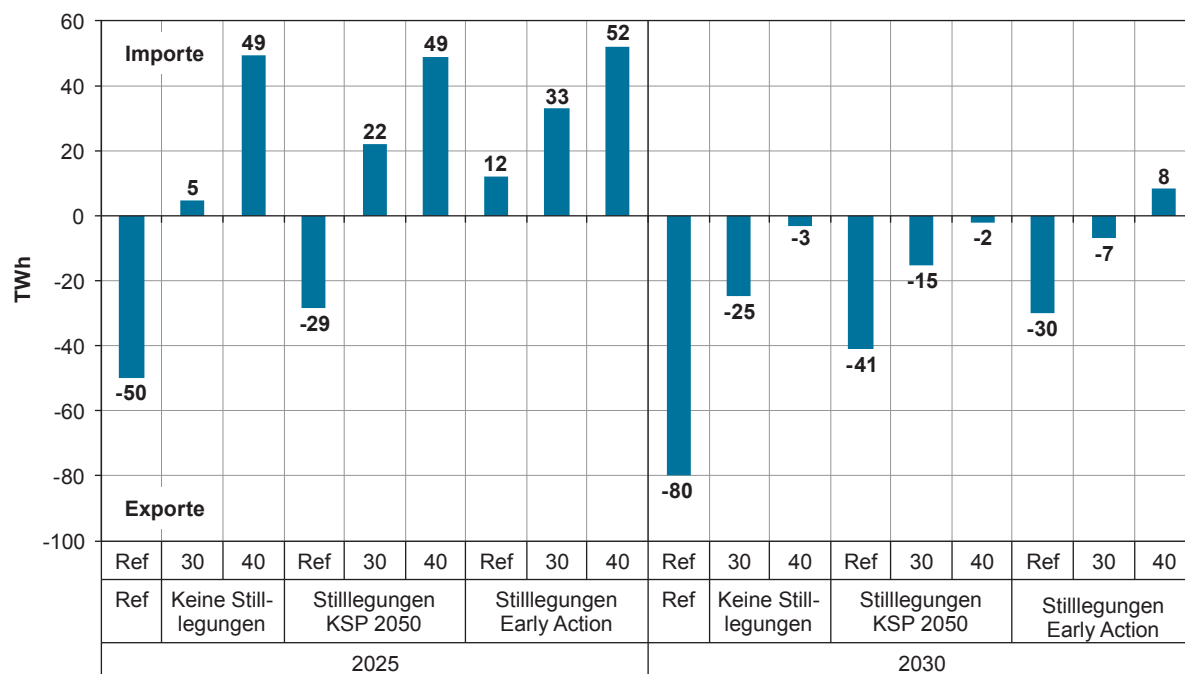
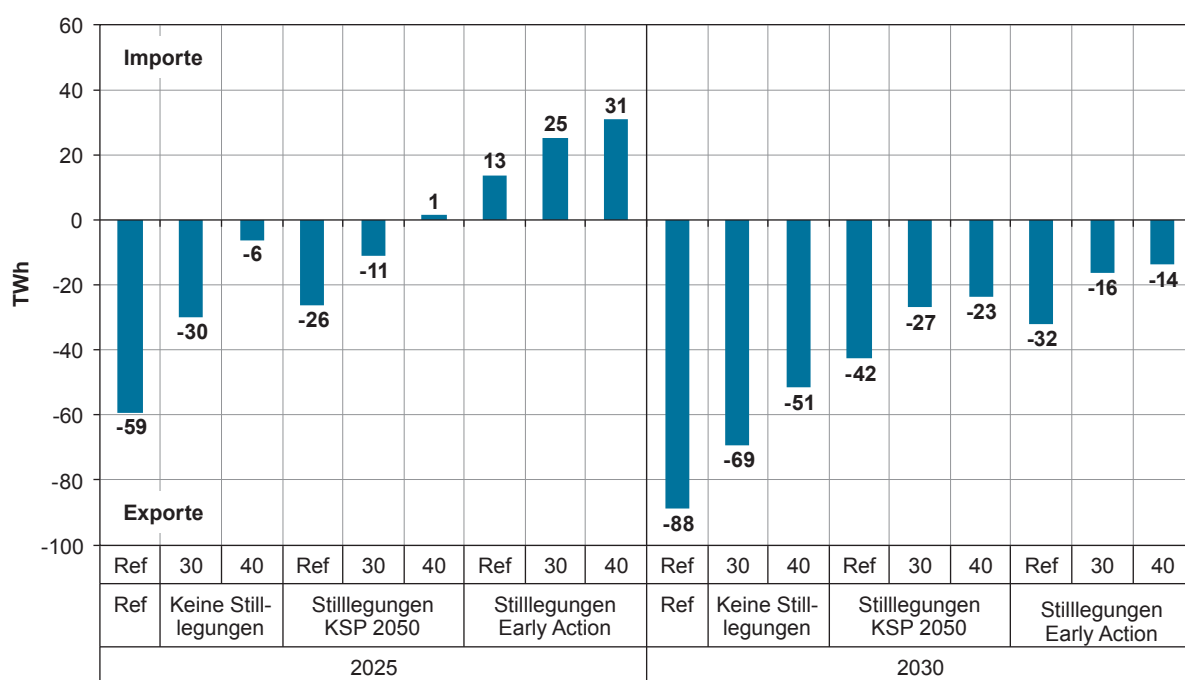


Abbildung 4-12:

**Strom-Import-Export-Saldo für Kombinationen von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen im Hochpreisszenario, 2025 und 2030**



■ Strom-Import-Export-Saldo

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

## 4.5 Börsenstrompreise

Für die Börsenstrompreise ergeben sich auch in der Kombination von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen mit Stilllegungen die gleichen Effekte, die schon in Abschnitt 3.5 diskutiert wurden: Der CO<sub>2</sub>-Preis dominiert den Strompreiseffekt.

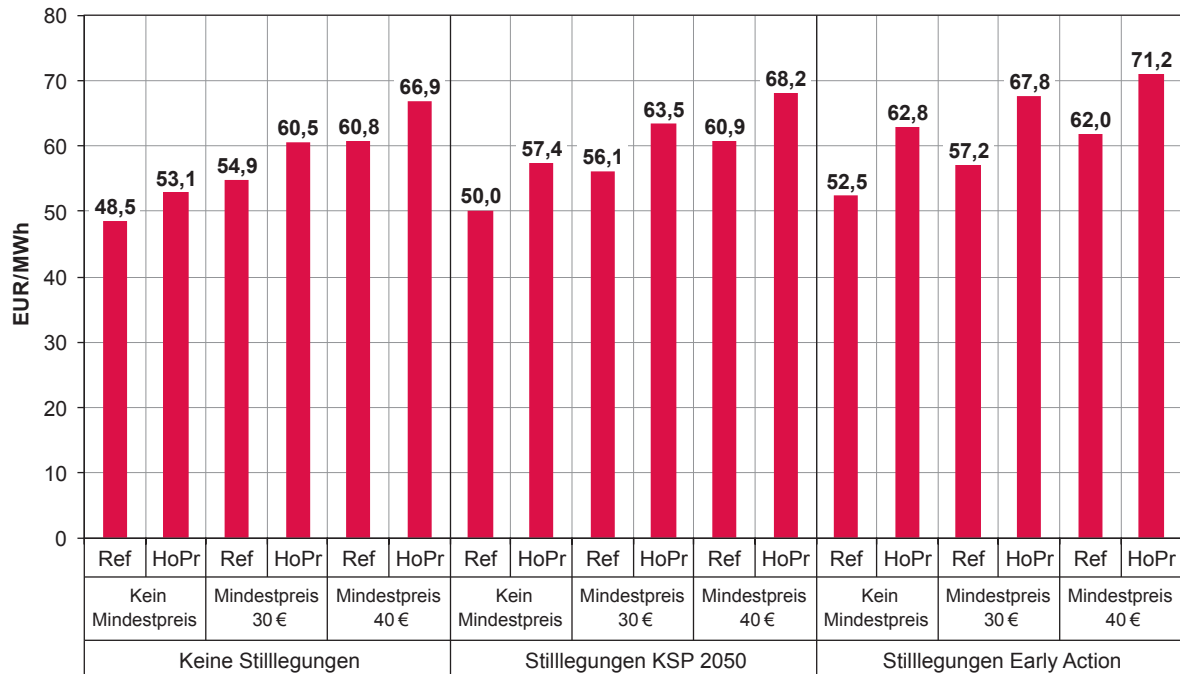
In 2025 beträgt der Effekt der Stilllegungen in Szenarien mit Referenzbrennstoffpreisen 1,5 bis 4,0 €/MWh. Die zusätzliche Einführung eines regionalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreises von 30 €/t CO<sub>2</sub> erhöht den Börsenstrompreis um zusätzliche 5 bis 6 €/MWh (dies entspricht einem Börsenstrompreisanstieg von 3 bis 4 €/MWh, wenn der CO<sub>2</sub>-Mindestpreis um 10 €/t CO<sub>2</sub> ansteigt). Eine weitere Erhöhung des Mindestpreises von 30 auf 40 €/t CO<sub>2</sub> erhöht den Börsenstrompreis um weitere 5 €/MWh. Es wird deutlich, dass der Börsenstrompreis in diesem Bereich (von 30 auf 40 €/t CO<sub>2</sub>) deutlich sensibler auf den CO<sub>2</sub>-Preis reagiert.

Wie bereits in Abschnitt 3.5 beschrieben, liegt das Börsenstrompreisniveau für das Stützjahr 2030 deutlich unter dem von 2025. In 2030 ist bereits der reine Effekt der Stilllegungen in Szenarien mit Referenzbrennstoffpreisen deutlich höher (5,0 bis 6,6 €/MWh). Der Effekt der zusätzlichen Einführung eines regionalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreises von 30 €/t CO<sub>2</sub> ist geringer. Der Börsenstrompreis erhöht sich nur um zusätzliche 4–5 €/MWh. Auch eine weitere Erhöhung des Mindestpreises von 30 auf 40 €/t CO<sub>2</sub> hat in 2030 einen geringeren Effekt. Der Börsenstrompreis erhöht sich nur um weitere 3 bis 4 €/MWh. Der geringere Einfluss des Mindestpreises auf den Börsenpreis lässt sich mit dem insgesamt verringerten Abruf fossiler Kraftwerke aufgrund eines größeren Dargebots an erneuerbaren Energien erklären.

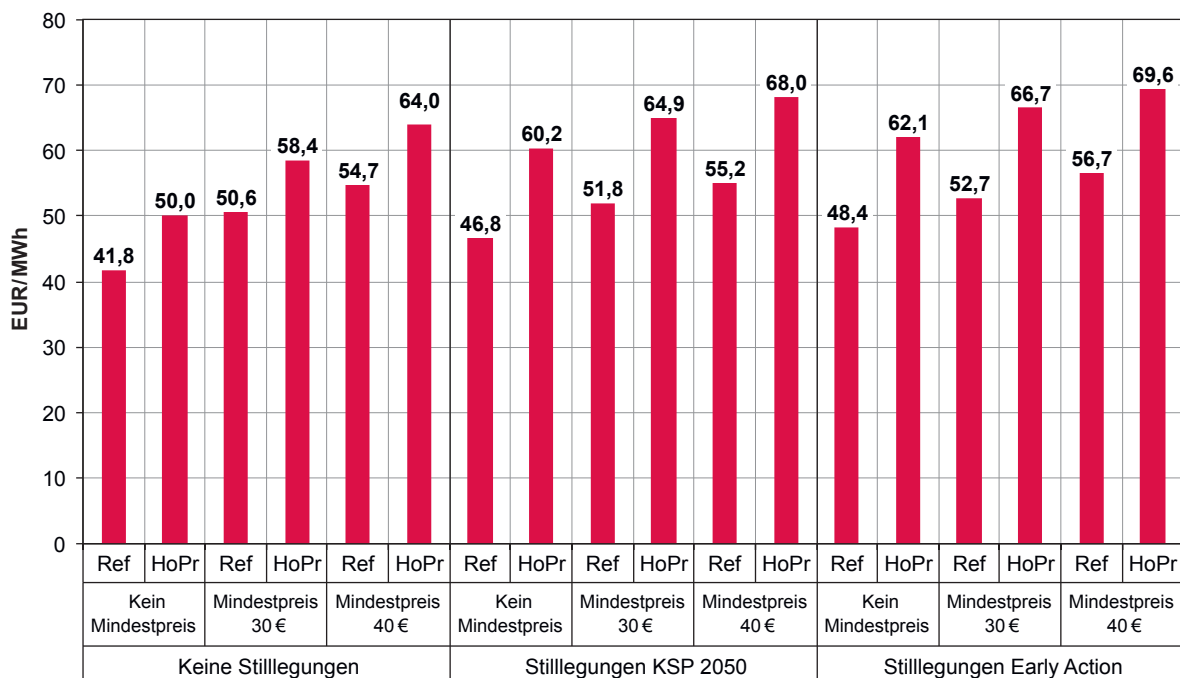
Im Vergleich zwischen reinen CO<sub>2</sub>-Mindestpreisszenarien und kombinierten Ansätzen aus politisch induzierten Stilllegungen und CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen ergibt sich ein relativ geringer zusätzlicher Strompreisanstieg durch Stilllegungen. Dieser liegt für die Szenarien mit Referenzannahmen zu Brennstoffpreisen im Bereich von 0 bis 2 €/MWh. In der Brennstoffpreissensitivität mit hohen Erdgaspreisen ist der Unterschied deutlich größer und liegt im Bereich von 1 bis 8 €/MWh.

Da Erdgaskraftwerke in der Merit-Order häufig die preissetzenden marginalen Anbieter sind, reagiert der Börsenstrompreis sehr sensitiv auf die hohen Erdgaspreise, die in der Brennstoffpreissensitivität angenommen werden. Aufgrund der geringeren Kohlekraftwerkskapazität in den Stilllegungsszenarien reagiert der Strompreis hier noch stärker auf Änderungen des Erdgaspreises. In der Spitze beträgt der Unterschied zwischen den Strompreisen rund 14 €/MWh (für die Kombination des Stilllegungsszenarios Early Action mit einem regionalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 30 €/t CO<sub>2</sub>, siehe Abbildung 4-12).

**Abbildung 4-13: Börsenstrompreise für Kombinationen von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025**



**Abbildung 4-14: Börsenstrompreise für Kombinationen von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2030**



■ Börsenstrompreis

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

## Fiskalische Effekte und Auswirkungen auf Endverbraucherkosten

### 5.1 Einnahmen aus der zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Deutschland

Mit der Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises werden zusätzliche Einnahmen erzielt. In den meisten der diskutierten Umsetzungsvarianten für einen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis würden diese Einnahmen

in den deutschen Staatshaushalt bzw. bei Einführung im Regionalmarkt auch in die staatlichen Haushalte der anderen Länder fließen. Die Einnahmen für den jeweiligen Staatshaushalt ergeben sich aus drei verschiedenen Faktoren:

- » der Höhe des CO<sub>2</sub>-Mindestpreises bzw. der Differenz zu den Preisen für Emissionsberechtigungen im EU ETS,
- » dem Umfang der im jeweiligen Staatsgebiet entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen,
- » dem Anteil der Emissionen aus dem Stromsektor, die der Regulierung durch den EU ETS und – wie hier angenommen – auch dem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis unterliegen.

Die Tabelle 5-1 zeigt die Ergebnisse der entsprechenden Analysen für die unterschiedlichen Szenarienvarianten:<sup>4</sup>

- » Bei der Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises im CWE-Regionalmarkt von 20 €/t CO<sub>2</sub> bzw. einem Aufschlag von 5 €/t CO<sub>2</sub> auf die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate des EU ETS ergeben sich für Deutschland Zusatzeinnahmen von 1,3 Mrd. € im Jahr 2025 sowie 1,2 Mrd. € für das Jahr 2030.
- » Bei der Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises von 25 €/t CO<sub>2</sub> ergeben sich Zusatzeinnahmen von 2,6 bzw. 2,1 Mrd. € in den Jahren 2025 und 2030.
- » Bei der Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises von 30 €/t CO<sub>2</sub> ergeben sich in den Jahren 2025 und 2030 Zusatzeinnahmen von 3,5 bzw. 2,7 Mrd. €.
- » Bei der Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises von 35 €/t CO<sub>2</sub> ergeben sich Zusatzeinnahmen von 3,6 und 3,1 Mrd. € für die Jahre 2025 bzw. 2030.
- » Bei der Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises von 40 €/t CO<sub>2</sub> ergeben sich für die Jahre 2025 und 2030 Zusatzeinnahmen von 4,4 bzw. 3,9 Mrd. €.
- » Wird ein regionalmarktweiter CO<sub>2</sub>-Mindestpreis mit politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen nach dem Szenario KSP 2050 kombiniert, so ergeben sich für das Jahr 2025 für die Mindestpreis-Varianten von 20 bis 30 €/t CO<sub>2</sub> Mindereinnahmen von 0,1 bis 0,3 Mrd. €, bei höheren Mindestpreisen resultieren keine Mindereinnahmen. Für das Jahr 2030 liegen die Mindereinnahmen für Mindestpreise von 20 bis 30 €/t CO<sub>2</sub> in der Größenordnung von etwa 0,3 bis 0,4 Mrd. € und bei Mindestpreisen von 35 oder 40 €/t CO<sub>2</sub> bei etwa 0,1 Mrd. €.

<sup>4</sup> Diesen Analysen wurden die summarischen Emissionen der Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgas-kraftwerke zugrunde gelegt. Die entsprechenden Summen verringern sich bei höheren Zertifikatspreisen entsprechend. Dies gilt jedoch auch für die Ausgabenseite, z. B. mit Blick auf die Kompensation indirekter CO<sub>2</sub>-Kosten.

**Tabelle 5-1: Zusätzliche staatliche Einnahmen (pro Jahr) für verschiedene Modelle von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen im CWE-Regionalmarkt, 2025 und 2030**

|                                                                | CO <sub>2</sub> -Mindestpreis | Differenzpreis         | 2025                              |                        | 2030                              |                       |
|----------------------------------------------------------------|-------------------------------|------------------------|-----------------------------------|------------------------|-----------------------------------|-----------------------|
|                                                                |                               |                        | mindestpreispflichtige Emissionen | zusätzliche Einnahmen  | mindestpreispflichtige Emissionen | zusätzliche Einnahmen |
|                                                                | €/t CO <sub>2</sub>           | Mio. t CO <sub>2</sub> | Mrd. €                            | Mio. t CO <sub>2</sub> | Mrd. €                            |                       |
| CO <sub>2</sub> -Mindestpreise                                 |                               |                        |                                   |                        |                                   |                       |
|                                                                | 20                            | 5                      | 269                               | 1,3                    | 231                               | 1,2                   |
|                                                                | 25                            | 10                     | 260                               | 2,6                    | 215                               | 2,1                   |
|                                                                | 30                            | 15                     | 233                               | 3,5                    | 182                               | 2,7                   |
|                                                                | 35                            | 20                     | 181                               | 3,6                    | 162                               | 3,2                   |
|                                                                | 40                            | 25                     | 176                               | 4,4                    | 156                               | 3,9                   |
| Kombinationen CO <sub>2</sub> -Mindestpreise und Stilllegungen |                               |                        |                                   |                        |                                   |                       |
| Szenario KSP 2050                                              | 30                            | 15                     | 210                               | 3,1                    | 164                               | 2,5                   |
|                                                                | 40                            | 25                     | 177                               | 4,4                    | 151                               | 3,8                   |
| Szenario Early Action                                          | 30                            | 15                     | 187                               | 2,8                    | 149                               | 2,2                   |
|                                                                | 40                            | 25                     | 169                               | 4,2                    | 135                               | 3,4                   |

In Anbetracht der zusätzlichen Einnahmen lässt sich festhalten, dass mit CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen erhebliche Einnahmевolumina im Bereich von 1,3 bis 4,4 Mrd. € im Jahr 2025 bzw. 1,2 bis 3,9 Mrd. € im Jahr 2030 erzielt werden können. Zum Vergleich: Der untere Rand dieser Bandbreite entspricht etwa einem Anteil von 17 bis 19 % und der obere Rand etwa 56 bis 63 % des aktuellen Stromsteueraufkommens in Deutschland von etwa 7 Mrd. €.

Im Vergleich zu einem Ansatz, der nur auf die regionalmarktweite Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises abstellt, sinken die Einnahmen für die Kombination von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen für die Jahre 2025 und 2030 für Stilllegungen gemäß Szenario KSP 2050 und einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 30 €/t CO<sub>2</sub> um etwa 10 %. In der Kombination des Stilllegungsszenarios Early Action mit einem Mindestpreis von 30 €/t CO<sub>2</sub> ergeben sich etwa 20 % geringere Zusatzeinnahmen. Bei Kombination der Stilllegung entsprechend dem Szenario KSP 2050 und einem Mindestpreis von 40 €/t CO<sub>2</sub> ergeben sich für die Jahre 2025 und 2030 deutlich geringere Mindereinnahmen im Bereich von 1 bis 4 %. Ein entsprechend niedrigerer Wert von 4 % ergibt sich auch für die Kombination der Stilllegungen gemäß Szenario Early Action mit einem Mindestpreis von 40 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2025. Für das Jahr 2030 errechnet sich in dieser Kombination jedoch ein deutlich höherer Wert von 14 % für die Mindereinnahmen.

## 5.2 Kosteneffekte für die der EEG-Umlage unterliegenden Endverbrauchsbereiche

Die Wechselwirkungen zwischen den Großhandelspreisen und der EEG-Umlage wurden mit dem EEG-Berechnungsmodell des Öko-Instituts ermittelt. In diesem Modell wird die Entwicklung der energieträger- und kohortenspezifischen regenerativen Erzeugungskapazitäten und -mengen, die über das EEG finanziert werden, mit den Kostenentwicklungen der verschiedenen Stromerzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien, den Profilk Faktoren (d. h. dem Verhältnis der tatsächlichen mittleren Erlöse zum Base-Preis am Großhandelsmarkt) sowie den Verbrauchsentwicklungen in den verschiedenen Privilegierungssegmenten bzgl. der EEG-Umlagezahlungen verknüpft.

Im Ergebnis sind für das Referenzszenario bei den Brennstoffpreisen für das Jahr 2025 Differenzkosten von etwa 19 Mrd. € jährlich zu decken. Für das Jahr 2030 geht die Summe der Differenzkosten auf etwa 10 Mrd. € zurück. Dies ergibt sich vor allem aus dem Zusammenwirken von höheren Erzeugungsmengen auf der einen Seite, andererseits aber dem Herausfallen der Kohorten mit vergleichsweise hohen Einspeisevergütungen und tendenziell steigenden Großhandelspreisen für Strom.

Die Tabelle 5-2 und Tabelle 5-3 zeigen die Entwicklungen von Börsenpreisen, EEG-Umlagen sowie des aus der EEG-Umlage entstehenden Dämpfungsfaktors für die Stromkostenanstiege für nicht privilegierte Letztverbraucher:

- » Der Anstieg der Großhandelspreise (im Jahresmittel) wird durch die Wechselwirkungen mit dem EEG (höhere Großhandelspreise verringern die Differenzkosten des EEG, die über die EEG-Umlage gedeckt werden müssen) bei CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen von bis zu 30 €/t CO<sub>2</sub> für das Jahr 2025 zu etwa 69 % sowie für das Jahr 2030 zu etwa 67 % kompensiert. Dabei ergeben sich für reine Stilllegungsstrategien letztlich sehr ähnliche Werte wie für die Kombination aus politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen und CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen.
- » Bei CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen (mit und ohne Kombination politisch induzierter Kraftwerksstilllegungen) von über 30 €/t CO<sub>2</sub> können sich etwas schwächere Abdämpfungen der Nettoeffekte aus Großhandelspreisen und EEG-Umlage im Vergleich zu den Steigerungen der Großhandelspreise einstellen. Bei CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen von 40 €/t CO<sub>2</sub> liegen die entsprechenden Dämpfungseffekte für das Jahr 2025 bei 65 bis 66 %. Für den Zeithorizont 2030 liegen die entsprechenden Dämpfungseffekte um maximal einen Prozentpunkt unter den Effekten für CO<sub>2</sub>-Mindestpreise von bis zu 30 €/t CO<sub>2</sub>.

Für die Hochpreisszenarien bezüglich der Brennstoffpreisentwicklungen ergeben sich vor dem Hintergrund der Basiseffekte durch die in allen Fällen vergleichsweise hohen Großhandelspreise in allen Varianten deutlich geringere EEG-Umlagen und damit auch geringere Dämpfungseffekte durch die Einführung von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen oder politisch induzierten Kraftwerksstilllegungsstrategien bzw. die entsprechenden Kombinationen. Für die Kombination von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen in der Größenordnung von 30 bis 40 €/t CO<sub>2</sub> und den hier untersuchten Ansätzen für politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen liegt die Dämpfung der Großhandelspreisanstiege über die Verringerung der EEG-Umlage für das Jahr 2030 im Bereich von 42 bis 44 %. Im Referenzfall für die Hochpreisvariante liegt die EEG-Umlage für nicht privilegierte Letztverbraucher hier bei etwa 4,5 ct/kWh. Für die o. g. Kombinationsfälle ergeben sich dann für die EEG-Umlage nur noch Werte um die 3,5 ct/kWh.

**Tabelle 5-2: Kostendämpfung des Strompreisanstiegs durch Sinken der EEG-Umlage, 2025**

|                                                                                   | Effektiver CO <sub>2</sub> -Preis | Börsenstrompreis | EEG-Umlage | Börsenpreis & EEG-Umlage |       | Kostendämpfung |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|------------------|------------|--------------------------|-------|----------------|
|                                                                                   | €/t CO <sub>2</sub>               | €/MWh            |            |                          |       |                |
|                                                                                   | Referenz                          | 15               | 48,5       | 70,8                     | 119,3 | 0,0            |
| CO <sub>2</sub> -Mindestpreis im Regionalmarkt                                    |                                   |                  |            |                          |       |                |
|                                                                                   | 20                                | 50,6             | 69,4       | 120,0                    | 0,7   | -69 %          |
|                                                                                   | 25                                | 52,5             | 68,1       | 120,6                    | 1,2   | -69 %          |
|                                                                                   | 30                                | 54,9             | 66,4       | 121,3                    | 2,0   | -69 %          |
|                                                                                   | 35                                | 59,1             | 63,6       | 122,7                    | 3,3   | -68 %          |
|                                                                                   | 40                                | 60,8             | 62,7       | 123,5                    | 4,1   | -66 %          |
| Politisch induzierte Stilllegungen                                                |                                   |                  |            |                          |       |                |
| Szenario KSP 2050                                                                 | 15                                | 50,0             | 69,8       | 119,8                    | 0,5   | -69 %          |
| Szenario Early Action                                                             | 15                                | 52,5             | 68,1       | 120,6                    | 1,2   | -69 %          |
| Kombination politisch induzierter Stilllegungen mit CO <sub>2</sub> -Mindestpreis |                                   |                  |            |                          |       |                |
| Szenario KSP 2050                                                                 | 30                                | 56,1             | 65,6       | 121,7                    | 2,4   | -69 %          |
|                                                                                   | 40                                | 60,9             | 62,6       | 123,5                    | 4,2   | -66 %          |
| Szenario Early Action                                                             | 30                                | 57,2             | 64,8       | 122,1                    | 2,7   | -69 %          |
|                                                                                   | 40                                | 62,0             | 62,1       | 124,0                    | 4,7   | -65 %          |

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

**Tabelle 5-3: Kostendämpfung des Strompreisanstiegs durch Sinken der EEG-Umlage, 2030**

|                                                                                   | Effektiver<br>CO <sub>2</sub> -Preis | Börsen-<br>strompreis | EEG-<br>Umlage | Börsenpreis & EEG-Umlage |               | Kosten-<br>dämpfung |
|-----------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------|----------------|--------------------------|---------------|---------------------|
|                                                                                   |                                      |                       |                | Summe                    | ggü. Referenz |                     |
|                                                                                   |                                      | €/t CO <sub>2</sub>   | €/MWh          |                          |               |                     |
| Referenz                                                                          | 15                                   | 41,8                  | 50,2           | 92,0                     | 0,0           |                     |
| CO <sub>2</sub> -Mindestpreis im Regionalmarkt                                    |                                      |                       |                |                          |               |                     |
|                                                                                   | 20                                   | 44,4                  | 48,4           | 92,9                     | 0,9           | -67 %               |
|                                                                                   | 25                                   | 47,1                  | 46,7           | 93,8                     | 1,7           | -67 %               |
|                                                                                   | 30                                   | 50,6                  | 44,3           | 94,9                     | 2,9           | -67 %               |
|                                                                                   | 35                                   | 53,3                  | 42,6           | 95,8                     | 3,8           | -67 %               |
|                                                                                   | 40                                   | 54,7                  | 41,6           | 96,3                     | 4,3           | -67 %               |
| Politisch induzierte Stilllegungen                                                |                                      |                       |                |                          |               |                     |
| Szenario KSP 2050                                                                 | 15                                   | 46,8                  | 46,9           | 93,7                     | 1,7           | -67 %               |
| Szenario Early Action                                                             | 15                                   | 48,4                  | 45,8           | 94,2                     | 2,2           | -67 %               |
| Kombination politisch induzierter Stilllegungen mit CO <sub>2</sub> -Mindestpreis |                                      |                       |                |                          |               |                     |
| Szenario KSP 2050                                                                 | 30                                   | 51,8                  | 43,5           | 95,3                     | 3,3           | -67 %               |
|                                                                                   | 40                                   | 55,2                  | 41,3           | 96,5                     | 4,5           | -67 %               |
| Szenario Early Action                                                             | 30                                   | 52,7                  | 42,9           | 95,6                     | 3,6           | -67 %               |
|                                                                                   | 40                                   | 56,7                  | 40,3           | 97,0                     | 5,0           | -66 %               |

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

### 5.3 Kompensation indirekter CO<sub>2</sub>-Kosten für die stromintensiven Industrien

Eine andere Situation ergibt sich für den Bereich des industriellen Stromverbrauchs, der Strom zu Kosten beziehen kann, die in der Größenordnung der Großhandelspreise liegen und für die die über die EEG-Umlage entstehenden Dämpfungseffekte nicht entstehen, da sie von der EEG-Umlagezahlung sehr weitgehend befreit sind. Im Rahmen des EU ETS können jedoch die besonders stromintensiven Industrieunternehmen (neben anderen Vergünstigungen z. B. im Bereich der Netznutzungsentgelte) im Rahmen der entsprechenden EU-Beihilferichtlinie (KOM 2012) sowie des entsprechenden Förderprogramms in Deutschland (BMWi 2017; DEHSt 2016; DEHSt 2017a; DEHSt 2017b) grundsätzlich einen sehr großen Teil der über die Strommärkte vermittelten (indirekten) CO<sub>2</sub>-Kosten kompensieren.

In Deutschland ist aktuell ein industrieller Stromverbrauch von ca. 80 TWh in diesem Rahmen beihilfefähig. Dies entspricht einem Anteil von etwa einem Drittel des gesamten industriellen Stromverbrauchs bzw. etwa 15 % des gesamten Endverbrauchs von Elektrizität in Deutschland. Etwa ein Viertel des im Rahmen der Kompensation von indirekten CO<sub>2</sub>-Kosten beihilfefähigen Stromverbrauchs entfällt auf die Eigenerzeugung der entsprechenden Industrieunternehmen (DEHSt 2017a).

Aktuell können für die im Rahmen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung über den EU ETS überwältigten Kosten auf die Großhandelsstrompreise in Deutschland wie in Mittel- und Westeuropa folgende Kompensationen erfolgen:

- » für die im Anhang II der Beihilferichtlinie abschließend definierten stromintensiven Sektoren
- » ein Emissionsfaktor von 0,76 t CO<sub>2</sub>/MWh
- » ein Kompensationsvolumen von höchstens 80 % der Zusatzkosten (dieser Faktor geht bis 2020 auf 0,75 % zurück)
- » bezogen auf einen Höchstverbrauch entsprechend spezifischer Effizienzbenchmarks

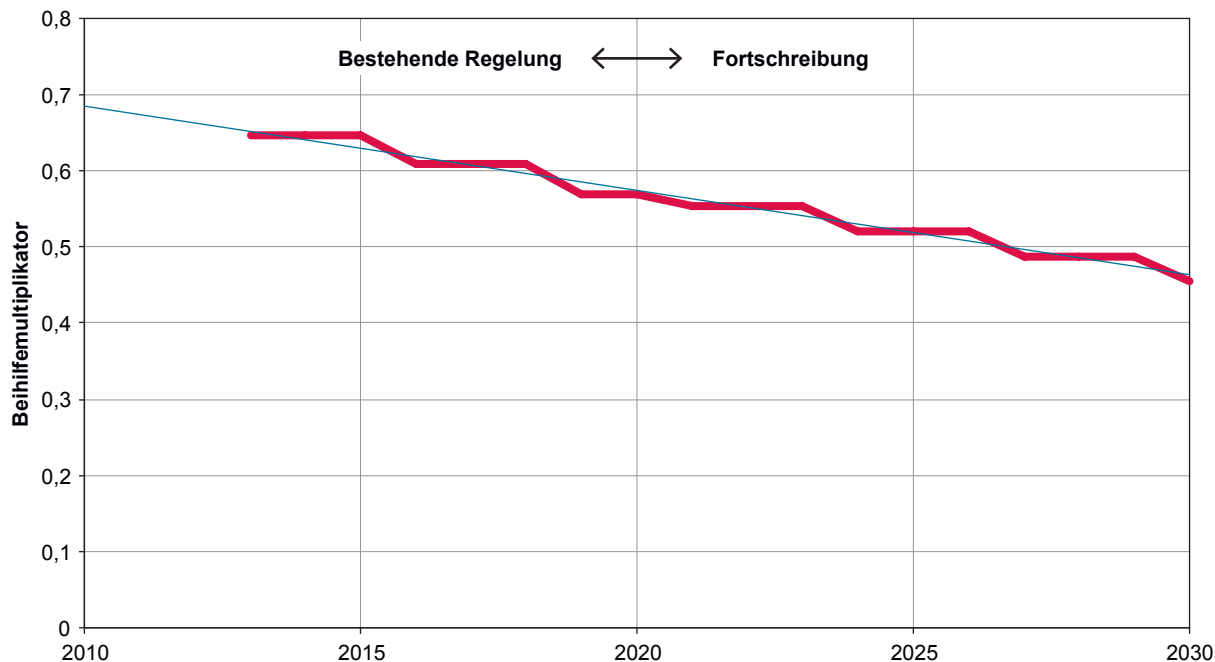
Die Beihilferichtlinie ist derzeit offiziell nur für den Zeitraum bis 2020 in Kraft. Für die Folgejahre bis 2030 wird jedoch eine entsprechende Anschlussregelung erwartet. Da es entsprechende Rechtsetzungen bisher nicht gibt, wurde die Beihilferichtlinie für die Jahre 2025 und 2030 fortgeschrieben. Hierbei wurde folgender Ansatz erfolgt:

- » Darüber, ob eine novellierte Beihilferichtlinie auf eine Fortschreibung des Emissionsfaktors und/oder der Beihilfeintensität abheben wird, kann derzeit nur spekuliert werden. Entscheidend ist aber, dass für den materiellen Gehalt der Richtlinie nur das Produkt aus Emissionsfaktor und Beihilfeintensität, im Folgenden als Beihilfemultiplikator bezeichnet, relevant ist.
- » Es ist mit hoher Sicherheit eine relativ stetige Fortschreibung des Beihilfemultiplikators zu erwarten. Abbildung 5-1 zeigt das Ergebnis einer entsprechenden Fortschreibung.



Abbildung 5-1:

**Entwicklung des Beihilfemultiplikators für die Kompensation indirekter CO<sub>2</sub>-Kosten in Mittel- und Westeuropa, 2013–2030**



— Beihilfemultiplikator

— Trendlinie

Quelle: Europäische Kommission (bis 2020);  
Vorausschätzung des  
Öko-Instituts

Damit kann für das Jahr 2025 ein Beihilfemultiplikator von 0,52 und für das Jahr 2030 von 0,455 erwartet werden. Für jeden Euro CO<sub>2</sub>-Preis können die berechtigten Unternehmen eine Beihilfe von 0,52 €/MWh (2025) bzw. 0,455 €/MWh (2030) erhalten.

Dass auch die durch Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises verursachten Strompreiseffekte mit hoher Sicherheit in den Geltungsbereich der Beihilfen für indirekte CO<sub>2</sub>-Kosten fallen, erklärt sich aus dem Referenzfall des britischen CO<sub>2</sub>-Mindestpreises. Hier hat die Europäische Kommission die Anwendung der Kompensationsregelungen für die indirekten CO<sub>2</sub>-Kosten auf den britischen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis (Carbon Price Support Mechanism) genehmigt (EC 2014), die auch entsprechend umgesetzt werden (DBEI 2017). Je näher sich die instrumentelle und rechtliche Umsetzung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises an das britische Modell anlehnt, umso geringer sind die mit einem entsprechenden Genehmigungsverfahren verbundenen Restrisiken einer fehlenden beihilferechtlichen Zulässigkeit.

Auf dieser Grundlage ergeben sich für die unterschiedlichen Szenarien für das Jahr 2025 die in Tabelle 5-4 sowie für das Jahr 2030 die in Tabelle 5-5 gezeigten Ergebnisse. In allen reinen Mindestpreisvarianten liegen die effektiven Stromkosteneffekte für die stromintensiven Industrien mit 7 bis 10 % für 2025 bzw. mit 8 bis 10 % für 2030 deutlich unter den Szenarien mit reinen Stilllegungsvarianten und vergleichbaren CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen.

Aber auch für die Szenarien mit Kombinationen aus politisch induzierten Stilllegungen und CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen ergeben sich im Jahr 2030 etwa 2 % niedrigere Stromkosten, verglichen mit den reinen Stilllegungsszenarien mit ähnlichen CO<sub>2</sub>-Minderungseffekten.

**Tabelle 5-4:** Effektive Stromkosteneffekte der verschiedenen Szenarien für stromkostenintensive Industrien, 2025

|                                                                                   | Effektiver<br>CO <sub>2</sub> -Preis | Börsen-<br>strompreis | Kompensation indirekter CO <sub>2</sub> -Kosten |              |        | Effektive<br>Kosten |
|-----------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------------------|--------------|--------|---------------------|
|                                                                                   |                                      |                       | EU ETS                                          | Mindestpreis | gesamt |                     |
|                                                                                   | €/t CO <sub>2</sub>                  | €/MWh                 |                                                 |              |        |                     |
| Referenz                                                                          | 15                                   | 48                    | 8                                               | 0            | 8      | 41                  |
| CO <sub>2</sub> -Mindestpreis im Regionalmarkt                                    |                                      |                       |                                                 |              |        |                     |
|                                                                                   | 20                                   | 51                    | 8                                               | 3            | 10     | 40                  |
|                                                                                   | 25                                   | 52                    | 8                                               | 5            | 13     | 39                  |
|                                                                                   | 30                                   | 55                    | 8                                               | 8            | 16     | 39                  |
|                                                                                   | 35                                   | 59                    | 8                                               | 10           | 18     | 41                  |
|                                                                                   | 40                                   | 61                    | 8                                               | 13           | 21     | 40                  |
| Politisch induzierte Stilllegungen                                                |                                      |                       |                                                 |              |        |                     |
| Szenario KSP 2050                                                                 | 15                                   | 50                    | 8                                               | 0            | 8      | 42                  |
| Szenario Early Action                                                             | 15                                   | 53                    | 8                                               | 0            | 8      | 45                  |
| Kombination politisch induzierter Stilllegungen mit CO <sub>2</sub> -Mindestpreis |                                      |                       |                                                 |              |        |                     |
| Szenario KSP 2050                                                                 | 30                                   | 56                    | 8                                               | 8            | 16     | 41                  |
|                                                                                   | 40                                   | 61                    | 8                                               | 13           | 21     | 40                  |
| Szenario Early Action                                                             | 30                                   | 57                    | 8                                               | 8            | 16     | 42                  |
|                                                                                   | 40                                   | 62                    | 8                                               | 13           | 21     | 41                  |

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

**Tabelle 5-5:** Effektive Stromkosteneffekte der verschiedenen Szenarien für stromkostenintensive Industrien, 2030

|                                                                                   | Effektiver CO <sub>2</sub> -Preis | Börsenstrompreis | Kompensation indirekter CO <sub>2</sub> -Kosten |              |        | Effektive Kosten |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|------------------|-------------------------------------------------|--------------|--------|------------------|
|                                                                                   |                                   |                  | EU ETS                                          | Mindestpreis | gesamt |                  |
|                                                                                   | €/t CO <sub>2</sub>               | €/MWh            |                                                 |              |        |                  |
| Referenz                                                                          | 15                                | 42               | 7                                               | 0            | 7      | 35               |
| CO <sub>2</sub> -Mindestpreis im Regionalmarkt                                    |                                   |                  |                                                 |              |        |                  |
|                                                                                   | 20                                | 44               | 7                                               | 2            | 9      | 35               |
|                                                                                   | 25                                | 47               | 7                                               | 5            | 11     | 36               |
|                                                                                   | 30                                | 51               | 7                                               | 7            | 14     | 37               |
|                                                                                   | 35                                | 53               | 7                                               | 9            | 16     | 37               |
|                                                                                   | 40                                | 55               | 7                                               | 11           | 18     | 37               |
| Politisch induzierte Stilllegungen                                                |                                   |                  |                                                 |              |        |                  |
| Szenario KSP 2050                                                                 | 15                                | 47               | 7                                               | 0            | 7      | 40               |
| Szenario Early Action                                                             | 15                                | 48               | 7                                               | 0            | 7      | 42               |
| Kombination politisch induzierter Stilllegungen mit CO <sub>2</sub> -Mindestpreis |                                   |                  |                                                 |              |        |                  |
| Szenario KSP 2050                                                                 | 30                                | 52               | 7                                               | 7            | 14     | 38               |
|                                                                                   | 40                                | 55               | 7                                               | 11           | 18     | 37               |
| Szenario Early Action                                                             | 30                                | 53               | 7                                               | 7            | 14     | 39               |
|                                                                                   | 40                                | 57               | 7                                               | 11           | 18     | 39               |

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Für die Kompensation der zusätzlichen indirekten CO<sub>2</sub>-Kosten müssten im Jahr 2025 Anteile von 15 bis 25 % der zusätzlichen Einnahmen aufgebracht werden, wobei diese Anteile mit steigendem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis zunehmen. Für das Jahr 2030 müssten bei gleicher Dynamik Anteile von 16 bis 27 % der zusätzlichen Einnahmen für die indirekte CO<sub>2</sub>-Kostenkompensation eingesetzt werden.

Selbst wenn man berücksichtigt, dass für den Fall ordnungsrechtlicher Stilllegungen andere Kompensationsmechanismen, z. B. über die Netznutzungsentgelte, umgesetzt werden könnten, ergibt sich für die stromintensiven Industrien aus der Kombination politisch induzierter Kraftwerksstilllegungen und CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen bei ähnlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen eine weitgehend kostenneutrale Situation. Zumal wenn man in Rechnung stellt, dass diese stromintensiven Unternehmen in erheblichem Umfang von den Netznutzungsentgelten befreit sind und Beihilfen für Netznutzungsentgelte nur teilweise wirksam werden.

Ob und in welchem Umfang die entsprechenden Kompensationsprogramme jenseits derjenigen für die indirekten CO<sub>2</sub>-Kosten (z. B. mit Blick auf die Netznutzungsentgelte) zulässig wären und praktisch umsetzbar sind, bedarf einer rechtlichen Prüfung. Eine solche war naturgemäß nicht Gegenstand der hier vorgelegten Analysen.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass durch den EU ETS bewirkte Preissteigerungen am Großhandelsmarkt auch im Kontext der Gesamtheit aller Refinanzierungsmechanismen des Strommarktes bewertet werden müssen. Neben dem o. g. EEG betrifft dies vor allem die in Deutschland aktuell diskutierten Kapazitätsmechanismen, die in einigen Nachbarstaaten schon eingeführt wurden. Wenn das Ertragspotenzial des Strommengenmarktes mit höheren CO<sub>2</sub>-Preisen gestärkt wird, verringert sich gleichzeitig das notwendige Refinanzierungsvolumen über z. B. Kapazitätsmärkte. Unter Berücksichtigung dieser Wechselwirkungen wird die Einpreisung höherer CO<sub>2</sub>-Kosten im Strommarkt sich nur deutlich abgedämpft in den Stromkosten der Verbraucher niederschlagen.

## 5.4 Kosteneffekte für die verschiedenen Verbrauchssegmente im Überblick

Durch die unterschiedlichen Kompensations- und Dämpfungsmechanismen ergibt sich ein sehr heterogenes Muster für die Auswirkungen eines durch den CO<sub>2</sub>-Mindestpreis erhöhten Großhandelspreises auf die Letztverbraucher sowie eine entsprechende Vielfalt weiterer Kompensationsoptionen (Abbildung 5-2).<sup>5</sup>

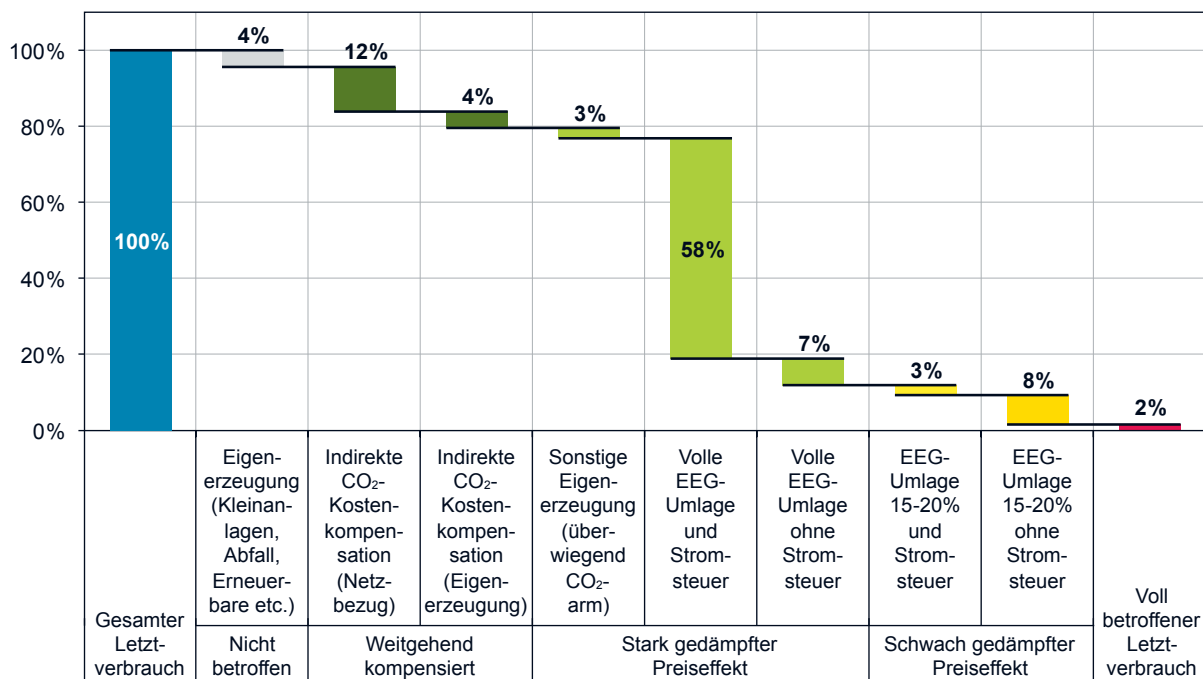
In einer Abschätzung die Perspektive 2020<sup>6</sup> stellt sich im Einzelnen die Situation wie folgt dar:

- » Ein Anteil von etwa 4 % des gesamten Letztverbrauchs an Strom bleibt vom CO<sub>2</sub>-Mindestpreis unberührt. Dies betrifft Eigenerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen, Kleinanlagen oder andere vom EU ETS bzw. dem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis nicht erfasste Anlagen v. a. in der Kleinindustrie, dem Kleingewerbe oder den privaten Haushalten.
- » Für einen Anteil von etwa 12 % des gesamten Letztverbrauchs kommt die sehr weitgehende Kompensation der indirekten CO<sub>2</sub>-Kosten zum Tragen. Für die stromintensiven Industriesektoren dürfte es nicht zu nennenswerten Überlagerungen mit den u. g. Dämpfungseffekten über die EEG-Umlage kommen.
- » Weitere 4 % des gesamten Letztverbrauchs, die über Eigenerzeugungsanlagen der stromintensiven Industrie bereitgestellt werden, erhalten ebenfalls weitgehende Beihilfen im Rahmen der Kompensation indirekter CO<sub>2</sub>-Kosten.
- » Ein Letztverbrauchsanteil von etwa 3 % wird über industrielle Eigenerzeugungsanlagen bereitgestellt, die dem EU ETS bzw. dem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis unterliegen. Da es sich hier ganz überwiegend um sehr effiziente (KWK-) Anlagen auf der Basis wenig CO<sub>2</sub>-intensiver Brennstoffe (v. a. Erdgas) handelt, sind die Effekte eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises auf diese Anlagen im Vergleich zu den Effekten im Großhandelsmarkt sehr stark abgedämpft.
- » Ein Anteil von etwa 58 % des gesamten Letztverbrauchs unterliegt der Zahlungsverpflichtung für die volle EEG-Umlage, der damit von den Strompreiserhöhungen im Großhandelsmarkt nur sehr abgedämpft (ca. 30%) betroffen und gleichzeitig mit dem Regelsatz stromsteuerpflichtig ist. Dies betrifft vor allem die privaten Haushalte und die Kleinverbrauchssektoren (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen).

5 In der Abbildung wird die Situation für das Jahr 2020 dargestellt. Auf eine Fortschreibung für die Jahre 2025 und 2030 wurde im Rahmen der hier vorgelegten Analysen v. a. wegen der Unsicherheiten bzgl. zentraler Faktoren im Kontext der EEG-Privilegierungstatbestände verzichtet. Die Situation für das Jahr 2020 vermittelt gleichwohl einen Eindruck bezüglich der grundsätzlichen Strukturen, die sich aus dem absehbaren Regelungsstand ergeben.

6 Grundlage für diese Zusammenstellung bildet die Mittelfristprognose für die Letztverbrauchsstrukturen im Rahmen des EEG IE (2017), die amtliche Statistik zur industriellen Stromerzeugung für das Jahr 2016 sowie die Auswertung der Beihilfemaßnahmen zur Kompensation indirekter CO<sub>2</sub>-Kosten für das Jahr 2015 DEHSt (2017a). Die Daten aus den beiden letztgenannten Quellen wurden für das Jahr 2020 fortgeschrieben. Aufgrund der erheblichen Unsicherheiten der unterschiedlichen Trends für den Zeitraum nach 2020 wurde auf eine Fortschreibung verzichtet. Es ist jedoch nicht davon auszugehen, dass sich die gezeigten Strukturen für das Jahr 2020 in den Folgejahren signifikant verändern.

**Abbildung 5-2: Auswirkungen durch CO<sub>2</sub>-Preise erhöhter Großhandelspreise auf die Letztverbraucher, 2020**



Quelle: Berechnungen  
Öko-Institut

- » Ein Letztverbrauchsanteil von etwa 7 % unterliegt zwar der Zahlungsverpflichtung für die volle EEG-Umlage und ist von den Preisänderungen an der Strombörse nur geringfügig betroffen, zugleich weitgehend von der Stromsteuer befreit. Dies ist die typische Konstellation für die wenig stromintensiven Industriesektoren.
- » Ein Anteil von etwa 3 % des gesamten Letztverbrauchs ist nur mit stark reduzierten (um 80 bis 85 %) Sätzen EEG-umlagepflichtig und ist Änderungen bei den Großhandelspreisen nur mit geringer Dämpfung ausgesetzt, unterliegt aber gleichzeitig einem um etwa die Hälfte reduzierten Stromsteuersatz (Schienenbahnen etc.).
- » Für etwa 8 % des Letztverbrauchs (ein kleinerer Teil des Verarbeitenden Gewerbes) ergibt sich das Zusammenwirken von Großhandelspreisen und EEG-Umlage in gleicher Weise. Hier muss aber die Stromsteuer nur zu sehr geringen Teilen entrichtet werden.
- » Ein Anteil von ca. 2 % des gesamten Letztverbrauchs kann weder Beihilfen zur Kompensation indirekter CO<sub>2</sub>-Kosten in Anspruch nehmen noch profitiert er von den Dämpfungseffekten der EEG-Umlage, ist also den Großhandelspreiseffekten einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung voll ausgesetzt. Für dieses Verbrauchssegment überwiegend industrieller Verbraucher fallen auch keine nennenswerten Stromsteuern an.

Die Übersicht verdeutlicht auch die unterschiedlichen Möglichkeiten für Ausgleichsmaßnahmen:

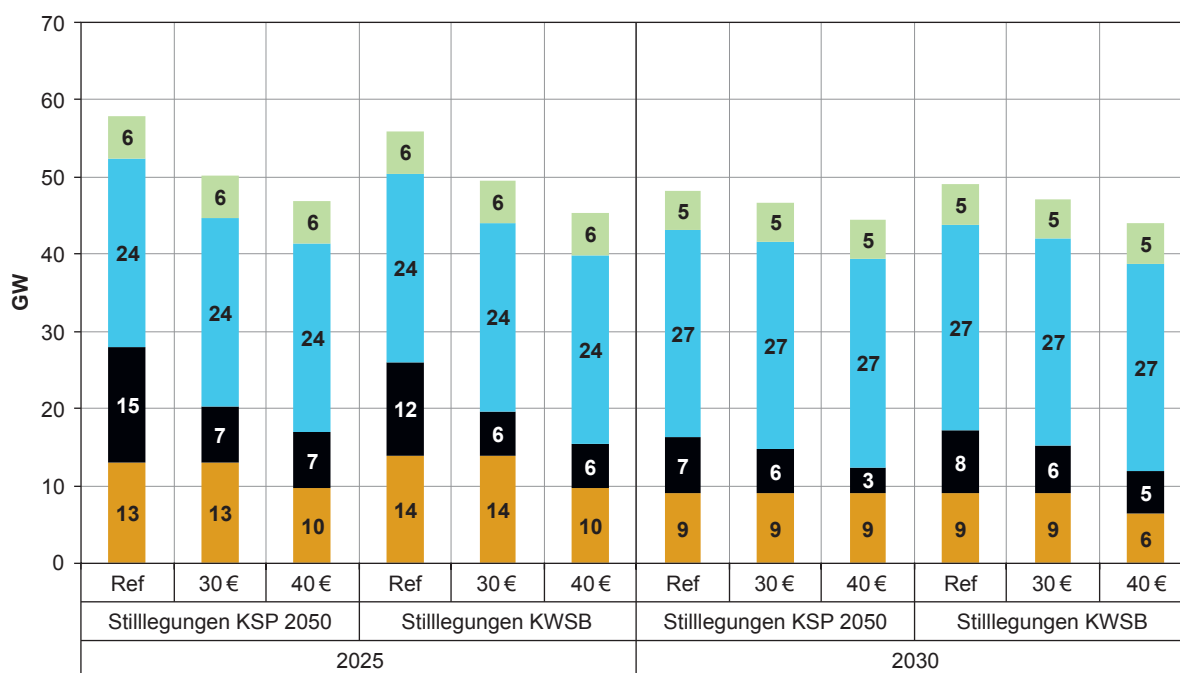
- » Bis zu einem Viertel des zusätzlichen Aufkommens würde für die Kompensation der indirekten CO<sub>2</sub>-Kosten für die im internationalen Wettbewerb befindliche energieintensive Industrie eingesetzt werden, wenn die Regelungen des aktuellen Beihilferahmens unterstellt werden.
- » Ein weiterer Aufkommensanteil könnte zur Reduzierung der Stromsteuer eingesetzt werden. Hierfür könnten die Preiseffekte für ca. 58 % des Letztverbrauchs (v. a. im Bereich der kleinen Verbraucher, nicht aber der Industrie) noch stärker abgedämpft werden. Für den Bereich Schienenbahnen (ca. 3 % des Letztverbrauchs) könnte auf diesem Wege zumindest eine größere Teilkompensation der Kosteneffekte am Großhandelsmarkt erfolgen.
- » Ergänzend oder alternativ könnte ein Teil des Aufkommens zur Reduzierung der EEG-Umlage eingesetzt werden. Hier ließe sich für etwa drei Viertel des Letztverbrauchs eine zusätzliche Entlastung schaffen, die jedoch im Gesamteffekt beschränkt bliebe. Bei einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 30 €/t CO<sub>2</sub> könnte die EEG-Umlage für das Jahr 2030 mit einem Einsatz von 2,2 bis 2,7 Mrd. € aus den zusätzlichen Erlösen des CO<sub>2</sub>-Mindestpreises unter den Rahmenbedingungen des Referenzszenarios für die Brennstoffpreise um etwa 22 bis 27 % reduziert werden. Für CO<sub>2</sub>-Mindestpreise wäre eine Senkung der EEG-Umlage im Jahr 2030 um 34 bis 39 % möglich.

Diese Bandbreite der Handlungsmöglichkeiten zeigt, dass verschiedene Optionen bestehen, um die Kosteneffekte eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises für die verschiedenen Endverbrauchsbereiche zu begrenzen oder sehr weitgehend zu kompensieren, soweit dies politisch für sinnvoll und notwendig gehalten wird. Gleichzeitig sollte aber nicht ausgeblendet werden, dass für jene Bereiche der Industrie, für die Kompensationsmaßnahmen oder anderweitige Kostendämpfungseffekte ausgeschlossen sind oder sich in Grenzen halten, die Energiestückkosten und damit die Wettbewerbseffekte eher gering bleiben dürften.

## 6 Exkurs: Einordnung der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ und der möglichen Kombination mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis

Zur Einordnung der bisher vorgestellten Modellierungsergebnisse mit Blick auf die Empfehlungen im Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB 2019) wurde eine Reihe zusätzlicher Modellläufe durchgeführt, um einerseits die Empfehlungen der Kommission und andererseits die mögliche Kombination des von der KWSB empfohlenen Stilllegungspfades mit CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen im CWE-Regionalmarkt zu bewerten.

**Abbildung 6-1:** Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung für CO<sub>2</sub>-Mindestpreise in Kombination mit dem Stilllegungsszenario KSP 2050 und den Empfehlungen der KWSB, 2025 und 2030



■ Sonstige Fossile  
■ Erdgas  
■ Steinkohle  
■ Braunkohle

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Abbildung 6-1 zeigt die Modellierungsergebnisse bezüglich der im Markt verbleibenden Kraftwerkskapazitäten für die Stilllegungsvarianten KSP 2050 sowie KWSB im Vergleich:

- » Für den Zeithorizont 2025 ist der Stilllegungspfad KSP 2050 ohne Kombination mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis gekennzeichnet durch eine um etwa 24 % höhere Steinkohlekraftwerkskapazität (ca. 15 GW) als in der Variante KWSB (ca. 12 GW) und eine um 6 % geringere Braunkohlekraftwerkskapazität (13 ggü. 14 GW).
- » Für das Jahr 2030 sind die Unterschiede deutlich kleiner. Sie beschränken sich auf eine in der Variante KSP 2050 um ca. 10 % niedrigere Leistung der Steinkohlekraftwerke (7 ggü. 8 GW).

- » Für den Zeithorizont 2025 reduziert sich bei Kombination eines Stilllegungspfad nach KWSB mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 30 € die im Markt verbleibende Steinkohlekraftwerkskapazität um 52 % (auf dann nur noch 6 GW). Bei Kombination des politisch induzierten Stilllegungspfad KSP 2050 mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 30 €/t CO<sub>2</sub> resultiert ein ähnlicher Rückgang um 51 % (auf ca. 7 GW). Für Steinkohlekraftwerke ergeben sich durch einen höheren CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 40 €/t keine zusätzlichen Marktaustritte. Veränderungen der im Markt verbleibenden Braunkohlekraftwerkskapazitäten treten für den Zeithorizont 2025 erst für einen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 40 €/t ein, der in Kombination mit dem Stilllegungspfad KWSB einen Marktaustritt von 31 % der ohne Mindestpreis verbliebenen Kraftwerksleistung bewirkt, sodass eine Leistung von ca. 10 GW im Markt verbleibt. Im Kontext der politisch induzierten Stilllegungen in der Variante KSP 2050 ergibt sich bei einem Mindestpreis von 40 €/t CO<sub>2</sub> ein Marktaustritt von 26 % der verbliebenen Kapazität. Es resultiert eine Braunkohlekraftwerksleistung von ebenfalls 10 GW.
- » Mit Blick auf das Szenariojahr 2030 sinken die im Markt verbleibenden Steinkohlekraftwerkskapazitäten bei Kombination der Stilllegungsvariante KWSB mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 30 € um 23 % GW (auf 6 GW) etwas stärker als mit 21 % für den politisch induzierten Stilllegungspfad KSP 2050 (auf knapp 6 GW). Die im Markt verbleibenden Steinkohlekapazitäten liegen jedoch auch hier auf etwa gleichem Niveau. Bei Kombination der politisch induzierten Stilllegungspfade mit einem höheren CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 40 € gehen die Steinkohlekraftwerkskapazitäten für die Variante KWSB um 33 % deutlich schwächer zurück als in der Kombination des Mindestpreises mit der Stilllegungsvariante KSP 2050 mit 52 %, sodass gut 5 bzw. etwas über 3 GW Steinkohlekraftwerke im Markt verbleiben.

Die Kapazitäten der im Markt verbleibenden Braunkohlekraftwerke verändern sich durch die Kombination politisch induzierter Stilllegungstrajektorien mit Mindestpreisen für 2030 allenfalls für den höheren Fall von 40 €/t CO<sub>2</sub> und hier auch nur auf Basis der Stilllegungsvariante KWSB (von 9 GW um 28 % auf gut 6 GW).

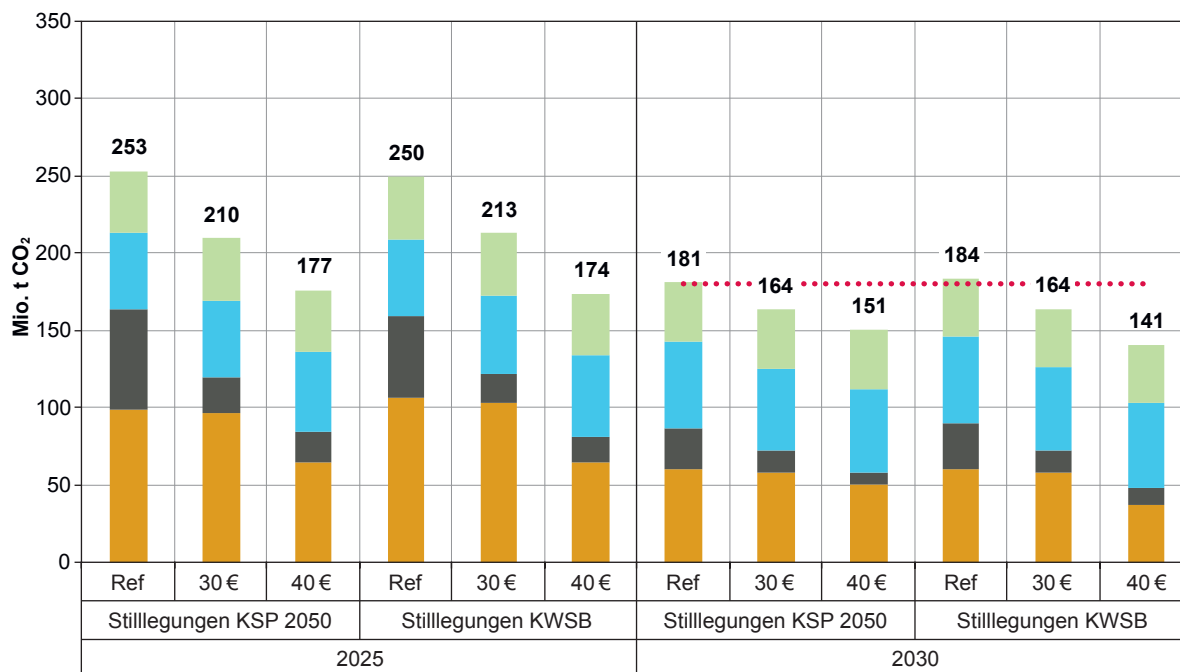
Unter den hier als Referenzvariante angesetzten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ergeben sich damit für den Zeithorizont 2025 in der Kombination von politisch induzierten Stilllegungen mit CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen von 30 €/t nochmals erhebliche marktgetriebene Stilllegungen von Steinkohlekraftwerken. Die Kombination von Mindestpreisen in Höhe von 40 €/t CO<sub>2</sub> und politisch induzierten Stilllegungen führt dagegen nicht zu nennenswerten weiteren, d. h. marktgetriebenen Stilllegungen. Im Szenariojahr 2025 ergeben sich zusätzliche marktgetriebene Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken erst bei CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen von 40 €/t.

Für das Szenariojahr 2030 ergibt sich bei CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen von 30 € eine strukturell ähnliche Situation. Die Steinkohlekraftwerkskapazitäten gehen in der Kombination mit den unterschiedlichen Varianten für die politisch induzierten Stilllegungen marktgetrieben nochmals deutlich zurück. Bei höheren CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen von 40 €/t CO<sub>2</sub> ergeben sich im Jahr 2030 jedoch durch die CO<sub>2</sub>-Preise weitere marktgetriebene Stilllegungen, die für den Stilllegungspfad KSP 2050 deutlich stärker ausfallen als in Kombination der Stilllegungsvariante KWSB. Für Braunkohlekraftwerke ergibt sich nur für die Kombination eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises von 40 €/t mit dem Stilllegungspfad KWSB ein weiterer marktgetriebener Abbau der Braunkohlekraftwerkskapazitäten.



Abbildung 6-2:

**CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen für CO<sub>2</sub>-Mindestpreise in Kombination mit dem Stilllegungsszenario KSP 2050 und den Empfehlungen der KWSB, 2025 und 2030**



■ Sonstige Fossile

■ Erdgas

■ Steinkohle

■ Braunkohle

... Sektorziel 2030

Quelle: Berechnungen  
des Öko-Instituts

Abbildung 6-2 zeigt die resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerkssektors im deutschen Bilanzraum. Von einer einzigen Ausnahme abgesehen, liegen die Emissionen der unterschiedlichen Szenarien für die Stilllegungsvarianten KSP 2050 und KWSB auf sehr ähnlichen Niveaus. Gleichwohl zeigen die meist geringen Unterschiede keine einheitlichen Abweichungsmuster:

- » Ohne Kombination mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis liegen die Gesamtemissionen für das Jahr 2025 in der Stilllegungsvariante KSP 2050 um etwa 1 % über denen des Stilllegungsszenarios KWSB (253 ggü. 250 Mio. t CO<sub>2</sub>). Dies ist das Ergebnis sehr unterschiedlicher Trends. Die Emissionen aus Braunkohlekraftwerken liegen für die Stilllegungsvariante KSP 2050 um etwa 7 % unter denen für die Variante KWSB, die der Steinkohlekraftwerke aber um etwa 22 % darüber. Für (inländische) Kraftwerke auf Basis Erdgas oder anderer fossiler Energieträger ergeben sich nur kleinere Abweichungen.
- » Das Jahr 2030 zeigt eine strukturell umgekehrte Situation. Die im Vergleich der Stilllegungspfade für die Variante KSP 2050 entstehenden CO<sub>2</sub>-Minderemissionen von 2 % gegenüber der Variante KWSB (181 ggü. 184 Mio. t CO<sub>2</sub>) erklären sich fast ausschließlich über die um 9 % niedrigeren Emissionen der Steinkohlekraftwerke.
- » In den Kombinationsszenarien mit politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen und CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen zeigt sich für das Jahr 2025 ein ähnlich komplexes Muster. Insgesamt werden die Emissionen durch die Kombination mit CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen von 30 €/t um etwa 15 bis 17 % reduziert (Variante KWSB bzw. KSP 2050). Bei entsprechenden Kombinationen mit Mindestpreisen von

40 €/t CO<sub>2</sub> ergibt sich eine zusätzliche Emissionsminderung von 30 % (in beiden Stilllegungsvarianten). Für die verschiedenen Kraftwerkskohorten ergeben sich jedoch durchaus unterschiedliche Trends.

Bei einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 30 €/t liegen die Emissionen der Braunkohlekraftwerke in beiden Varianten für die politisch induzierten Stilllegungen nur um etwa 3 % unter den Vergleichswerten ohne Kombination mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis. Erst die Kombination mit einem Mindestpreis von 40 €/t CO<sub>2</sub> führt zu einem deutlicheren Emissionsrückgang bei den Braunkohlekraftwerken von 39 % (im Kontext der Stilllegungsvariante KWSB) bzw. 34 % (im Kontext der Stilllegungsvariante KSP 2050). Dabei entfällt knapp ein Drittel der Emissionsminderung auf den durch den CO<sub>2</sub>-Preis bedingten Rückgang der Anlagenauslastung, gut zwei Drittel entfallen auf die Kapazitätsentwicklung und die damit einhergehenden Struktureffekte (steigender Anteil effizienterer Anlagen).

Für die Emissionen aus Steinkohlekraftwerken ergibt sich bei einer Kombination eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises von 30 €/t mit den Varianten KWSB bzw. KSP 2050 für die politisch induzierten Stilllegungen eine erhebliche Emissionsminderung von etwa 64 %. Eine Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Mindestpreises in diesen Kombinationsmodellen führt zu einer leicht zunehmenden Emissionsminderung in der Größenordnung von 68 (Stilllegungsvariante KWSB) bzw. 70 % (Stilllegungsvariante KSP 2050). Anders als bei den Emissionen aus der Braunkohleverstromung dominieren hier die über den CO<sub>2</sub>-Preis bewirkten Auslastungseffekte (knapp 60 % der Emissionsminderungen für CO<sub>2</sub>-Mindestpreise von 30 €/t bzw. etwa 70 % für Mindestpreise von 40 €/t CO<sub>2</sub>).

- » Ein uneinheitlicheres Bild ergibt sich mit Blick auf die Modellierungsergebnisse für 2030. Die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen sinken hier durch die Ergänzung politisch induzierter Stilllegungen durch einen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 30 €/t CO<sub>2</sub> um etwa 10 % (für beide Stilllegungsvarianten). In der Stilllegungsvariante KWSB wird durch einen zusätzlichen Mindestpreis von 40 €/t CO<sub>2</sub> eine zusätzliche Emissionsminderung von 23 % erzielt. Für die entsprechende Kombination mit der Variante KSP 2050 ergibt sich eine Emissionsminderung von 17 %. Auch hier ergeben sich für Braunkohlekraftwerke bei CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen von 30 €/t CO<sub>2</sub> nur geringe zusätzliche Emissionsminderungen (ca. 4 % für beide Stilllegungsvarianten), die sich im Wesentlichen aus einer veränderten Auslastungssituation erklären. Bei CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen von 40 €/t zeigt sich ein uneinheitliches Bild. Für die Stilllegungsvariante KWSB entsteht eine zusätzliche Emissionsminderung von 38 %, die sich jedoch ganz überwiegend aus marktgetriebenen Außerbetriebnahmen zusätzlicher Anlagen ergibt. Die Stilllegungsvariante KSP 2050 hat keine zusätzlichen Marktaustritte zur Folge. Die zusätzliche Emissionsminderung von 15 % entsteht vor allem durch den im Kontext des höheren CO<sub>2</sub>-Preises veränderten Anlageneinsatz.

Für die Steinkohlekraftwerke entstehen aus der Kombination von politisch induzierten Stilllegungen und CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen zusätzliche Emissionsminderungen, die für den Zeithorizont 2030 eine erhebliche Größenordnung erreichen. Bei Kombination mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 30 €/t gehen die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 50 bzw. 45 % zurück (Variante KWSB bzw. KSP 2050). Bei einem Mindestpreis von 40 €/t CO<sub>2</sub> ergeben sich weitere Emissionsminderungen, die bei 65 bzw. 72 % liegen (Variante KWSB bzw. KSP 2050, jeweils gegenüber der Situation ohne Kombination mit dem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis). Der weitaus größte Teil dieser zusätzlichen Emissionsminderungen (zwei Drittel bis drei Viertel) entsteht aus dem über den höheren CO<sub>2</sub>-Preis veränderten Anlageneinsatz.

In der Kombination von politisch induzierten Stilllegungen und CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen im Bereich von 30 €/t CO<sub>2</sub> dominieren bei den Emissionen aus Braunkohlekraftwerken die politisch induzierten Stilllegungen, während für Steinkohlekraftwerke in erheblichem Umfang auch die stärkere Auslastungsbegrenzung der inländischen Kraftwerke durch den CO<sub>2</sub>-Mindestpreis zum Tragen kommen kann. Bei CO<sub>2</sub>-Preisen von 40 €/t kann es für den Zeithorizont 2030 auch zu zusätzlichen, durch den höheren CO<sub>2</sub>-Preis getriebenen Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken kommen, die in Kombination mit der überwiegend sehr deutlichen Abdämpfung der in diesem Fall tendenziell steigenden CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den verbliebenen Braun- und Steinkohlekraftwerken zu erheblich sinkenden CO<sub>2</sub>-Emissionsniveaus führen.

Im Vergleich zu dem aus dem Sektorziel für die Energiewirtschaft abgeleiteten Zielwert für die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den deutschen Kraftwerken könnten die CO<sub>2</sub>-Emissionen für den Zeithorizont 2030 nach den hier dargestellten Berechnungen durch Kombination von politisch induzierten Stilllegungen mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis um zusätzlich etwa 20 bis 40 Mio. t reduziert werden.

Ein Vergleich der vorstehend diskutierten Modellierungsergebnisse mit einer entsprechenden Sensitivitätsanalyse für eine ungünstigere Entwicklung des energiewirtschaftlichen Umfeldes (hohe Brennstoffpreise) führt zu folgenden Ergebnissen:

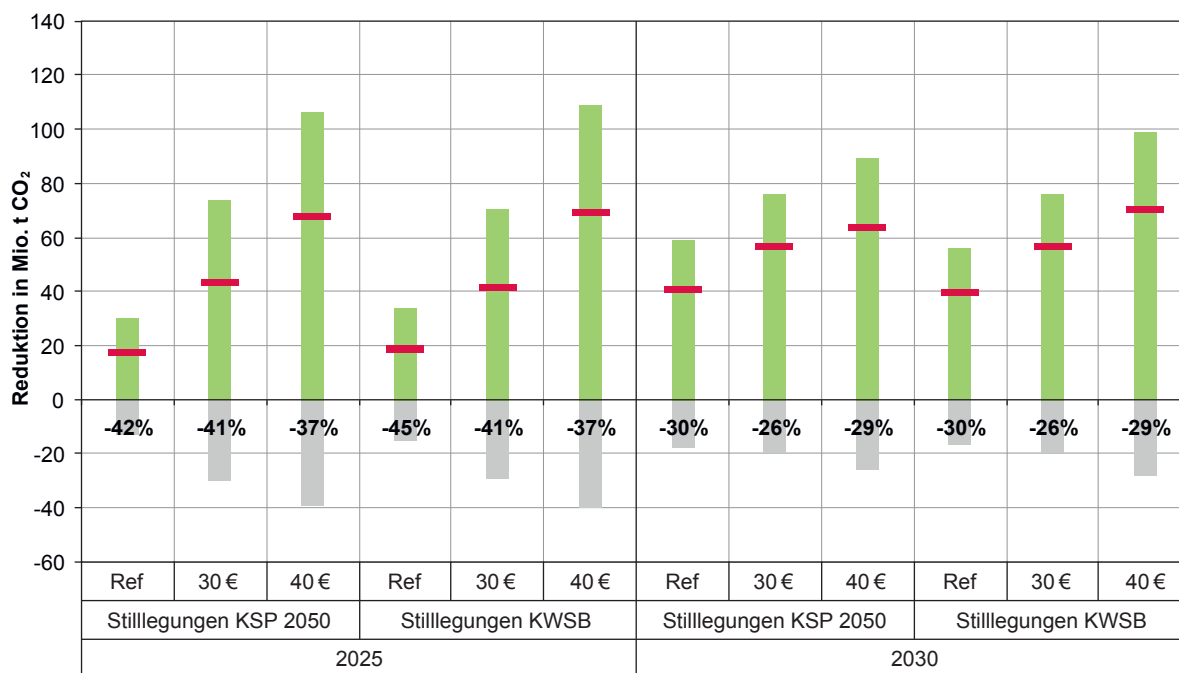
- » Die CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen für die Kombinationsmodelle mit CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen fallen durchweg geringer aus. Es kommt vor allem in geringerem Ausmaß zu marktgetriebenen Anlagenstilllegungen und zu einer weniger wirksamen Veränderung des Anlageneinsatzes. Es kommt zu Differenzen bei den erzielten Emissionsminderungen von bis zu 55 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2025 bzw. über 30 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2030.
- » Das Sektorziel für das Jahr 2030 kann unter diesen Bedingungen verfehlt werden. Darüber hinausgehende Emissionsminderungen würden erheblich erschwert.

Interessante Rückschlüsse lassen sich überdies aus den Modellanalysen zu den Ergebnissen der KWSB ziehen, für die ein anderer Rahmendatensatz bzgl. des energiewirtschaftlichen Umfeldes in Ansatz gebracht wurde (Öko-Institut 2019):

- » Unter Maßgabe eines für die Emissionsminderung vorteilhaften Rahmendatensatzes für die Differenz von Erdgas- und Steinkohlepreisen einerseits sowie den CO<sub>2</sub>-Preisen andererseits ergeben sich für das Jahr 2025 um 24 Mio. t CO<sub>2</sub> und für das Jahr 2030 um bis zu 15 Mio. t CO<sub>2</sub> höhere Emissionsminderungen.
- » Diese resultieren nur zu einem geringeren Teil aus den Emissionen der Braunkohlekraftwerke, sondern vor allem aus den massiv zurückgehenden Emissionen der Steinkohlekraftwerke.

Abbildung 6-3:

**CO<sub>2</sub>-Emissionen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für CO<sub>2</sub>-Mindestpreise in Kombination mit dem Stilllegungsszenario KSP 2050 und den Empfehlungen der KWSB, 2025 und 2030**



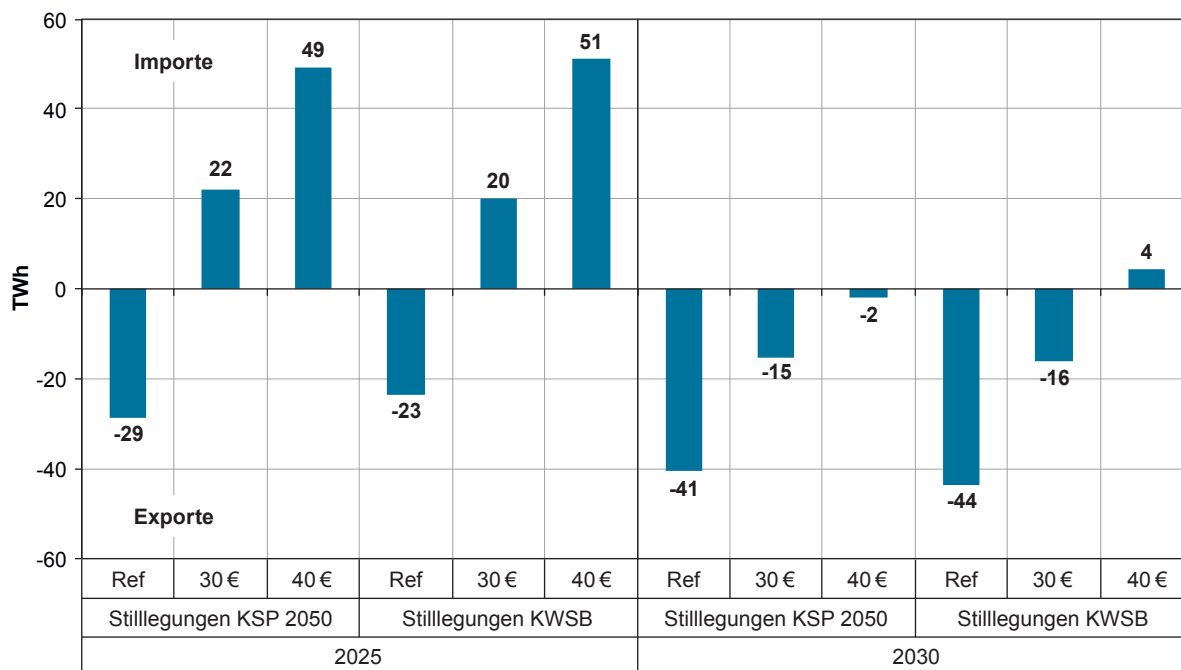
■ CO<sub>2</sub>-Emissionen  
Deutschland  
■ CO<sub>2</sub>-Emissionen außer-  
halb Deutschlands  
— CO<sub>2</sub>-Emissionen gesamt  
Quelle: Berechnungen  
des Öko-Instituts

Im Hinblick auf die Wechselwirkungen mit den ausländischen Kraftwerksparks (Abbildung 6-3) zeigen sich vor allem zwei Sachverhalte sehr deutlich:

- » Vor allem für den eher kurzfristigen Zeithorizont 2025 kann durch CO<sub>2</sub>-Mindestpreise im CWE-Regionalmarkt der Emissionsanstieg außerhalb der deutschen Bilanzgrenzen (europäischer Rebound-Effekt) deutlich begrenzt werden.
- » Für den eher mittelfristigen Zeithorizont 2030 ergeben sich aus Sicht der spezifischen Rebound-Effekte zwar keine Verbesserungen. Die zusätzlichen Emissionen außerhalb der deutschen Bilanzgrenzen können jedoch proportional zur innerdeutschen Emissionsminderungen abgedämpft werden.

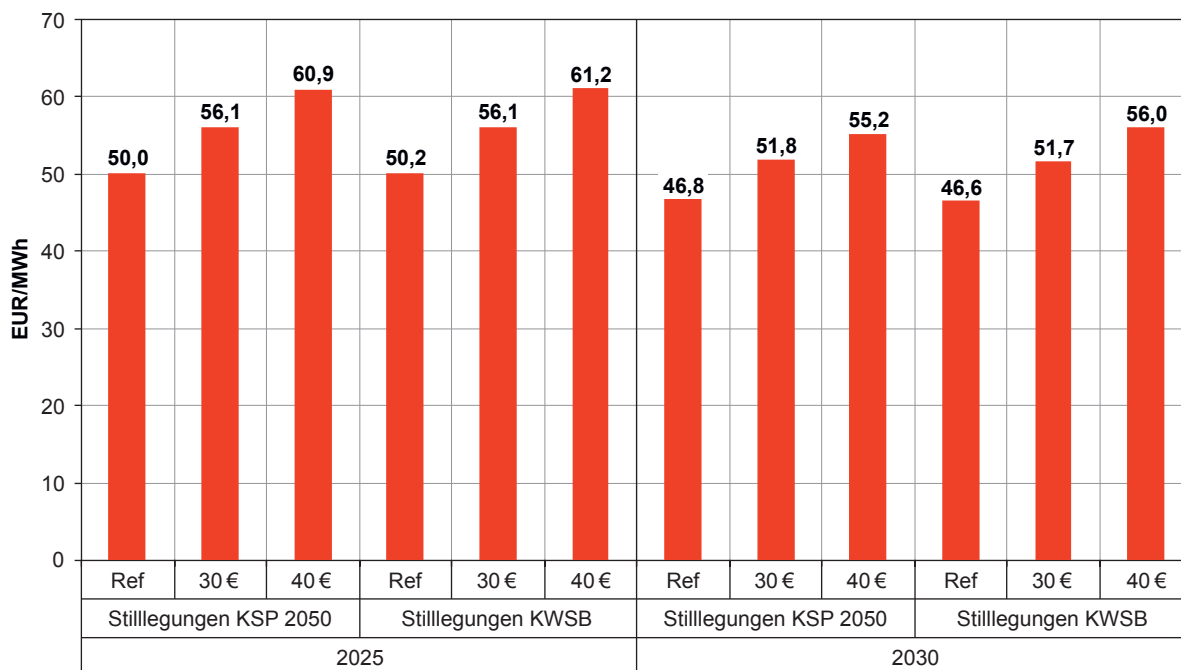
Schließlich sei darauf hingewiesen, dass sich im Vergleich der Stilllegungspfade KWSB und KSP 2050 und der entsprechenden Kombinationen mit CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen trotz teilweise erheblicher Unterschiede bei inländischer Kapazitäts- und Emissionsentwicklung keine signifikanten Änderungen in der Strom-Außenhandelsbilanz oder bei den Großhandelspreisen ergeben (Abbildung 6-4 bzw. Abbildung 6-5).

**Abbildung 6-4:** Strom-Import-Export-Saldo für CO<sub>2</sub>-Mindestpreise in Kombination mit dem Stilllegungsszenario KSP 2050 und den Empfehlungen der KWSB, 2025 und 2030



■ Strom-Import-Export-Saldo Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

**Abbildung 6-5:** Börsenstrompreise für CO<sub>2</sub>-Mindestpreise in Kombination mit dem Stilllegungsszenario KSP 2050 und den Empfehlungen der KWSB, 2025 und 2030



■ Börsenstrompreis Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

## 7 Wechselwirkungen mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union

Sowohl ein CO<sub>2</sub>-Mindestpreis als auch politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen oder entsprechende Kombinationen interagieren mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS). Zentral ist diesbezüglich die Frage, ob zusätzliche Maßnahmen wie die im Rahmen dieser Studie diskutierten Mechanismen in ihrer Wechsel-

wirkung mit dem EU ETS auch zu zusätzlichen Emissionsminderungen im Gesamtsystem führen.

Mit Blick auf ein idealtypisches Emissionshandelssystem könnte argumentiert werden, dass bei einem System, in dem die Zahl der verfügbaren Emissionsberechtigungen ex ante festgelegt wird und niemals angepasst wird, zusätzliche Emissionsminderungsmaßnahmen keine zusätzlichen Effekte entfalten können, da die Zahl der den Emittenten grundsätzlich zur Verfügung stehenden CO<sub>2</sub>-Zertifikate konstant bleibt und es zu den entsprechenden Emissionen so (irgendwann) auch kommen wird (dieser Mechanismus wird als „Wasserbetteffekt“ bezeichnet).

Diese Perspektive berücksichtigt jedoch die reale Ausgestaltung und die realen Verhältnisse des EU ETS nicht in ausreichendem Maße:

- » Das EU ETS ist bis auf Weiteres (d. h. wahrscheinlich bis Ende der 2020er Jahre) und auch unter Berücksichtigung der u. g. Einführung einer Marktstabilitätsreserve durch eine erhebliche Überausstattung mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten gekennzeichnet (vgl. Abschnitt 1);
- » Im Rahmen der strukturellen Reform des EU ETS wurden verschiedene Mechanismen eingeführt, mit denen ein Teil des Überschusses an Emissionsberechtigungen dem Markt entzogen wird (Marktstabilitätsreserve) und über die es weiterhin zu Löschungen von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten kommen kann (Agora Energiewende, Öko-Institut 2018);
- » Das EU ETS wird in regelmäßigen Abständen einer Revision unterzogen, in der auch die im Klimaschutzabkommen von Paris vorgesehenen Zyklen für Überprüfungen und Ambitionserhöhungen der jeweiligen Emissionsminderungsverpflichtungen berücksichtigt werden müssen. Die entsprechenden Anpassungen des Caps werden auch die reale Emissionsentwicklung bzw. die Wirkung von Instrumenten jenseits des EU ETS berücksichtigen (müssen).

In einem ersten Analysegang sollen die Interaktionen zwischen dem EU ETS und zusätzlichen Emissionsminderungsmaßnahmen wie einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis und/oder politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen aus einer statischen Perspektive betrachtet werden:

- » Wenn es durch zusätzliche Maßnahmen zu einer Minderung der vom EU ETS erfassten Kraftwerksemissionen kommt, steigt der dem Markt verfügbare Überschuss an Emissionsberechtigungen (Total Number of Allowances in Circulation, TNAC).
- » Solange die TNAC über einem Wert von 833 Millionen Zertifikaten liegt, wird die Zahl der dem Markt über Auktionen zusätzlich verfügbar gemachten Zertifikate gegenüber den ursprünglichen Planungen um einen Wert vermindert, der als Anteil der TNAC errechnet wird (von 2019 bis 2023 beträgt dieser Anteil 24 %,

danach auf Basis der bisherigen rechtlichen Festlegungen 12 %). Die nicht versteigerten CO<sub>2</sub>-Zertifikate werden in die sog. Marktstabilitätsreserve (MSR) überführt. Zusätzliche Maßnahmen erhöhen – aus der hier zunächst eingenommenen statischen Perspektive – die TNAC. Damit erhöht sich auch die Zahl der in die MSR überführten CO<sub>2</sub>-Zertifikate, die dem Markt solange entzogen werden, bis die TNAC unter einen Wert von 400 Mio. Zertifikaten fällt und ein Teil der in der MSR gehaltenen Zertifikate dem Markt (über eine entsprechende Aufstockung der jährlichen Auktionen) wieder verfügbar gemacht wird. Für beide Schwellwerte (833 bzw. 400 Mio. t Zertifikate) kann im Zuge der Weiterentwicklung des EU ETS eine Reduzierung erwartet werden, womit die Zahl der in der MSR gehaltenen Zertifikate im Zeitverlauf tendenziell steigen wird.

- » Ein Rückfluss von Zertifikaten von der MSR in den Markt wird jedoch allenfalls teilweise erfolgen können, da es innerhalb der MSR zur Löschung von Zertifikaten kommen wird bzw. kann:
  - » Gemäß Recital 23 der Richtlinie 2018/410 darf die Zahl der in der MSR gehaltenen Zertifikate das Niveau der im Vorjahr versteigerten Emissionsberechtigungen ab 2023 nicht übersteigen. Damit wird es im Jahr 2023 zunächst zu einer großvolumigen Löschung von ca. 1,75 Mrd. Zertifikaten kommen. In den Folgejahren kommt es durch das im Zuge der kontinuierlichen Cap-Absenkung weitere Absinken der zu versteigernden Zertifikatsmengen zu weiteren Löschungen von durchschnittlich etwa 30 Mio. Zertifikaten jährlich.
  - » Gemäß Art. 12 (4) der Emissionshandelsrichtlinie können Mitgliedstaaten Zertifikate zurückhalten (d.h. nicht versteigern) und löschen, wenn sie auf ihrem Territorium Stromerzeugungskapazitäten durch zusätzliche nationale Maßnahmen stilllegen. Den Ausgangspunkt zur Ermittlung der entsprechenden Anzahl von Zertifikaten bilden die jahresdurchschnittlichen Emissionen der letzten 5 Jahre vor der Stilllegung. Die konkreten Regelungen für die auf dieser Basis ermittelte Löschung von Emissionsberechtigungen sind noch nicht festgelegt.
  - » Aber auch jenseits dieser expliziten Anpassungen der insgesamt verfügbaren Zertifikate in der MSR sind weitere implizite Löschungen zu berücksichtigen. Wenn es im Rahmen des Pariser Klimaschutzabkommens zu höheren Emissionsminderungszusagen kommt (wie es dort im Zuge der im Fünfjahresrhythmus vorgesehenen Überprüfungen vorgesehen ist), wird auch die Zahl der im EU ETS verfügbaren Zertifikate angepasst werden müssen. Dabei wird, wie schon im Zuge der strukturellen Reform des EU ETS im Jahre 2018, die reale Entwicklung der Emissionsniveaus berücksichtigt werden. Wenn zusätzliche Maßnahmen die Emissionsniveaus reduzieren – wiederum zunächst aus der statischen Perspektive –, kann und wird es mit hoher Wahrscheinlichkeit über die beschriebene Anpassung implizit zu einer stärkeren Rückführung der verfügbaren Zertifikate kommen. Dies ist wirkungsgleich mit einer zusätzlichen Löschung von Emissionsberechtigungen.



Neben der beschriebenen statischen ist jedoch auch die dynamische Perspektive zu berücksichtigen. Im Mittelunkt steht hier der Befund, dass es ja nicht dann zu zusätzlichen Emissionen (oder Emissionsreduktionen) kommt, wenn Zertifikate grundsätzlich zusätzlich zur Verfügung stehen (oder nicht mehr zur Verfügung stehen). Entscheidend für die emissionsseitigen Rückkopplungseffekte sind die Effekte veränderter Emissionsniveaus auf die Preisniveaus der Zertifikate. Und in diesem Kontext sind vor allem zeitpunktbezogene Betrachtungen von erheblicher Bedeutung:

- » In der kurz- und mittelfristigen Perspektive stellt sich die Frage, ob der im Zuge von zusätzlichen Emissionsminderungsmaßnahmen entstehende Minderbedarf an Emissionsberechtigungen zu einem Rückgang der Zertifikatspreise in einer Größenordnung führt, die wiederum eine signifikante Erhöhung der Emissionsniveaus zur Folge hat und damit die Emissionsminderungseffekte der zusätzlichen Maßnahmen teilweise oder ganz kompensiert.
- » Aus einer theoretischen Perspektive kann sich eine solche Situation ergeben. Mit steigenden Emissionsniveaus würden sich auch die Überführung von Emissionsberechtigungen in die MSR und die dort stattfindenden Löschungen verringern. Entscheidend für diese Effekte ist hier der Verlauf der Preissensitivitätskurve (linear, exponentiell etc.).
- » Die empirischen Erfahrungen (im Kontext unterschiedlicher Maßnahmen bzw. Anpassungen des EU ETS, von der Einbeziehung des Flugverkehrs bis zum Backloading von Emissionsberechtigungen) zeigen jedoch, dass solche Effekte bisher nicht in erkennbarem Umfang aufgetreten sind. Mit Blick auf die aktuell und bis auf Weiteres vorfindliche Überschussituation sowie auf die Größenordnung der Emissionsminderung durch zusätzliche Maßnahmen im Stromsektor ist dies auch für die nächsten Jahre nicht anzunehmen.
- » In der langfristigen Perspektive stellt sich die Frage, ob der im Zuge von zusätzlichen Maßnahmen entstehende Minderbedarf an Emissionsberechtigungen zwar zunächst nicht kurzfristig, wohl aber in der längerfristigen Perspektive zu einem Rückgang der Zertifikatspreise führt. Diese Effekte würden sich dann zu einem Zeitpunkt ergeben, an dem sich die Zahl der verfügbaren Zertifikate im Zug eines stetigen Rückgangs der Cap (über den Mechanismus des sog. linearen Reduktionsfaktors) ohne zusätzliche Emissionsminderungsmaßnahmen massiv verringerte bzw. sich durch die mit zusätzlichen Emissionsminderungsmaßnahmen frei werdenden Zertifikatsmengen dann massiv erhöhte.
- » Diese Hypothese unterstellt, dass der sog. lineare Reduktionsfaktor entweder zukünftig nicht mehr angepasst wird oder dass bei der entsprechenden Anpassung die zusätzlichen Emissionsminderungen durch zusätzliche Maßnahmen nicht berücksichtigt werden (d. h. geringere Emissionsniveaus entweder zu einem erhöhten linearen Reduktionsfaktor führen oder – weitgehend wirkungsgleich – zu einer Korrektur des Aufsetzpunkts für die Anwendung des linearen Reduktionsfaktors führen<sup>7</sup>). Würde eine solche Anpassung erfolgen, könnte auch langfristig kein „Wasserbetteffekt“ entstehen.

<sup>7</sup> Die jährliche Verringerung der über kostenlose Zuteilung und Auktionen in den Markt gebrachten Zertifikate wird unter Maßgabe der aktuell geltenden Regelungen aus der durchschnittlichen Allokation von Emissionsberechtigungen im Zeitraum 2008 bis 2012 und dem linearen Reduktionsfaktor berechnet. Angesichts der im Zuge der Finanz- und Wirtschaftskrise entstandenen und danach fortwirkenden strukturellen Emissionsminderung entsteht damit eine strukturelle Überallokation. In diesem Zusammenhang ist eine Veränderung des Aufsetzpunkts für den linearen Reduktionsfaktor (Rebasing) im Kontext der strukturellen Reform des EU ETS im Jahre 2018 zwar intensiv diskutiert worden, hat sich aber nicht durchgesetzt. Es ist davon auszugehen, dass ein solches Rebasing bei zukünftigen Anpassungen des EU ETS wieder auf die Agenda kommen wird.



- » Eine andere Situation ergäbe sich, wenn durch zusätzliche Maßnahmen in der langfristigen Perspektive (sehr) hohe Preiseffekte zu erwarten wären (und auch zukünftige Anpassungen der Cap nicht antizipiert würden), wenn diese auch auf den kurz- und mittelfristigen Zeithorizont ausstrahlten, die CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise entsprechend zurückgingen und sich als Folge die Emissionsniveaus erhöhten. Die Vermutung, ob es zu solchen intertemporalen Effekten kommt, hängt zentral von ökonomischen Grundüberzeugungen ab. Wenn man für den Emissionsmarkt eine Preisbildung über langfristige Knappheits- bzw. Preissignale unterstellt, könnten solche Effekte auftreten. Wenn sich aber, wie in dieser Studie unterstellt, Preise vor allem entlang der kurzfristigen Marktlagen bilden (und sich daraus letztlich die Legitimation für CO<sub>2</sub>-Mindestpreise ergibt), ist ein solcher Effekt kaum zu erwarten.

Zusammenfassend lassen sich aus den vorstehenden Überlegungen die folgenden Schlussfolgerungen ziehen:

- » Mit Blick auf die konkrete Marktlage, die bisherigen Erfahrungen mit dem EU ETS und die unterschiedlichen Mechanismen im Kontext der MSR ist kurz- und mittelfristig nicht mit einem Wasserbetteffekt zu rechnen.
- » Die Situation eines nicht eintretenden Wasserbetteffekts ergibt sich auch in der langfristigen Perspektive, wenn man davon ausgeht, dass zukünftige Anpassungen des Caps im Zuge der ohnehin erwartbaren Ambitionserhöhungen (v. a. im Kontext des Klimaschutzabkommens von Paris) die reale Emissionsentwicklung und damit die Effekte von zusätzlichen Emissionsminderungsmaßnahmen antizipieren (es also implizit zur Löschung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten kommt).
- » Die Ausstrahlungswirkung von in der Langfristperspektive ggf. auftretenden Preisveränderungen auf den kurz- und mittelfristigen Zeithorizont wäre im Kontext der ökonomischen Grundüberzeugungen, die die Grundlage für die Notwendigkeit von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen bilden, nicht zu erwarten.
- » Aus der kurz- und mittelfristigen Perspektive wäre auf dieser Basis die zusätzliche Löschung von Zertifikaten nach Art. 12 (4) der Emissionshandelsrichtlinie zur Vermeidung eines etwaigen Wasserbetteffekts nicht zwingend erforderlich. Sie bildet diesbezüglich eher einen Absicherungsmechanismus für den Fall, dass es im Verlauf der nächsten 10 Jahre nicht zu Cap-Anpassungen kommen sollte, die die reale Emissionsentwicklung reflektieren und sich damit durch zusätzliche Emissionsminderungsmaßnahmen in der (sehr) langfristigen Perspektive Preiseffekte ergeben können, die dann signifikante Auswirkungen auf die (sehr) langfristigen Emissionsniveaus haben könnten.

Der besondere Vorteil eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises (wie jeder anderen Maßnahme, die implizit auf ähnliche Preisniveaus abstellt) besteht in diesem Kontext darin, dass dieses Instrument beim Auftreten von Knappheitspreisen dynamisch reagiert. Wenn der CO<sub>2</sub>-Mindestpreis in der Größenordnung der erwartbaren Knappheitspreise parametrisiert wird (und zu effektiven CO<sub>2</sub>-Preisen von zunächst 30 bis 40 €/t führt), dann entfallen diese zusätzlichen Wirkungen zum Zeitpunkt, an dem Knappheitspreise im System auftreten, und das EU ETS funktioniert wieder auf der Basis fundamentaler Knappheitspreise.

Ambitionierte Emissionsminderungen im Stromerzeugungsssektor können durch unterschiedliche Maßnahmen erreicht werden. Dazu gehören einerseits der Ausbau erneuerbarer Energien sowie der effizientere Einsatz von Strom, andererseits aber

auch Instrumente, mit denen die auf Basis fossiler Brennstoffe betriebene Kraftwerksflotte spezifisch adressiert wird und mit denen der fossile Erzeugungsmix in Richtung CO<sub>2</sub>-ärmerer Technologien verändert werden kann. Die letztgenannten Instrumente können im Wesentlichen auf drei Mechanismen abstellen:

- » CO<sub>2</sub>-intensive Kraftwerke werden explizit stillgelegt;
- » es kommt zu einer Veränderung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die zu einer Stilllegung CO<sub>2</sub>-intensiver Kraftwerke führt, da die in bestimmten Zeiträumen abbaubaren fixen Betriebskosten (Personal, Wartung und Instandhaltung, Revisionen etc.) durch die Erträge auf den Energiemärkten nicht mehr gedeckt werden können;
- » es kommt zu einer Veränderung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, in denen CO<sub>2</sub>-intensive Kraftwerke zwar ihre abbaubaren fixen Betriebskosten weiterhin decken und weiterbetrieben werden können, die Auslastung der Kraftwerke aber trotzdem (deutlich) zurückgeht.

Mit den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB 2019) bildet die gezielte Stilllegung von Kohlekraftwerken bis auf Weiteres den Referenzfall für die Umstrukturierung des deutschen Kraftwerksparks. Damit werden Emissionsminderungen allein durch Kraftwerksstilllegungen erzielt, Emissionsminderungsbeiträge durch den veränderten Betrieb von Kraftwerken (z. B. der im Markt verbleibenden fossilen Kraftwerke im In- und Ausland) erfolgen nicht.

Gerade vor diesem Hintergrund kann eine vergleichende Analyse für drei Instrumentierungsversionen zum Abbau der CO<sub>2</sub>-intensiven Verstromung interessante Einordnungen vermitteln:

- » die alleinige (politisch induzierte) Stilllegung von Kraftwerken;
- » die alleinige Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises im CWE-Regionalmarkt;
- » die Kombination von politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen mit CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen.

Ein Vergleich der idealtypischen Varianten von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen für die Stromerzeugung im CWE-Regionalmarkt mit Ansätzen, die allein auf die Stilllegung von Kohlekraftwerken in Deutschland abzielen, führt mit Blick auf die Emissionsminderungen zu folgenden Ergebnissen:

- » Die unterschiedlichen Ziele können unter den gegebenen Rahmenbedingungen robust erreicht werden. Hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungseffekte ist die Rückführung der Kohlekraftwerkskapazität in Deutschland auf 26 bis 28 GW (13 bis 14 GW Braunkohle bzw. 12 bis 15 GW Steinkohle) bis zum Jahr 2025 wirkungsgleich mit einem Mindestpreis im CWE-Regionalmarkt in der Größenordnung von 25 €/t CO<sub>2</sub>. Für das Jahr 2030 wäre ein CO<sub>2</sub>-Preis im CWE-Regionalmarkt von 30 €/t etwa wirkungsgleich mit einer Rückführung

der Kohlekraftwerkskapazität auf 16 bis 17 GW (9 GW Braunkohle und 7 bis 8 GW Steinkohle). Das Emissionsminderungsziel des Klimaschutzplans 2050 für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 würde in beiden Varianten erreicht. Das allein auf Kraftwerksstilllegungen abstellende Szenario Early Action (mit einem verbleibenden Kohlekraftwerksbestand von 17 GW im Jahr 2025 und 14 GW im Jahr 2030) entspricht mit seinem höheren Ambitionsniveau einer Emissionsminderung, die für die Jahre 2025 und 2030 mit CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen von um die 35 €/t CO<sub>2</sub> erreicht werden könnte.

- » Wenn sich jedoch das Energiemarktumfeld in Richtung ungünstigerer Verhältnisse für die Emissionsminderungen entwickelt, die nicht durch einen sehr responsiven CO<sub>2</sub>-Bepreisungsmechanismus aufgefangen werden, können sich bei einer exklusiv auf CO<sub>2</sub>-Preise abstellenden Emissionsminderungsstrategie erhebliche Zielverfehlungen einstellen, die für das Jahr 2025 in der Größenordnung von 40 und für das Jahr 2030 in der Bandbreite von 50 bis 60 Mio. t CO<sub>2</sub> liegen können.

Aus der näheren Betrachtung der unterschiedlichen Emissionsminderungseffekte ergeben sich unterschiedliche Emissionsminderungshebel für die verschiedenen CO<sub>2</sub>-Preisniveaus:

- » Bei CO<sub>2</sub>-Preisen von 30 €/t kommt es einerseits zu erheblichen Emissionsminderungen durch eine geringere Auslastung von Steinkohlekraftwerken, andererseits aber auch durch die sinkenden Erträge (geringere Auslastungen und höhere Betriebskosten) zu deutlichen Emissionsminderungen durch den Marktaustritt von Steinkohlekraftwerken.
- » Für Braunkohlekraftwerke ergeben sich Emissionsminderungen durch eine verringerte Anlagenauslastung nur in untergeordnetem Maße. Erhebliche Emissionsminderungen bei den Braunkohleanlagen ergeben sich ganz überwiegend durch Stilllegungen, die sich überwiegend aus den höheren Betriebskosten ergeben. Ökonomisch getriebene Marktaustritte ergeben sich für Braunkohlekraftwerke ganz überwiegend bei CO<sub>2</sub>-Preisniveaus von (deutlich) über 30 €/t.
- » Im Kontext eines ungünstigeren Energiemarktumfeldes (höhere Steinkohlepreise, höhere Preisdifferenzen zwischen Steinkohle und Erdgas) bleibt diese Reihenfolge der Erschließung von Emissionsminderungen erhalten. Die jeweils auslösenden CO<sub>2</sub>-Preisniveaus erhöhen sich jedoch um 10 €/t CO<sub>2</sub> oder mehr.

Jegliche Veränderung des fossilen Kraftwerksparks in Deutschland hat im eng verflochtenen europäischen Strommarkt Effekte auf den grenzüberschreitenden Stromaustausch und die Emissionen der Kraftwerke im Ausland zur Folge:

- » Alle Maßnahmen zu Emissionsminderungen der Stromerzeugung in Deutschland führen zu geringeren Nettostromexporten. Der Umschwung von einer Nettostromexportsituation zu signifikanten Nettostromimporten würde jedoch nur in Extremfällen (CO<sub>2</sub>-Preise von deutlich über 30 €/t bereits in 2025) auftreten.

- » Die Veränderungen der Strom-Außenhandelsbilanz sind für den Fall reiner CO<sub>2</sub>-Bepreisungsstrategien stärker als für den Fall reiner Kraftwerksstilllegungsansätze. Gleichzeitig liegen für den Fall reiner Kraftwerksstilllegungsstrategien in Deutschland die spezifischen Emissionen der zusätzlichen Stromerzeugung im Ausland deutlich höher als für den Fall eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises im CWE-Regionalmarkt. Im Ergebnis gleichen sich beide Effekte jedoch etwa aus. Das Verhältnis zwischen den im Ausland erhöhten Emissionen und den in Deutschland erzielten Emissionsminderungen (der sog. europäische Rebound-Effekt) ist für die unterschiedlichen Strategien in etwa gleich und liegt für den Zeithorizont 2025 bei etwa 40 % und für 2030 bei etwa 30 %.

Neben dieser unter Referenzbedingungen aus Sicht der Klimapolitik feststellbaren Gleichwertigkeit, aber mit Blick auf Veränderungen im Energiemarktumfeld höheren Unsicherheit reiner CO<sub>2</sub>-Bepreisungsstrategien, sind jedoch Aspekte der Versorgungssicherheit bzw. der Systemplanung zu berücksichtigen:

- » Auch reine CO<sub>2</sub>-Bepreisungsstrategien führen zu Kraftwerksstilllegungen. Durch die Adressierung des zusätzlichen Emissionsminderungshebels Anlagenauslastung werden Kraftwerksstilllegungen in geringerem Ausmaß notwendig (im Kontext der Emissionsminderungsziele des Klimaschutzplans 2050 ca. 3 GW im Jahr 2030 sowie bei ambitionierteren Emissionsminderungszielen ca. 4 GW).
- » Eine zielorientierte CO<sub>2</sub>-Bepreisung führt jedoch zu einer veränderten Struktur der Kraftwerksstilllegungen, hier kommt es zu Verschiebungen von Braunkohle hin zu Steinkohlekraftwerken.

Diesen Vorteilen einer auf CO<sub>2</sub>-Mindestpreise abstellenden Strategie steht damit der Nachteil gegenüber, dass ein fixer CO<sub>2</sub>-Mindestpreis bei einem sich (stark) verändernden Energiemarktumfeld zu erheblichen Unsicherheiten bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungseffekte führen kann. In einer Situation fundamentaler Knappheit bei den CO<sub>2</sub>-Zertifikaten würde der CO<sub>2</sub>-Markt auf die entsprechenden Veränderungen des Energiemarktumfeldes reagieren. In einer solchen Situation bedürfte es dann auch aus der kurzfristigen Perspektive keines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises. Mit der ggf. ab 2030 zu erwartenden fundamentalen Knappheit im EU ETS würde der CO<sub>2</sub>-Mindestpreis dann vor allem der Absicherung des Vertrauens auf der Investorensseite dienen, im Zeitraum vor dieser fundamentalen Knappheits-situation bliebe aber die mit der Fixierung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises entstehende Unsicherheit bzgl. der Zielerreichung bestehen.

Vor dem Hintergrund dieser Vor- und Nachteile der beiden idealtypischen Handlungsoptionen ergibt sich dann der zentrale Vorteil von Kombinationsmodellen aus politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen und der Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises. Klimapolitische Vorteile eines CO<sub>2</sub>-Preises im CWE-Regionalmarkt in Kombination mit politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen in Deutschland ergeben sich auch und insbesondere mit Blick auf die Emissionseffekte jenseits der deutschen Bilanzgrenzen, also aus einer europäischen Perspektive. Die mit einer Verringerung der deutschen Stromexporte einhergehende stärkere Auslastung ausländischer Kraftwerke vollzieht sich ganz überwiegend im Bereich der CO<sub>2</sub>-armen Erdgasverstromung.

Mit dem Instrument eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises ließen sich bei gleicher im Markt verbleibender Kraftwerkskapazität höhere Emissionsminderungen erzielen. Dies ist vor allem für den Fall relevant, dass sich das Energie- und CO<sub>2</sub>-Marktumfeld

ungünstiger entwickelt als in der Konzeption der Stilllegungsstrategien unterstellt. Für die Kraftwerksbetreiber, Beschäftigte und ggf. die Regionen ergibt sich damit eine verbesserte Planungssicherheit. Die zusätzliche Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises erweist sich als interessante Option zur Nachsteuerung einer zunächst auf politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen abstellenden Handlungsstrategie. Umgekehrt gilt natürlich, dass ein CO<sub>2</sub>-Mindestpreis Emissionsminderungslücken schließen kann, wenn sich die Kraftwerksstilllegungen nicht im geplanten Ausmaß umsetzen lassen.

Die Analysen zeigen jedoch auch, dass der Zusatznutzen eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises im CWE-Regionalmarkt abnimmt, wenn er mit einem sehr ambitionierten Ansatz für politikinduzierte Kraftwerksstilllegungen kombiniert wird.

Unter Maßgabe einer Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten auf Basis der Empfehlungen der KWSB würde die zusätzliche Festlegung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises im Regionalmarkt in Höhe von 30 bis 40 €/t das Erreichen der Sektorziele auch gegen ungünstige Rahmenbedingungen absichern (höhere Erdgaspreise; höhere Stromnachfrage aus dem europäischen Ausland). Sie kann somit dazu beitragen, sicher an das Sektorziel des Klimaschutzplans 2050 für die Energiewirtschaft zu gelangen bzw. höhere Emissionsminderungen der Energiewirtschaft zu erzielen, und das im Rahmen einer allgemeinen Ambitionserhöhung zur Emissionsminderung (die sich zum z. B. aus der Dynamik des Pariser Klimaschutzabkommens speist).

Die durchgeführten Modellierungen zeigen auch, dass sich durch einen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis, der zusätzlich zu politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen eingeführt wird, die Emissionen auf ein Niveau von 150 Mio. t CO<sub>2</sub> reduzieren lassen. Wenn diese zusätzliche Emissionsminderung allein durch Kraftwerksstilllegungen erreicht werden sollte, wäre ein zusätzlicher Marktaustritt von 5 GW Kraftwerkskapazität notwendig, sodass die installierte Leistung der Kohlekraftwerke dann nur noch 12 GW im Jahr 2030 betragen würde.

Vor diesem Hintergrund verdient eine Kombination der von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ empfohlenen Kraftwerksstilllegungen mit einem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis bei den vorgesehenen Zwischenüberprüfungen für den Kohle-Ausstiegspfad in den Jahren 2023 und 2026 ein besonderes Augenmerk.

Ein diesbezüglich zentraler Vorteil eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises ist hier, dass er mit geringerem zeitlichem Vorlauf als Kraftwerkstilllegungen implementiert werden kann und sich somit vortrefflich auch als Nachsteuerungsinstrument eignet.

Die Preis- und Kosteneffekte unterschiedlicher Strategien zur deutlichen Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsektor unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Wirkungen auf den Großhandelsmarkt einerseits und auf die Endverbraucher andererseits. Hinsichtlich der Börsenstrompreise führen die Modellanalysen zu drei zentralen Ergebnissen:

» CO<sub>2</sub>-Mindestpreise werden auf die Strompreise überwältigt. Je nach Höhe des Mindestpreises ergeben sich für den Zeithorizont 2025 Preiserhöhungen im Großhandelsmarkt von 6 bis 12 €/MWh sowie für das Szenariojahr 2030 in der Bandbreite von 9 bis 13 €/MWh (jeweils für die Bandbreite der CO<sub>2</sub>-Mindestpreise von 30 bis 40 €/t CO<sub>2</sub>).

- » Politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen führen deutlich geringere Effekte auf die Großhandelspreise herbei. In der Bandbreite der betrachteten Varianten (KWSB-Empfehlungen bzw. Early Action) liegen die entsprechenden Preiserhöhungen unter Maßgabe der für die hier vorgestellten Analysen unterstellten Rahmenbedingungen bei 1 bis 4 €/MWh für das Jahr 2025 sowie von 5 bis 6 €/MWh für 2030. Die Kosten etwaiger Kompensationszahlungen für politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen sind dabei noch nicht berücksichtigt, dürften aber bei Umlage auf alle Verbrauchsbereiche auf eher niedrigem Niveau liegen.
- » Bei einer Kombination von CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen dominiert die CO<sub>2</sub>-Bepreisung die Strompreiseffekte. Die Preisunterschiede zu den reinen CO<sub>2</sub>-Bepreisungsvarianten sind sehr gering.

Für die Endverbrauchsbereiche, die die volle EEG-Umlage zu tragen haben, werden die entsprechenden Anstiege der Großhandelspreise um etwa 70 % abgedämpft, so dass sie einen effektiven Anteil von 30 % des Kostenanstiegs zu tragen haben.

Für stromintensive Industrieunternehmen können die durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Strommarkt entstehenden Kosten über den Kompensationsmechanismus für indirekte CO<sub>2</sub>-Kosten weitgehend stabilisiert werden, sodass sich im Vergleich zur Referenzvariante unveränderte bzw. allenfalls gering steigende Kosten ergeben (maximal 7 %). Beim Vergleich mit den reinen Stilllegungsvarianten errechnen sich bei vergleichbaren Emissionsminderungseffekten durch die Kompensationsmöglichkeit indirekter CO<sub>2</sub>-Kosten um bis zu 10 % niedrigere Niveaus der effektiven Stromkosten. Auch wenn für Strategien, die allein auf politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen abstellen, eigene Kompensationsoptionen umgesetzt werden könnten (z. B. über staatliche Zuschüsse zu den Netznutzungsentgelten), ziehen sie doch erhebliche beihilferechtliche Probleme nach sich. Gleichwohl ergibt sich für die stromintensiven Industrien durch die CO<sub>2</sub>-Mindestpreise eine weitgehend kostenneutrale Situation, wenn sie sich für die Kompensation indirekter CO<sub>2</sub>-Kosten qualifizieren. Mit einer Kombinationslösung aus politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen und CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen könnte die weitgehende Kostenneutralität für die stromintensive Industrie selbst für den Fall beihilferechtlicher Unsicherheiten robust abgesichert werden.

Das erhebliche Einnahmenvolumen aus der zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Rahmen eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises (auch in Kombination mit politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen) eröffnet finanzielle Spielräume, mit denen ggf. auch die Kosteneffekte für die Endverbraucher aufgefangen werden können. Die Größenordnung zusätzlicher Erlöse von 2,5 bis 4,4 Mrd. € bei Mindestpreisen von 30 bis 40 €/t CO<sub>2</sub> ist diesbezüglich signifikant. Für die etwaige Kompensation von Strompreiseffekten existieren durch die Größenordnung der zusätzlichen Einnahmen aus dem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis erhebliche Freiheitsgrade:

- » Stehen die privaten Haushalte und Kleinverbraucher im Vordergrund, ist eine Kompensation über eine reduzierte Stromsteuer vorstellbar. Die verfügbaren Mittel dafür ständen aus dem zusätzlichen Aufkommen aus dem Mindestpreis zur Verfügung (je nach Höhe des CO<sub>2</sub>-Mindestpreises repräsentieren die zusätzlichen Einnahmen einen Anteil von bis zu zwei Dritteln der aktuellen Stromsteuereinnahmen). Für das von der Stromsteuer sehr weitgehend befreite Verarbeitende Gewerbe jenseits der stromintensiven Industrien kann in dieser Variante keine Entlastung geschaffen werden.

- » Soll ein größerer Verbraucherkreis, inklusive der zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichteten Industrie, kompensiert werden, könnte das zusätzliche Aufkommen aus dem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis zur Deckung eines (kleineren) Teils der über das EEG aufzubringenden Differenzzahlungen genutzt werden.
- » Für die stromintensiven Industrien steht das Instrument einer weitgehenden Kompensation der indirekten CO<sub>2</sub>-Kosten zur Verfügung. Hierfür wäre bei Übertragung bzw. Fortsetzung der aktuellen Regelungen bis zu einem Viertel der zusätzlichen Einnahmen aus dem CO<sub>2</sub>-Mindestpreis notwendig.
- » Ggf. können auch Kombinationen der vorgenannten Optionen oder auch nur Teilkompensationen und ein anderweitiger Einsatz der Mittel verfolgt werden.

Darüber hinaus kann sich ein CO<sub>2</sub>-Mindestpreis als flankierendes Refinanzierungsinstrument für den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien entwickeln, da durch den CO<sub>2</sub>-Mindestpreis die Strompreise und damit die Marktwerte der erneuerbaren Energien zunehmen. Die Rolle von Zusatzinstrumenten wie dem Erneuerbare-Energien-Gesetz kann somit sinken.

Mit Blick auf Kombinationslösungen aus politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen und CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen ist auch zu berücksichtigen, dass höhere CO<sub>2</sub>-Preise die Netto-Erträge von Kraftwerken (Deckungsbeiträge) und damit auch potenzielle Entschädigungszahlungen senken.

Auch ist darauf hinzuweisen, dass unter Berücksichtigung der Regelungen, die im Zuge der strukturellen Reform des EU ETS geschaffen wurden (Marktstabilitätsreserve, verschiedenen Lösungsmechanismen), die durch einen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis erreichten Emissionsminderungen mit hoher Sicherheit zusätzlicher Natur sind.

Gleichzeitig bildet ein zielführend ausgestalteter CO<sub>2</sub>-Mindestpreis (signifikantes Einstiegsniveau, stetiger Anstieg im Zeitverlauf) eine flexible Ergänzung des EU ETS. Sobald sich im EU ETS wieder fundamentale Knappheiten abzeichnen oder einstellen, reduziert sich die zusätzliche Bepreisungsfunktion des Mindestpreises allmählich bzw. wird sie vom knappheitsbedingten Zertifikatspreis im EU ETS abgelöst. Damit kann der CO<sub>2</sub>-Mindestpreis, ggf. in Kombination mit politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen, erheblich dazu beitragen, dass die zum Erreichen der Emissionsminderungsziele notwendigen Anpassungsprozesse im Stromsektor sowie in den relevanten Regionen verstetigt und berechenbarer gemacht werden können.



### 9.1 Literatur

Agora Energiewende, Öko-Institut (2018): Vom Wasserbett zu Badewanne: Die Auswirkungen der EU-Emissionshandelsreform 2018 auf CO<sub>2</sub>-Preis, Kohleausstieg und den Ausbau der Erneuerbaren, 2018. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/>.

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017): Richtlinie für Beihilfen für Unternehmen in Sektoren bzw. Teilsektoren, bei denen angenommen wird, dass angesichts der mit den EU-ETS-Zertifikaten verbundenen Kosten, die auf den Strompreis abgewälzt werden, ein erhebliches Risiko der Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen besteht (Beihilfen für indirekte CO<sub>2</sub>-Kosten) vom 23.07.2013, zuletzt geändert durch Verordnung vom 28.08.2017. Berlin, 2017. Online verfügbar unter [https://www.strompreiskompensation.de/SPK/SharedDocs/downloads/rechtliches/Foerderrichtlinie\\_21-08-2017.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.strompreiskompensation.de/SPK/SharedDocs/downloads/rechtliches/Foerderrichtlinie_21-08-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4), zuletzt geprüft am 05.02.2018.

DBEI – Department for Business, Energy and Industrial Strategy (2017): Compensation for the indirect costs of the EU Emissions Trading System and the Carbon Price Support mechanism. London, December 2017. Online verfügbar unter [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/665759/EU-ETS-CPS-guidance.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/665759/EU-ETS-CPS-guidance.pdf), zuletzt geprüft am 05.02.2018.

DEHSt – Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (2016): Beihilfen für indirekte CO<sub>2</sub>-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2013 und 2014 (SPK-Bericht 2013/2014). Berlin, März 2016. Online verfügbar unter [https://www.strompreiskompensation.de/SPK/SharedDocs/downloads/auswertungen/Auswertungsbericht\\_2013\\_2014.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.strompreiskompensation.de/SPK/SharedDocs/downloads/auswertungen/Auswertungsbericht_2013_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=4), zuletzt geprüft am 05.02.2018.

DEHSt – Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (2017a): Beihilfen für indirekte CO<sub>2</sub>-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2015 (SPK-Bericht 2015). Berlin, März 2017. Online verfügbar unter [https://www.strompreiskompensation.de/SPK/SharedDocs/downloads/auswertungen/Auswertungsbericht\\_2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.strompreiskompensation.de/SPK/SharedDocs/downloads/auswertungen/Auswertungsbericht_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=5), zuletzt geprüft am 05.02.2018.

DEHSt – Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (2017b): Leitfaden zur Erstellung von Anträgen auf Beihilfen für indirekte CO<sub>2</sub>-Kosten (Strompreiskompensation). Berlin, März 2017. Online verfügbar unter [https://www.strompreiskompensation.de/SPK/SharedDocs/downloads/handbuch\\_leitfaeden/SPK-Leitfaden.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.strompreiskompensation.de/SPK/SharedDocs/downloads/handbuch_leitfaeden/SPK-Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=6), zuletzt geprüft am 06.02.2018.

EC – European Commission (2014): State aid SA.35449 (2014/N) – United Kingdom Aid for indirect Carbon Price Floor costs, C(2014) 3136 final. Brussels, 21.05.2014. Online verfügbar unter [http://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases/251802/251802\\_1580831\\_68\\_2.pdf](http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/251802/251802_1580831_68_2.pdf), zuletzt geprüft am 05.02.2018.

ENTSO-E (2018): Mid-term Adequacy Forecast 2018, Appendix 1: Methodology and Detailed Results. Brussels, 03.10.2018. Online verfügbar unter [https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF\\_2018\\_Methodology\\_and\\_Detailed\\_Results.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2018_Methodology_and_Detailed_Results.pdf), zuletzt geprüft am 01.02.2019.



House of Commons Library (2018): Carbon Price Floor (CPF) and the price support mechanism (Briefing Paper, No. 05927). London, 08.01.2018. Online verfügbar unter <http://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/SN05927/SN05927.pdf>, zuletzt geprüft am 15.02.2018.

IE – Leipziger Institut für Energetik (2017): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher 2018 bis 2022. Endbericht für TransnetBW. Leipzig, 06.10.2017. Online verfügbar unter [https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202018/20171006\\_Abschlussbericht\\_LV\\_IEL.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202018/20171006_Abschlussbericht_LV_IEL.pdf), zuletzt geprüft am 15.02.2018.

KOM (2012): Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission: Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012, KOM, Fassung vom 05.06.2012. In: Amtsblatt der Europäischen Union C (158), S. 4–22. Online verfügbar unter [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52012XC0605\(01\)&from=DE](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52012XC0605(01)&from=DE), zuletzt geprüft am 05.02.2018.

Öko-Institut (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft, Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation. Berlin, Mai 2017. Online verfügbar unter [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Deutsche\\_Braunkohlenwirtschaft/Agora\\_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf), zuletzt geprüft am 05.02.2018.

Öko-Institut (2018): Dem Ziel verpflichtet. CO<sub>2</sub>-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland. Berlin, 2018. Online verfügbar unter [http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF\\_Studie\\_Kohleausstieg\\_CO2\\_Mindestpreise.pdf](http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Studie_Kohleausstieg_CO2_Mindestpreise.pdf), zuletzt geprüft am 29.07.2018.

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.

Öko-Institut; LBD – LBD Beratungsgesellschaft; Raue – Raue LLP (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte, Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Berlin, 08.10.2012. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf>, zuletzt geprüft am 15.02.2018.

Öko-Institut; Prognos (2017): Zukunft Stromsystem, Kohleausstieg 2035 – Vom Ziel her denken. Studie für WWF Deutschland. Berlin, Januar 2017. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/zukunft-stromsystem/>, zuletzt geprüft am 29.07.2018.

## 9.2 Daten

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

European Environment Agency (EEA): Greenhouse Gas Dataviewer.

<http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>

Energate: Marktdaten Erdgas.

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

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

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

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

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

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

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

Statistisches Bundesamt (Destatis): Produzierendes Gewerbe, Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, Fachserie 4, Reihe 6.4.

## Abbildungsverzeichnis

---

|                 |                                                                                                                                                                                                                |    |
|-----------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 1-1:  | Entwicklung von Angebot, Nachfrage, Überschüssen und Preisen im Emissionshandels-system der Europäischen Union                                                                                                 | 13 |
| Abbildung 3-1:  | Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung                                                                                                                                        | 23 |
| Abbildung 3-2:  | CO <sub>2</sub> -Emissionen der Kraftwerke und Vergleich mit dem Sektorziel 2030                                                                                                                               | 24 |
| Abbildung 3-3:  | CO <sub>2</sub> -Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen und Vergleich mit dem Sektorziel 2030                                                                                               | 25 |
| Abbildung 3-4:  | Änderung der CO <sub>2</sub> -Emissionen ggü. der Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo sowie jeweiliger europäischer Rebound-Effekt                                                   | 27 |
| Abbildung 3-5:  | Strom-Import-Export-Saldo bei CO <sub>2</sub> -Mindestpreisen und bei politisch induzierten Stilllegungen, 2025 und 2030                                                                                       | 28 |
| Abbildung 3-6:  | Börsenstrompreise bei CO <sub>2</sub> -Mindestpreisen und bei politisch induzierten Stilllegungen, 2025 und 2030                                                                                               | 29 |
| Abbildung 4-1:  | Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung für Kombinationen von CO <sub>2</sub> -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen von Kohlekraftwerken, 2025               | 31 |
| Abbildung 4-2:  | Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung für Kombinationen von CO <sub>2</sub> -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen von Kohlekraftwerken, 2030               | 31 |
| Abbildung 4-3:  | CO <sub>2</sub> -Emissionen der Kraftwerke und Emissionsminderungen gegenüber der Referenz für Kombinationen von CO <sub>2</sub> -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025                 | 33 |
| Abbildung 4-4:  | CO <sub>2</sub> -Emissionen der Kraftwerke und Emissionsminderungen gegenüber der Referenz für Kombinationen von CO <sub>2</sub> -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2030                 | 33 |
| Abbildung 4-5:  | CO <sub>2</sub> -Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025                                                  | 35 |
| Abbildung 4-6:  | CO <sub>2</sub> -Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2030                                                  | 35 |
| Abbildung 4-7:  | CO <sub>2</sub> -Emissionsminderungen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025                    | 37 |
| Abbildung 4-8:  | CO <sub>2</sub> -Emissionsminderungen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2030                    | 37 |
| Abbildung 4-9:  | CO <sub>2</sub> -Emissionsminderungen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für Kombinationen aus Mindestpreis und politisch induzierten Stilllegungen im Hochpreisszenario, 2025 | 38 |
| Abbildung 4-10: | CO <sub>2</sub> -Emissionsminderungen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für Kombinationen aus Mindestpreis und politisch induzierten Stilllegungen im Hochpreisszenario, 2030 | 39 |

|                                                                                                                                                                                                                                                    |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 4-11: Strom-Import-Export-Saldo für Kombinationen von CO <sub>2</sub> -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025 und 2030                                                                                             | 41 |
| Abbildung 4-12: Strom-Import-Export-Saldo für Kombinationen von CO <sub>2</sub> -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen im Hochpreisszenario, 2025 und 2030                                                                        | 41 |
| Abbildung 4-13: Börsenstrompreise für Kombinationen von CO <sub>2</sub> -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025                                                                                                              | 43 |
| Abbildung 4-14: Börsenstrompreise für Kombinationen von CO <sub>2</sub> -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2030                                                                                                              | 43 |
| Abbildung 5-1: Entwicklung des Beihilfe-Multiplikators für die Kompensation indirekter CO <sub>2</sub> -Kosten in Mittel- und Westeuropa, 2013–2030                                                                                                | 49 |
| Abbildung 5-2: Auswirkungen durch CO <sub>2</sub> -Preise erhöhter Großhandelspreise auf die Letztverbraucher, 2020                                                                                                                                | 53 |
| Abbildung 6-1: Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung für CO <sub>2</sub> -Mindestpreise in Kombination mit dem Stilllegungsszenario KSP 2050 und den Empfehlungen der KWSB, 2025 und 2030                        | 55 |
| Abbildung 6-2: CO <sub>2</sub> -Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen für CO <sub>2</sub> -Mindestpreise in Kombination mit dem Stilllegungsszenario KSP 2050 und den Empfehlungen der KWSB, 2025 und 2030                     | 57 |
| Abbildung 6-3: CO <sub>2</sub> -Emissionen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für CO <sub>2</sub> -Mindestpreise in Kombination mit dem Stilllegungsszenario KSP 2050 und den Empfehlungen der KWSB, 2025 und 2030 | 60 |
| Abbildung 6-4: Strom-Import-Export-Saldo für CO <sub>2</sub> -Mindestpreise in Kombination mit dem Stilllegungsszenario KSP 2050 und den Empfehlungen der KWSB, 2025 und 2030                                                                      | 61 |
| Abbildung 6-5: Börsenstrompreise für CO <sub>2</sub> -Mindestpreise in Kombination mit dem Stilllegungsszenario KSP 2050 und den Empfehlungen der KWSB, 2025 und 2030                                                                              | 61 |
| Abbildung A2-1: Systemgrenzen des Strommarktmodells PowerFlex Europe                                                                                                                                                                               | 86 |

## Tabellenverzeichnis

|               |                                                                                                                                                                             |    |
|---------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabelle 2-1:  | Fixkosten fossiler Kraftwerke                                                                                                                                               | 19 |
| Tabelle 2-2:  | Entwicklung der Kraftwerkseinstandskosten für Brennstoffe und Emissionsberechtigungen, in € 2018                                                                            | 19 |
| Tabelle 2-3:  | Annahmen zum Bruttostromverbrauch und zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien                                                                                    | 21 |
| Tabelle 2-4:  | Konventionelle Erzeugungsleistung und Stromdargebot aus erneuerbarer Erzeugung für das europäische Ausland                                                                  | 21 |
| Tabelle 5-1:  | Zusätzliche staatliche Einnahmen (pro Jahr) für verschiedene Modelle von CO <sub>2</sub> -Mindestpreisen im CWE-Regionalmarkt, 2025 und 2030                                | 45 |
| Tabelle 5-2:  | Kostendämpfung des Strompreisanstiegs durch Sinken der EEG-Umlage, 2025                                                                                                     | 47 |
| Tabelle 5-3:  | Kostendämpfung des Strompreisanstiegs durch Sinken der EEG-Umlage, 2030                                                                                                     | 47 |
| Tabelle 5-4:  | Effektive Stromkosteneffekte der verschiedenen Szenarien für stromkostenintensive Industrien, 2025                                                                          | 50 |
| Tabelle 5-5:  | Effektive Stromkosteneffekte der verschiedenen Szenarien für stromkostenintensive Industrien, 2030                                                                          | 50 |
| Tabelle A1-1: | Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit Referenz-Brennstoffpreisen für reine CO <sub>2</sub> -Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2025                           | 78 |
| Tabelle A1-2: | Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit Referenz-Brennstoffpreisen für reine CO <sub>2</sub> -Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2030                           | 79 |
| Tabelle A1-3: | Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit Referenz-Brennstoffpreisen für Kombinationen aus CO <sub>2</sub> -Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2025 und 2030      | 80 |
| Tabelle A1-4: | Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit hohen Brennstoffpreisen für reine CO <sub>2</sub> -Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2025 und 2030                     | 81 |
| Tabelle A1-5: | Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit hohen Brennstoffpreisen für Kombinationen aus CO <sub>2</sub> -Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2025 und 2030         | 82 |
| Tabelle A1-6: | Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit Referenz-Brennstoffpreisen für die Empfehlungen der KWSB und Kombinationen mit CO <sub>2</sub> -Mindestpreisen, 2025 und 2030 | 83 |
| Tabelle A1-7: | Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit hohen Brennstoffpreisen für die Empfehlungen der KWSB und Kombinationen mit CO <sub>2</sub> -Mindestpreisen, 2025 und 2030    | 84 |

## Anhang 1:

## Detaillierte Ergebnisse der Modellierungen

**Tabelle A1-1:** Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit Referenz-Brennstoffpreisen für reine CO<sub>2</sub>-Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2025

|                                                   | 2025                         |            |            |            |            |            |            |              |
|---------------------------------------------------|------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|
|                                                   | Ref                          | 20 €       | 25 €       | 30 €       | 35 €       | 40 €       | KSP 2050   | Early Action |
| <b>Erzeugungsleistung</b>                         | <b>GW (netto)</b>            |            |            |            |            |            |            |              |
| Kernenergie                                       | -                            | -          | -          | -          | -          | -          | -          | -            |
| Braunkohle                                        | 17                           | 17         | 17         | 16         | 9          | 9          | 13         | 9            |
| Steinkohle                                        | 15                           | 13         | 12         | 8          | 8          | 8          | 15         | 8            |
| Erdgas                                            | 24                           | 24         | 24         | 24         | 24         | 24         | 24         | 24           |
| Andere Fossile                                    | 6                            | 6          | 6          | 6          | 6          | 6          | 6          | 6            |
| Wasserkraft (ohne PSW)                            | 4                            | 4          | 4          | 4          | 4          | 4          | 4          | 4            |
| Onshore-Wind                                      | 40                           | 40         | 40         | 40         | 40         | 40         | 40         | 40           |
| Offshore-Wind                                     | 7                            | 7          | 7          | 7          | 7          | 7          | 7          | 7            |
| Fotovoltaik                                       | 51                           | 51         | 51         | 51         | 51         | 51         | 51         | 51           |
| Biomasse                                          | 9                            | 9          | 9          | 9          | 9          | 9          | 9          | 9            |
| Andere Erneuerbare*                               | -                            | -          | -          | -          | -          | -          | -          | -            |
| Kurzzeitspeicher (PSW u.a.)                       | 9                            | 9          | 9          | 9          | 9          | 9          | 9          | 9            |
| <b>Summe</b>                                      | <b>182</b>                   | <b>180</b> | <b>179</b> | <b>175</b> | <b>168</b> | <b>168</b> | <b>178</b> | <b>167</b>   |
| <i>davon gesicherte Leistung</i>                  | 84                           | 81         | 81         | 76         | 69         | 69         | 79         | 69           |
| <b>Stromaufkommen</b>                             | <b>TWh (netto)</b>           |            |            |            |            |            |            |              |
| Kernenergie                                       | -                            | -          | -          | -          | -          | -          | -          | -            |
| Braunkohle                                        | 121                          | 120        | 119        | 110        | 62         | 59         | 90         | 63           |
| Steinkohle                                        | 69                           | 53         | 45         | 22         | 22         | 19         | 73         | 44           |
| Erdgas                                            | 92                           | 92         | 89         | 95         | 103        | 104        | 96         | 112          |
| Andere Fossile                                    | 19                           | 19         | 19         | 19         | 19         | 19         | 19         | 19           |
| Wasserkraft                                       | 21                           | 21         | 21         | 21         | 21         | 21         | 21         | 21           |
| Onshore-Wind                                      | 118                          | 118        | 118        | 118        | 118        | 118        | 118        | 118          |
| Offshore-Wind                                     | 43                           | 43         | 43         | 43         | 43         | 43         | 43         | 43           |
| Fotovoltaik                                       | 71                           | 71         | 71         | 71         | 71         | 71         | 71         | 71           |
| Biomasse                                          | 46                           | 46         | 46         | 46         | 46         | 46         | 46         | 46           |
| Andere Erneuerbare                                | 7                            | 7          | 7          | 7          | 7          | 7          | 7          | 7            |
| <b>Summe Erzeugung</b>                            | <b>605</b>                   | <b>588</b> | <b>577</b> | <b>550</b> | <b>511</b> | <b>505</b> | <b>583</b> | <b>543</b>   |
| <i>davon regenerativ</i>                          | 305                          | 305        | 305        | 305        | 305        | 305        | 305        | 305          |
| Nettostromimporte                                 | -50                          | -33        | -22        | 5          | 44         | 49         | -29        | 12           |
| <b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschland</b>      | <b>Mio. t CO<sub>2</sub></b> |            |            |            |            |            |            |              |
| Braunkohle                                        | 134                          | 133        | 132        | 122        | 67         | 63         | 99         | 68           |
| Steinkohle                                        | 61                           | 48         | 41         | 23         | 23         | 20         | 65         | 36           |
| Erdgas                                            | 48                           | 48         | 47         | 49         | 52         | 52         | 49         | 57           |
| Andere Fossile                                    | 40                           | 40         | 40         | 40         | 40         | 40         | 40         | 40           |
| <b>Summe</b>                                      | <b>283</b>                   | <b>269</b> | <b>260</b> | <b>233</b> | <b>181</b> | <b>176</b> | <b>253</b> | <b>201</b>   |
| <b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Europa (ohne DE)</b> | <b>Mio. t CO<sub>2</sub></b> |            |            |            |            |            |            |              |
| Braunkohle                                        | 244                          | 245        | 245        | 245        | 245        | 245        | 245        | 245          |
| Steinkohle                                        | 222                          | 220        | 220        | 226        | 227        | 226        | 230        | 240          |
| Erdgas                                            | 179                          | 186        | 189        | 197        | 211        | 213        | 183        | 194          |
| <b>Summe</b>                                      | <b>645</b>                   | <b>650</b> | <b>655</b> | <b>667</b> | <b>683</b> | <b>684</b> | <b>658</b> | <b>678</b>   |

\* Geothermie und biogener Anteil Müll, elektrische Leistung hier nicht ausgewiesen, da die Leistung der Müllverbrennungsanlagen in der Kategorie Andere Fossile enthalten ist.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle A1-2:

Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit Referenz-Brennstoffpreisen für reine CO<sub>2</sub>-Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2030

|                                                                                                                                                                                | 2030                         |            |            |            |            |            |            |              |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|
|                                                                                                                                                                                | Ref                          | 20 €       | 25 €       | 30 €       | 35 €       | 40 €       | KSP 2050   | Early Action |
| <b>Erzeugungsleistung</b>                                                                                                                                                      | <b>GW (netto)</b>            |            |            |            |            |            |            |              |
| Kernenergie                                                                                                                                                                    | -                            | -          | -          | -          | -          | -          | -          | -            |
| Braunkohle                                                                                                                                                                     | 17                           | 17         | 17         | 12         | 9          | 9          | 9          | 6            |
| Steinkohle                                                                                                                                                                     | 12                           | 11         | 7          | 7          | 7          | 7          | 7          | 8            |
| Erdgas                                                                                                                                                                         | 27                           | 23         | 27         | 27         | 27         | 27         | 27         | 27           |
| Andere Fossile                                                                                                                                                                 | 5                            | 5          | 5          | 5          | 5          | 5          | 5          | 5            |
| Wasserkraft (ohne PSW)                                                                                                                                                         | 4                            | 4          | 4          | 4          | 4          | 4          | 4          | 4            |
| Onshore-Wind                                                                                                                                                                   | 58                           | 58         | 58         | 58         | 58         | 58         | 58         | 58           |
| Offshore-Wind                                                                                                                                                                  | 15                           | 15         | 15         | 15         | 15         | 15         | 15         | 15           |
| Fotovoltaik                                                                                                                                                                    | 74                           | 74         | 74         | 74         | 74         | 74         | 74         | 74           |
| Biomasse                                                                                                                                                                       | 7                            | 7          | 7          | 7          | 7          | 7          | 7          | 7            |
| Andere Erneuerbare*                                                                                                                                                            | -                            | -          | -          | -          | -          | -          | -          | -            |
| Kurzzeitspeicher (PSW u.a.)                                                                                                                                                    | 9                            | 9          | 9          | 9          | 9          | 9          | 9          | 9            |
| <b>Summe</b>                                                                                                                                                                   | <b>228</b>                   | <b>223</b> | <b>222</b> | <b>218</b> | <b>215</b> | <b>215</b> | <b>215</b> | <b>212</b>   |
| <i>davon gesicherte Leistung</i>                                                                                                                                               | <i>81</i>                    | <i>76</i>  | <i>75</i>  | <i>71</i>  | <i>68</i>  | <i>68</i>  | <i>68</i>  | <i>65</i>    |
| <b>Stromaufkommen</b>                                                                                                                                                          | <b>TWh (netto)</b>           |            |            |            |            |            |            |              |
| Kernenergie                                                                                                                                                                    | -                            | -          | -          | -          | -          | -          | -          | -            |
| Braunkohle                                                                                                                                                                     | 105                          | 103        | 98         | 71         | 53         | 49         | 57         | 36           |
| Steinkohle                                                                                                                                                                     | 42                           | 36         | 21         | 17         | 15         | 14         | 33         | 37           |
| Erdgas                                                                                                                                                                         | 93                           | 83         | 89         | 95         | 98         | 98         | 110        | 115          |
| Andere Fossile                                                                                                                                                                 | 18                           | 18         | 18         | 18         | 18         | 18         | 18         | 18           |
| Wasserkraft                                                                                                                                                                    | 20                           | 20         | 20         | 20         | 20         | 20         | 20         | 20           |
| Onshore-Wind                                                                                                                                                                   | 158                          | 158        | 158        | 158        | 158        | 158        | 158        | 158          |
| Offshore-Wind                                                                                                                                                                  | 73                           | 73         | 73         | 73         | 73         | 73         | 73         | 73           |
| Fotovoltaik                                                                                                                                                                    | 94                           | 94         | 94         | 94         | 94         | 94         | 94         | 94           |
| Biomasse                                                                                                                                                                       | 30                           | 30         | 30         | 30         | 30         | 30         | 30         | 30           |
| Andere Erneuerbare                                                                                                                                                             | 8                            | 8          | 8          | 8          | 8          | 8          | 8          | 8            |
| <b>Summe Erzeugung</b>                                                                                                                                                         | <b>639</b>                   | <b>623</b> | <b>609</b> | <b>583</b> | <b>567</b> | <b>561</b> | <b>600</b> | <b>589</b>   |
| <i>davon regenerativ</i>                                                                                                                                                       | <i>383</i>                   | <i>383</i> | <i>383</i> | <i>383</i> | <i>383</i> | <i>383</i> | <i>383</i> | <i>383</i>   |
| Nettostromimporte                                                                                                                                                              | -80                          | -64        | -49        | -25        | -8         | -3         | -41        | -30          |
| <b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschland</b>                                                                                                                                   | <b>Mio. t CO<sub>2</sub></b> |            |            |            |            |            |            |              |
| Braunkohle                                                                                                                                                                     | 117                          | 115        | 109        | 78         | 57         | 53         | 61         | 37           |
| Steinkohle                                                                                                                                                                     | 37                           | 33         | 21         | 17         | 16         | 15         | 27         | 30           |
| Erdgas                                                                                                                                                                         | 48                           | 45         | 47         | 49         | 50         | 50         | 56         | 59           |
| Andere Fossile                                                                                                                                                                 | 38                           | 38         | 38         | 38         | 38         | 38         | 38         | 38           |
| <b>Summe</b>                                                                                                                                                                   | <b>240</b>                   | <b>231</b> | <b>215</b> | <b>182</b> | <b>162</b> | <b>156</b> | <b>181</b> | <b>164</b>   |
| <b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Europa (ohne DE)</b>                                                                                                                              | <b>Mio. t CO<sub>2</sub></b> |            |            |            |            |            |            |              |
| Braunkohle                                                                                                                                                                     | 232                          | 232        | 232        | 232        | 232        | 232        | 232        | 232          |
| Steinkohle                                                                                                                                                                     | 166                          | 155        | 156        | 160        | 161        | 163        | 173        | 174          |
| Erdgas                                                                                                                                                                         | 191                          | 200        | 205        | 212        | 218        | 219        | 202        | 205          |
| <b>Summe</b>                                                                                                                                                                   | <b>589</b>                   | <b>588</b> | <b>594</b> | <b>604</b> | <b>611</b> | <b>614</b> | <b>607</b> | <b>611</b>   |
| * Geothermie und biogener Anteil Müll, elektrische Leistung hier nicht ausgewiesen, da die Leistung der Müllverbrennungsanlagen in der Kategorie Andere Fossile enthalten ist. |                              |            |            |            |            |            |            |              |

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle A1-3:

**Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit Referenz-Brennstoffpreisen für Kombinationen aus CO<sub>2</sub>-Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2025 und 2030**

|                                                   | 2025                         |            |              |            | 2030       |            |              |            |
|---------------------------------------------------|------------------------------|------------|--------------|------------|------------|------------|--------------|------------|
|                                                   | KSP 2050                     |            | Early Action |            | KSP 2050   |            | Early Action |            |
|                                                   | 30 €                         | 40 €       | 30 €         | 40 €       | 30 €       | 40 €       | 30 €         | 40 €       |
| <b>Erzeugungsleistung</b>                         | <b>GW (netto)</b>            |            |              |            |            |            |              |            |
| Kernenergie                                       | -                            | -          | -            | -          | -          | -          | -            | -          |
| Braunkohle                                        | 13                           | 10         | 9            | 9          | 9          | 9          | 6            | 6          |
| Steinkohle                                        | 7                            | 7          | 8            | 4          | 6          | 3          | 8            | 4          |
| Erdgas                                            | 24                           | 24         | 24           | 25         | 27         | 27         | 27           | 27         |
| Andere Fossile                                    | 6                            | 6          | 6            | 6          | 5          | 5          | 5            | 5          |
| Wasserkraft (ohne PSW)                            | 4                            | 4          | 4            | 4          | 4          | 4          | 4            | 4          |
| Onshore-Wind                                      | 40                           | 40         | 40           | 40         | 58         | 58         | 58           | 58         |
| Offshore-Wind                                     | 7                            | 7          | 7            | 7          | 15         | 15         | 15           | 15         |
| Fotovoltaik                                       | 51                           | 51         | 51           | 51         | 74         | 74         | 74           | 74         |
| Biomasse                                          | 9                            | 9          | 9            | 9          | 7          | 7          | 7            | 7          |
| Andere Erneuerbare*                               | -                            | -          | -            | -          | -          | -          | -            | -          |
| Kurzzeitspeicher (PSW u.a.)                       | 9                            | 9          | 9            | 9          | 9          | 9          | 9            | 9          |
| <b>Summe</b>                                      | <b>170</b>                   | <b>167</b> | <b>167</b>   | <b>163</b> | <b>213</b> | <b>211</b> | <b>212</b>   | <b>208</b> |
| <i>davon gesicherte Leistung</i>                  | 72                           | 68         | 68           | 65         | 66         | 64         | 65           | 61         |
| <b>Stromaufkommen</b>                             | <b>TWh (netto)</b>           |            |              |            |            |            |              |            |
| Kernenergie                                       | -                            | -          | -            | -          | -          | -          | -            | -          |
| Braunkohle                                        | 88                           | 60         | 62           | 57         | 54         | 48         | 35           | 31         |
| Steinkohle                                        | 23                           | 18         | 31           | 12         | 17         | 8          | 24           | 10         |
| Erdgas                                            | 98                           | 104        | 105          | 110        | 102        | 104        | 106          | 109        |
| Andere Fossile                                    | 19                           | 19         | 19           | 19         | 18         | 18         | 18           | 18         |
| Wasserkraft                                       | 21                           | 21         | 21           | 21         | 20         | 20         | 20           | 20         |
| Onshore-Wind                                      | 118                          | 118        | 118          | 118        | 158        | 158        | 158          | 158        |
| Offshore-Wind                                     | 43                           | 43         | 43           | 43         | 73         | 73         | 73           | 73         |
| Fotovoltaik                                       | 71                           | 71         | 71           | 71         | 94         | 94         | 94           | 94         |
| Biomasse                                          | 46                           | 46         | 46           | 46         | 30         | 30         | 30           | 30         |
| Andere Erneuerbare                                | 7                            | 7          | 7            | 7          | 8          | 8          | 8            | 8          |
| <b>Summe Erzeugung</b>                            | <b>533</b>                   | <b>506</b> | <b>522</b>   | <b>503</b> | <b>574</b> | <b>560</b> | <b>565</b>   | <b>550</b> |
| <i>davon regenerativ</i>                          | 305                          | 305        | 305          | 305        | 383        | 383        | 383          | 383        |
| Nettostromimporte                                 | 22                           | 49         | 33           | 52         | -15        | -2         | -7           | 8          |
| <b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschland</b>      | <b>Mio. t CO<sub>2</sub></b> |            |              |            |            |            |              |            |
| Braunkohle                                        | 97                           | 65         | 67           | 61         | 58         | 51         | 35           | 31         |
| Steinkohle                                        | 23                           | 20         | 25           | 11         | 15         | 7          | 20           | 9          |
| Erdgas                                            | 50                           | 52         | 55           | 56         | 53         | 54         | 56           | 57         |
| Andere Fossile                                    | 40                           | 40         | 40           | 40         | 38         | 38         | 38           | 38         |
| <b>Summe</b>                                      | <b>210</b>                   | <b>177</b> | <b>187</b>   | <b>169</b> | <b>164</b> | <b>151</b> | <b>149</b>   | <b>135</b> |
| <b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Europa (ohne DE)</b> | <b>Mio. t CO<sub>2</sub></b> |            |              |            |            |            |              |            |
| Braunkohle                                        | 245                          | 245        | 245          | 245        | 232        | 232        | 232          | 232        |
| Steinkohle                                        | 228                          | 226        | 230          | 226        | 161        | 163        | 162          | 163        |
| Erdgas                                            | 202                          | 213        | 205          | 214        | 215        | 219        | 218          | 223        |
| <b>Summe</b>                                      | <b>675</b>                   | <b>684</b> | <b>680</b>   | <b>685</b> | <b>608</b> | <b>614</b> | <b>612</b>   | <b>618</b> |

\* Geothermie und biogener Anteil Müll, elektrische Leistung hier nicht ausgewiesen, da die Leistung der Müllverbrennungsanlagen in der Kategorie Andere Fossile enthalten ist.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts



Tabelle A1-4:

Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit hohen Brennstoffpreisen für reine CO<sub>2</sub>-Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2025 und 2030

|                                                                                                                                                                                | 2025                         |            |            |            |              | 2030       |            |            |            |              |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|------------|------------|------------|--------------|------------|------------|------------|------------|--------------|
|                                                                                                                                                                                | Ref                          | 30 €       | 40 €       | KSP 2050   | Early Action | Ref        | 30 €       | 40 €       | KSP 2050   | Early Action |
| <b>Erzeugungsleistung</b>                                                                                                                                                      | <b>GW (netto)</b>            |            |            |            |              |            |            |            |            |              |
| Kernenergie                                                                                                                                                                    | -                            | -          | -          | -          | -            | -          | -          | -          | -          | -            |
| Braunkohle                                                                                                                                                                     | 17                           | 17         | 16         | 13         | 9            | 17         | 17         | 17         | 9          | 6            |
| Steinkohle                                                                                                                                                                     | 19                           | 19         | 14         | 15         | 8            | 18         | 15         | 11         | 7          | 8            |
| Erdgas                                                                                                                                                                         | 24                           | 20         | 23         | 24         | 24           | 23         | 22         | 25         | 27         | 27           |
| Andere Fossile                                                                                                                                                                 | 6                            | 6          | 6          | 6          | 6            | 5          | 5          | 5          | 5          | 5            |
| Wasserkraft (ohne PSW)                                                                                                                                                         | 4                            | 4          | 4          | 4          | 4            | 4          | 4          | 4          | 4          | 4            |
| Onshore-Wind                                                                                                                                                                   | 40                           | 40         | 40         | 40         | 40           | 58         | 58         | 58         | 58         | 58           |
| Offshore-Wind                                                                                                                                                                  | 7                            | 7          | 7          | 7          | 7            | 15         | 15         | 15         | 15         | 15           |
| Fotovoltaik                                                                                                                                                                    | 51                           | 51         | 51         | 51         | 51           | 74         | 74         | 74         | 74         | 74           |
| Biomasse                                                                                                                                                                       | 9                            | 9          | 9          | 9          | 9            | 7          | 7          | 7          | 7          | 7            |
| Andere Erneuerbare*                                                                                                                                                            | -                            | -          | -          | -          | -            | -          | -          | -          | -          | -            |
| Kurzzeitspeicher (PSW u.a.)                                                                                                                                                    | 9                            | 9          | 9          | 9          | 9            | 9          | 9          | 9          | 9          | 9            |
| <b>Summe</b>                                                                                                                                                                   | <b>186</b>                   | <b>182</b> | <b>178</b> | <b>178</b> | <b>167</b>   | <b>230</b> | <b>227</b> | <b>224</b> | <b>215</b> | <b>212</b>   |
| <i>davon gesicherte Leistung</i>                                                                                                                                               | 88                           | 83         | 80         | 79         | 69           | 83         | 80         | 77         | 68         | 65           |
| <b>Stromaufkommen</b>                                                                                                                                                          | <b>TWh (netto)</b>           |            |            |            |              |            |            |            |            |              |
| Kernenergie                                                                                                                                                                    | -                            | -          | -          | -          | -            | -          | -          | -          | -          | -            |
| Braunkohle                                                                                                                                                                     | 120                          | 116        | 103        | 90         | 63           | 106        | 102        | 93         | 57         | 37           |
| Steinkohle                                                                                                                                                                     | 87                           | 70         | 52         | 76         | 46           | 65         | 49         | 35         | 36         | 40           |
| Erdgas                                                                                                                                                                         | 85                           | 76         | 83         | 93         | 110          | 80         | 78         | 83         | 109        | 115          |
| Andere Fossile                                                                                                                                                                 | 19                           | 19         | 19         | 19         | 19           | 18         | 18         | 18         | 18         | 18           |
| Wasserkraft                                                                                                                                                                    | 21                           | 21         | 21         | 21         | 21           | 20         | 20         | 20         | 20         | 20           |
| Onshore-Wind                                                                                                                                                                   | 118                          | 118        | 118        | 118        | 118          | 158        | 158        | 158        | 158        | 158          |
| Offshore-Wind                                                                                                                                                                  | 43                           | 43         | 43         | 43         | 43           | 73         | 73         | 73         | 73         | 73           |
| Fotovoltaik                                                                                                                                                                    | 71                           | 71         | 71         | 71         | 71           | 94         | 94         | 94         | 94         | 94           |
| Biomasse                                                                                                                                                                       | 46                           | 46         | 46         | 46         | 46           | 30         | 30         | 30         | 30         | 30           |
| Andere Erneuerbare                                                                                                                                                             | 7                            | 7          | 7          | 7          | 7            | 8          | 8          | 8          | 8          | 8            |
| <b>Summe Erzeugung</b>                                                                                                                                                         | <b>617</b>                   | <b>586</b> | <b>562</b> | <b>583</b> | <b>543</b>   | <b>650</b> | <b>630</b> | <b>611</b> | <b>603</b> | <b>592</b>   |
| <i>davon regenerativ</i>                                                                                                                                                       | 305                          | 305        | 305        | 305        | 305          | 383        | 383        | 383        | 382        | 382          |
| Nettostromimporte                                                                                                                                                              | -59                          | -30        | -6         | -26        | 13           | -88        | -69        | -51        | -42        | -32          |
| <b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschland</b>                                                                                                                                   | <b>Mio. t CO<sub>2</sub></b> |            |            |            |              |            |            |            |            |              |
| Braunkohle                                                                                                                                                                     | 134                          | 129        | 114        | 99         | 68           | 117        | 114        | 103        | 61         | 37           |
| Steinkohle                                                                                                                                                                     | 78                           | 63         | 47         | 67         | 37           | 57         | 44         | 31         | 29         | 33           |
| Erdgas                                                                                                                                                                         | 45                           | 42         | 45         | 48         | 56           | 44         | 43         | 45         | 56         | 58           |
| Andere Fossile                                                                                                                                                                 | 40                           | 40         | 40         | 40         | 40           | 38         | 38         | 38         | 38         | 38           |
| <b>Summe</b>                                                                                                                                                                   | <b>297</b>                   | <b>274</b> | <b>246</b> | <b>254</b> | <b>201</b>   | <b>256</b> | <b>238</b> | <b>217</b> | <b>184</b> | <b>167</b>   |
| <b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Europa (ohne DE)</b>                                                                                                                              | <b>Mio. t CO<sub>2</sub></b> |            |            |            |              |            |            |            |            |              |
| Braunkohle                                                                                                                                                                     | 244                          | 245        | 245        | 245        | 245          | 232        | 232        | 232        | 232        | 232          |
| Steinkohle                                                                                                                                                                     | 246                          | 259        | 262        | 258        | 268          | 186        | 189        | 184        | 193        | 195          |
| Erdgas                                                                                                                                                                         | 166                          | 171        | 179        | 173        | 183          | 180        | 185        | 193        | 194        | 197          |
| <b>Summe</b>                                                                                                                                                                   | <b>657</b>                   | <b>675</b> | <b>686</b> | <b>676</b> | <b>696</b>   | <b>598</b> | <b>607</b> | <b>610</b> | <b>619</b> | <b>623</b>   |
| * Geothermie und biogener Anteil Müll, elektrische Leistung hier nicht ausgewiesen, da die Leistung der Müllverbrennungsanlagen in der Kategorie Andere Fossile enthalten ist. |                              |            |            |            |              |            |            |            |            |              |

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle A1-5:

Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit hohen Brennstoffpreisen für Kombinationen aus CO<sub>2</sub>-Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2025 und 2030

|                                                   | 2025                         |            |              |            | 2030       |            |              |            |
|---------------------------------------------------|------------------------------|------------|--------------|------------|------------|------------|--------------|------------|
|                                                   | KSP 2050                     |            | Early Action |            | KSP 2050   |            | Early Action |            |
|                                                   | 30 €                         | 40 €       | 30 €         | 40 €       | 30 €       | 40 €       | 30 €         | 40 €       |
| <b>Erzeugungsleistung</b>                         | <b>GW (netto)</b>            |            |              |            |            |            |              |            |
| Kernenergie                                       | -                            | -          | -            | -          | -          | -          | -            | -          |
| Braunkohle                                        | 13                           | 13         | 9            | 9          | 9          | 9          | 6            | 6          |
| Steinkohle                                        | 15                           | 14         | 8            | 8          | 7          | 7          | 8            | 8          |
| Erdgas                                            | 24                           | 24         | 24           | 24         | 27         | 27         | 27           | 27         |
| Andere Fossile                                    | 6                            | 6          | 6            | 6          | 5          | 5          | 5            | 5          |
| Wasserkraft (ohne PSW)                            | 4                            | 4          | 4            | 4          | 4          | 4          | 4            | 4          |
| Onshore-Wind                                      | 40                           | 40         | 40           | 40         | 58         | 58         | 58           | 58         |
| Offshore-Wind                                     | 7                            | 7          | 7            | 7          | 15         | 15         | 15           | 15         |
| Fotovoltaik                                       | 51                           | 51         | 51           | 51         | 74         | 74         | 74           | 74         |
| Biomasse                                          | 9                            | 9          | 9            | 9          | 7          | 7          | 7            | 7          |
| Andere Erneuerbare*                               | -                            | -          | -            | -          | -          | -          | -            | -          |
| Kurzzeitspeicher (PSW u.a.)                       | 9                            | 9          | 9            | 9          | 9          | 9          | 9            | 9          |
| <b>Summe</b>                                      | <b>178</b>                   | <b>176</b> | <b>167</b>   | <b>167</b> | <b>215</b> | <b>215</b> | <b>212</b>   | <b>212</b> |
| <i>davon gesicherte Leistung</i>                  | 79                           | 78         | 69           | 69         | 68         | 68         | 65           | 65         |
| <b>Stromaufkommen</b>                             | <b>TWh (netto)</b>           |            |              |            |            |            |              |            |
| Kernenergie                                       | -                            | -          | -            | -          | -          | -          | -            | -          |
| Braunkohle                                        | 88                           | 83         | 63           | 60         | 56         | 54         | 36           | 35         |
| Steinkohle                                        | 67                           | 59         | 42           | 40         | 32         | 30         | 36           | 34         |
| Erdgas                                            | 88                           | 89         | 103          | 102        | 99         | 98         | 104          | 104        |
| Andere Fossile                                    | 19                           | 19         | 19           | 19         | 18         | 18         | 18           | 18         |
| Wasserkraft                                       | 21                           | 21         | 21           | 21         | 20         | 20         | 20           | 20         |
| Onshore-Wind                                      | 118                          | 118        | 118          | 118        | 158        | 158        | 158          | 158        |
| Offshore-Wind                                     | 43                           | 43         | 43           | 43         | 73         | 73         | 73           | 73         |
| Fotovoltaik                                       | 71                           | 71         | 71           | 71         | 94         | 94         | 94           | 94         |
| Biomasse                                          | 46                           | 46         | 46           | 46         | 30         | 30         | 30           | 30         |
| Andere Erneuerbare                                | 7                            | 7          | 7            | 7          | 8          | 8          | 8            | 8          |
| <b>Summe Erzeugung</b>                            | <b>567</b>                   | <b>554</b> | <b>531</b>   | <b>524</b> | <b>586</b> | <b>583</b> | <b>576</b>   | <b>573</b> |
| <i>davon regenerativ</i>                          | 305                          | 305        | 305          | 305        | 383        | 383        | 383          | 383        |
| Nettostromimporte                                 | -11                          | 1          | 25           | 31         | -27        | -23        | -16          | -14        |
| <b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschland</b>      | <b>Mio. t CO<sub>2</sub></b> |            |              |            |            |            |              |            |
| Braunkohle                                        | 97                           | 91         | 67           | 64         | 60         | 58         | 36           | 35         |
| Steinkohle                                        | 60                           | 53         | 34           | 32         | 26         | 24         | 29           | 28         |
| Erdgas                                            | 46                           | 46         | 54           | 53         | 52         | 52         | 55           | 55         |
| Andere Fossile                                    | 40                           | 40         | 40           | 40         | 38         | 38         | 38           | 38         |
| <b>Summe</b>                                      | <b>243</b>                   | <b>230</b> | <b>195</b>   | <b>190</b> | <b>175</b> | <b>172</b> | <b>158</b>   | <b>156</b> |
| <b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Europa (ohne DE)</b> | <b>Mio. t CO<sub>2</sub></b> |            |              |            |            |            |              |            |
| Braunkohle                                        | 245                          | 245        | 245          | 245        | 232        | 232        | 232          | 232        |
| Steinkohle                                        | 264                          | 263        | 269          | 265        | 194        | 186        | 196          | 187        |
| Erdgas                                            | 176                          | 181        | 187          | 191        | 198        | 203        | 202          | 206        |
| <b>Summe</b>                                      | <b>685</b>                   | <b>689</b> | <b>701</b>   | <b>701</b> | <b>625</b> | <b>621</b> | <b>629</b>   | <b>625</b> |

\* Geothermie und biogener Anteil Müll, elektrische Leistung hier nicht ausgewiesen, da die Leistung der Müllverbrennungsanlagen in der Kategorie Andere Fossile enthalten ist.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle A1-6:

Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit Referenz-Brennstoffpreisen für die Empfehlungen der KWSB und Kombinationen mit CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen, 2025 und 2030

|                                                   | Stilllegungen KWSB           |            |            |            |            |            |
|---------------------------------------------------|------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
|                                                   | 2025                         |            |            | 2030       |            |            |
|                                                   | Ref                          | 30 €       | 40 €       | Ref        | 30 €       | 40 €       |
| <b>Erzeugungsleistung</b>                         | <b>GW (netto)</b>            |            |            |            |            |            |
| Kernenergie                                       | -                            | -          | -          | -          | -          | -          |
| Braunkohle                                        | 14                           | 14         | 10         | 9          | 9          | 6          |
| Steinkohle                                        | 12                           | 6          | 6          | 8          | 6          | 5          |
| Erdgas                                            | 24                           | 24         | 24         | 27         | 27         | 27         |
| Andere Fossile                                    | 6                            | 6          | 6          | 5          | 5          | 5          |
| Wasserkraft (ohne PSW)                            | 4                            | 4          | 4          | 4          | 4          | 4          |
| Onshore-Wind                                      | 40                           | 40         | 40         | 58         | 58         | 58         |
| Offshore-Wind                                     | 7                            | 7          | 7          | 15         | 15         | 15         |
| Fotovoltaik                                       | 51                           | 51         | 51         | 74         | 74         | 74         |
| Biomasse                                          | 9                            | 9          | 9          | 7          | 7          | 7          |
| Andere Erneuerbare*                               | -                            | -          | -          | -          | -          | -          |
| Kurzzeitspeicher (PSW u.a.)                       | 9                            | 9          | 9          | 9          | 9          | 9          |
| <b>Summe</b>                                      | <b>176</b>                   | <b>169</b> | <b>165</b> | <b>216</b> | <b>214</b> | <b>211</b> |
| <i>davon gesicherte Leistung</i>                  | 77                           | 71         | 67         | 69         | 67         | 64         |
| <b>Stromaufkommen</b>                             | <b>TWh (netto)</b>           |            |            |            |            |            |
| Kernenergie                                       | -                            | -          | -          | -          | -          | -          |
| Braunkohle                                        | 96                           | 94         | 60         | 57         | 54         | 35         |
| Steinkohle                                        | 59                           | 18         | 15         | 36         | 18         | 12         |
| Erdgas                                            | 99                           | 99         | 105        | 110        | 102        | 107        |
| Andere Fossile                                    | 19                           | 19         | 19         | 18         | 18         | 18         |
| Wasserkraft                                       | 21                           | 21         | 21         | 20         | 20         | 20         |
| Onshore-Wind                                      | 118                          | 118        | 118        | 158        | 158        | 158        |
| Offshore-Wind                                     | 43                           | 43         | 43         | 73         | 73         | 73         |
| Fotovoltaik                                       | 71                           | 71         | 71         | 94         | 94         | 94         |
| Biomasse                                          | 46                           | 46         | 46         | 30         | 30         | 30         |
| Andere Erneuerbare                                | 7                            | 7          | 7          | 8          | 8          | 8          |
| <b>Summe Erzeugung</b>                            | <b>578</b>                   | <b>535</b> | <b>503</b> | <b>603</b> | <b>575</b> | <b>554</b> |
| <i>davon regenerativ</i>                          | 305                          | 305        | 305        | 383        | 383        | 383        |
| Nettostromimporte                                 | -23                          | 20         | 51         | -44        | -16        | 4          |
| <b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschland</b>      | <b>Mio. t CO<sub>2</sub></b> |            |            |            |            |            |
| Braunkohle                                        | 106                          | 103        | 65         | 61         | 58         | 38         |
| Steinkohle                                        | 53                           | 19         | 17         | 29         | 15         | 10         |
| Erdgas                                            | 50                           | 50         | 53         | 56         | 53         | 55         |
| Andere Fossile                                    | 40                           | 40         | 40         | 38         | 38         | 38         |
| <b>Summe</b>                                      | <b>250</b>                   | <b>213</b> | <b>174</b> | <b>184</b> | <b>164</b> | <b>141</b> |
| <b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Europa (ohne DE)</b> | <b>Mio. t CO<sub>2</sub></b> |            |            |            |            |            |
| Braunkohle                                        | 245                          | 245        | 245        | 232        | 232        | 232        |
| Steinkohle                                        | 231                          | 227        | 226        | 173        | 161        | 163        |
| Erdgas                                            | 185                          | 202        | 214        | 201        | 215        | 221        |
| <b>Summe</b>                                      | <b>660</b>                   | <b>674</b> | <b>685</b> | <b>605</b> | <b>608</b> | <b>617</b> |

\* Geothermie und biogener Anteil Müll, elektrische Leistung hier nicht ausgewiesen, da die Leistung der Müllverbrennungsanlagen in der Kategorie Andere Fossile enthalten ist.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle A1-7:

**Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit hohen Brennstoffpreisen für die Empfehlungen der KWSB und Kombinationen mit CO<sub>2</sub>-Mindestpreisen, 2025 und 2030**

|                                                   | Stilllegungen KWSB           |            |            |            |            |            |
|---------------------------------------------------|------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
|                                                   | 2025                         |            |            | 2030       |            |            |
|                                                   | Ref                          | 30 €       | 40 €       | Ref        | 30 €       | 40 €       |
| <b>Erzeugungsleistung</b>                         | <b>GW (netto)</b>            |            |            |            |            |            |
| Kernenergie                                       | -                            | -          | -          | -          | -          | -          |
| Braunkohle                                        | 14                           | 14         | 14         | 9          | 9          | 9          |
| Steinkohle                                        | 12                           | 12         | 12         | 8          | 8          | 8          |
| Erdgas                                            | 24                           | 24         | 24         | 27         | 27         | 27         |
| Andere Fossile                                    | 6                            | 6          | 6          | 5          | 5          | 5          |
| Wasserkraft (ohne PSW)                            | 4                            | 4          | 4          | 4          | 4          | 4          |
| Onshore-Wind                                      | 40                           | 40         | 40         | 58         | 58         | 58         |
| Offshore-Wind                                     | 7                            | 7          | 7          | 15         | 15         | 15         |
| Fotovoltaik                                       | 51                           | 51         | 51         | 74         | 74         | 74         |
| Biomasse                                          | 9                            | 9          | 9          | 7          | 7          | 7          |
| Andere Erneuerbare*                               | -                            | -          | -          | -          | -          | -          |
| Kurzzeitspeicher (PSW u.a.)                       | 9                            | 9          | 9          | 9          | 9          | 9          |
| <b>Summe</b>                                      | <b>176</b>                   | <b>176</b> | <b>176</b> | <b>216</b> | <b>216</b> | <b>216</b> |
| <i>davon gesicherte Leistung</i>                  | 77                           | 77         | 77         | 69         | 69         | 69         |
| <b>Stromaufkommen</b>                             | <b>TWh (netto)</b>           |            |            |            |            |            |
| Kernenergie                                       | -                            | -          | -          | -          | -          | -          |
| Braunkohle                                        | 96                           | 94         | 88         | 57         | 56         | 54         |
| Steinkohle                                        | 62                           | 55         | 51         | 40         | 35         | 32         |
| Erdgas                                            | 95                           | 90         | 90         | 109        | 99         | 98         |
| Andere Fossile                                    | 19                           | 19         | 19         | 18         | 18         | 18         |
| Wasserkraft                                       | 21                           | 21         | 21         | 20         | 20         | 20         |
| Onshore-Wind                                      | 118                          | 118        | 118        | 158        | 158        | 158        |
| Offshore-Wind                                     | 43                           | 43         | 43         | 73         | 73         | 73         |
| Fotovoltaik                                       | 71                           | 71         | 71         | 94         | 94         | 94         |
| Biomasse                                          | 46                           | 46         | 46         | 30         | 30         | 30         |
| Andere Erneuerbare                                | 7                            | 7          | 7          | 8          | 8          | 8          |
| <b>Summe Erzeugung</b>                            | <b>577</b>                   | <b>563</b> | <b>552</b> | <b>606</b> | <b>589</b> | <b>584</b> |
| <i>davon regenerativ</i>                          | 305                          | 305        | 305        | 382        | 383        | 383        |
| Nettostromimporte                                 | -21                          | -7         | 3          | -46        | -30        | -25        |
| <b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschland</b>      | <b>Mio. t CO<sub>2</sub></b> |            |            |            |            |            |
| Braunkohle                                        | 106                          | 104        | 97         | 61         | 60         | 58         |
| Steinkohle                                        | 55                           | 49         | 46         | 32         | 28         | 26         |
| Erdgas                                            | 49                           | 47         | 47         | 56         | 52         | 52         |
| Andere Fossile                                    | 40                           | 40         | 40         | 38         | 38         | 38         |
| <b>Summe</b>                                      | <b>250</b>                   | <b>240</b> | <b>230</b> | <b>187</b> | <b>178</b> | <b>174</b> |
| <b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Europa (ohne DE)</b> | <b>Mio. t CO<sub>2</sub></b> |            |            |            |            |            |
| Braunkohle                                        | 245                          | 245        | 245        | 232        | 232        | 232        |
| Steinkohle                                        | 260                          | 264        | 263        | 193        | 194        | 186        |
| Erdgas                                            | 175                          | 178        | 181        | 193        | 197        | 202        |
| <b>Summe</b>                                      | <b>679</b>                   | <b>686</b> | <b>690</b> | <b>617</b> | <b>624</b> | <b>621</b> |

\* Geothermie und biogener Anteil Müll, elektrische Leistung hier nicht ausgewiesen, da die Leistung der Müllverbrennungsanlagen in der Kategorie Andere Fossile enthalten ist.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

## Anhang 2: Modellbeschreibung und zentrale Parameter

---

### Das PowerFlex-Modell

Die Modellrechnungen für den Strommarkt wurden mit dem PowerFlex-Modell des Öko-Instituts durchgeführt. Dieses am Öko-Institut entwickelte Modell bildet den jährlichen Kraftwerkseinsatz am Spotmarkt in stündlicher Auflösung ab, indem es in einem Optimierungsprozess die kurzfristigen Grenzkosten der verfügbaren Stromerzeugungseinheiten minimiert. Gleichzeitig muss in jeder Stunde die vorgegebene Stromnachfrage gedeckt werden. Als Ergebnis der Optimierung liefert das Modell den Kraftwerkseinsatz und den Strompreis in jeder Stunde.

Im PowerFlex-Modell werden die inländischen Kraftwerke detailliert mit Hilfe technischer und ökonomischer Parameter abgebildet. Thermische Kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung größer 100 MW werden blockscharf und mit einem individuellen Wirkungsgrad erfasst.

Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen werden in technologie- und baujahrspezifischen Gruppen zusammengefasst und mit Hilfe von typspezifischen Parametern charakterisiert.

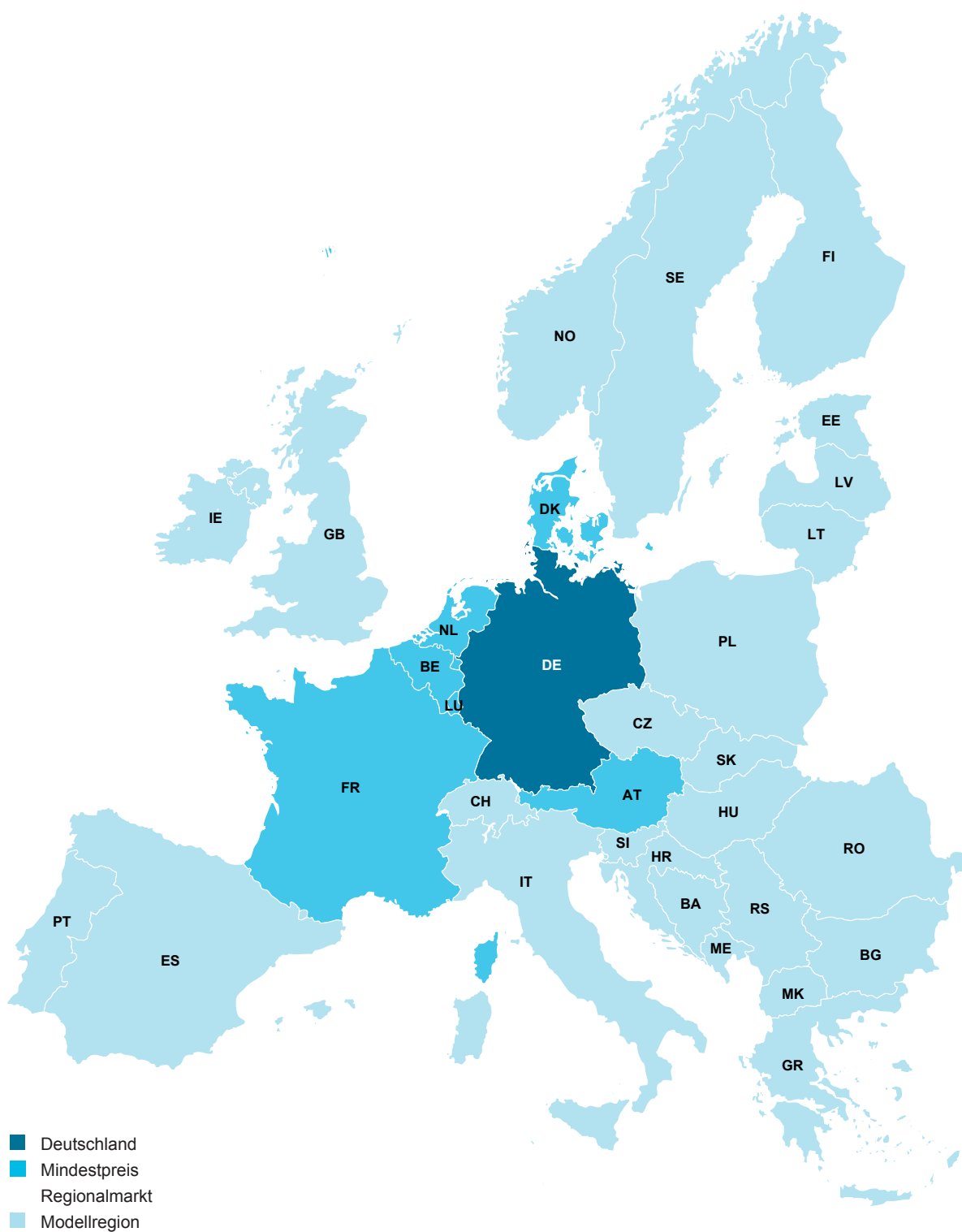
Biomassekraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, werden als Technologieaggregate, als Teil des thermischen Kraftwerksparks abgebildet. Für die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energietechnologien Laufwasser, Wind offshore, Wind onshore und Fotovoltaik wird das maximal zur Verfügung stehende Stromangebot aus skalierten generischen oder historischen stündlich aufgelösten Einspeiseprofilen vorgegeben. Die tatsächlich eingespeiste Menge an Wasser-, Wind- und Fotovoltaikstrom wird modellendogen bestimmt, d. h., dargebotsabhängiger erneuerbarer Strom kann auch als überschüssig identifiziert werden, z. B. bei negativer Residuallast und unzureichender Export-Möglichkeit oder Speicherkapazität.

Das Erzeugungsprofil für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung setzt sich aus einem typischen Fernwärmeprofil und einer angenommenen Gleichverteilung für industrielle KWK-Anlagen zusammen. Für jeden Hauptenergieträger ergibt sich somit ein individuelles KWK-Profil. Für Anlagen mit Sonderbrennstoffen, wie z. B. Gichtgas oder Müllverbrennungsanlagen, wird eine gleichverteilte Stromeinspeisung unterstellt.

Die Stromnachfrage wird in stündlicher Auflösung exogen vorgegeben. Das Nachfrageprofil setzt sich aus der Netzlast des betrachteten Jahres und einer angenommenen Gleichverteilung des Industriestromanteils zusammen.

Für die hier durchgeführte Analyse wurde das PowerFlex-Modell mit seinem Import-Export-Modul verwendet. In diesem Modul sind auch die Kraftwerksparks der Nachbarländer abgebildet, allerdings in aggregierter Form. Die installierte Leistung der thermischen Kraftwerke ist nach Brennstoffen erfasst und zudem in die Baujahr-Kategorien „alt“, „mittel“ und „neu“ unterteilt. Innerhalb einer Kategorie wird ein einheitlicher mittlerer Wirkungsgrad für die darin enthaltenen Kraftwerke unterstellt.

**Abbildung A2-1: Systemgrenzen des Strommarktmmodells PowerFlex Europe**



Quelle: eigene Darstellung

Für dargebotsabhängige erneuerbare Energien sind, wo verfügbar, länderspezifische Einspeisezeitreihen als mögliche Obergrenze der Stromerzeugung vorgegeben. Ausländische Pumpspeicherkraftwerke (PSW) sind ebenso wie inländische als Speicher modelliert, sodass das Modell über ihren optimalen Einsatz als flexibler Nachfrager und Erzeuger entscheiden kann. Für Norwegen, Schweden, Österreich und die Schweiz werden zusätzlich Speicherwasserkraftwerke (SWK) mit natürlichem Zufluss berücksichtigt.

Für den grenzüberschreitenden Stromfluss zwischen Deutschland und den Nachbarländern werden vorhandene Leitungen aggregiert und die NTC-Werte der ENTSO-E als Obergrenze berücksichtigt. Modellendogen ermittelt werden die Flüsse zwischen Deutschland und den Nachbarländern, aber auch zwischen den Nachbarländern. Darüber hinaus vorhandene Netzrestriktionen werden in der hier verwendeten Modellversion nicht berücksichtigt.

Auf Basis einer vollständigen Voraussicht wird im Rahmen einer linearen Optimierung der kostenminimale Einsatz aller thermischen Kraftwerke, Strom-einspeisung aus erneuerbaren Energien und Pumpspeicherkraftwerken – sowohl in Deutschland als auch in den Nachbarländern – unter Berücksichtigung technischer und energiewirtschaftlicher Nebenbedingungen bestimmt. Das Optimierungsproblem ist in GAMS implementiert und wird mit Hilfe des Simplex Algorithmus gelöst.

Mit diesem methodischen Instrumentarium werden in erster Linie Auslastungseffekte untersucht. Zusätzlich können im Modell Kraftwerke stillgelegt werden, wenn diese Kraftwerke ihre Fixkosten nicht erwirtschaften können. Da das Jahr 2020 im Fokus steht, werden dynamische Effekte in Bezug auf das Investitionsverhalten in der hier vorgelegten Analyse nicht berücksichtigt.

100%  
RECYCLED



**Unterstützen Sie den WWF**

IBAN: DE06 5502 0500 0222 2222 22

Bank für Sozialwirtschaft Mainz

BIC: BFSWDE33MNZ



**Unser Ziel**

Wir wollen die weltweite Zerstörung der Natur und Umwelt stoppen und eine Zukunft gestalten, in der Mensch und Natur in Einklang miteinander leben.

[wwf.de](http://wwf.de) | [info@wwf.de](mailto:info@wwf.de)

**WWF Deutschland**

Reinhardtstraße 18  
10117 Berlin · Germany

Tel.: 030 311 777 700

Fax: 030 311 777 888

[info@wwf.de](mailto:info@wwf.de) · [wwf.de](http://wwf.de)