



DEM ZIEL VERPFLICHTET II

CO₂-Mindestpreise
für die Umsetzung des Kohleausstiegs

ISBN 978-3-946211-31-0

DEM ZIEL VERPFLICHTET II

CO₂-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 ₂ -Preise	18
2.3	Weitere Annahmen	20
3	Ergebnisse der Modellierung von CO₂-Mindestpreisen und Kapazitätsstilllegungen	22
3.1	Installierte Kapazitäten	22
3.2	CO ₂ -Emissionen in Deutschland	24
3.3	CO ₂ -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 ₂ -Emissionen in Deutschland	32
4.4	CO ₂ -Emissionen in Europa	36
4.5	Grenzüberschreitender Stromaustausch	40
4.6	Börsenstrompreise	42

5	Fiskalische Effekte und Auswirkungen auf Endverbraucherkosten	44
5.1	Einnahmen aus der zusätzlichen CO ₂ -Bepreisung in Deutschland	44
5.2	Kosteneffekte für die der EEG-Umlage unterliegenden Endverbrauchsbereiche	46
5.3	Kompensation indirekter CO ₂ -Kosten für die stromintensiven Industrien	48
5.4	Kosteneffekte für die verschiedenen Verbrauchssegmente im Überblick	52
6	Exkurs: Einordnung der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ und der möglichen Kombination mit einem CO₂-Mindestpreis	55
7	Wechselwirkungen mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union	62
8	Synthese und Schlussfolgerungen	66
9	Referenzen	72
9.1	Literatur	72
9.2	Daten	74
	Abbildungsverzeichnis	75
	Tabellenverzeichnis	77
	Anhang 1: Detaillierte Ergebnisse der Modellierungen	78
	Anhang 2: Modellbeschreibung und zentrale Parameter	85

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 CO₂-Mindestpreises für die Stromerzeugung durch die Länder des zentral-westeuropäischen (CWE-)Strom-Regionalmarkts eine solche Strategie von Kraftwerksstilllegungen zumindest ergänzen.

Die Einführung eines CO₂-Mindestpreises ist mit Blick auf die aktuellen und absehbaren Entwicklungen der CO₂-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 CO₂-Mindestpreis im Stromsektor steht ein umsetzungstechnisch und rechtlich belastbares, relativ schnell implementierbares Modell zur Verfügung.

Mit einem Mindestpreis von 30 bis 40 €/t CO₂ 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 CO₂-Mindestpreis von 40 €/t weitere Emissionen in der Größenordnung von 20 % reduzieren.

Für die verschiedenen CO₂-Preisniveaus tragen die verschiedenen Emissionsminderungshebel unterschiedlich bei. CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Preisniveaus erhöhen sich jedoch um 10 €/t CO₂ oder mehr.

Die Einführung eines CO₂-Mindestpreises entfaltet mit dem aus Klimaschutzsicht optimierten Betrieb der im Markt verbleibenden CO₂-intensiven Kraftwerke zusätzliche Emissionsminderungswirkungen sowohl innerhalb der deutschen Bilanzgrenzen als auch im europäischen Ausland. Im Übrigen ist davon auszugehen, dass CO₂-Mindestpreise dazu beitragen werden, dass sich Emissionserhöhungen im europäischen Ausland, infolge des Abbaus der Netto-Stromexporte aus Deutschland, vor allem auf den Bereich der CO₂-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 CO₂-Mindestpreise für den Zeithorizont 2030 auf etwa 30 % begrenzt werden.

CO₂-Mindestpreise führen auf dem Strom-Großhandelsmarkt zu Preiserhöhungen, die sich bei CO₂-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 CO₂-Kosten qualifizieren, haben bei CO₂-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 CO₂-Mindestpreisen für diese Unternehmen zumindest kostenneutral.

Das erhebliche Einnahmenvolumen aus der zusätzlichen CO₂-Bepreisung im Rahmen eines CO₂-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 CO₂ 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 CO₂-Mindestpreis als flankierendes Refinanzierungsinstrument für den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien entwickeln, da durch den CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Mindestpreis mit hoher Sicherheit zusätzliche Emissionsminderungen erzielt werden, wenn die im Zuge der strukturellen Reform des EU ETS geschaffenen Regelungen (Marktstabilitätsreserve, verschiedene Lösungsmechanismen) mit berücksichtigt werden.

Gleichzeitig ergänzt ein zielführend ausgestalteter CO₂-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 CO₂-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 CO₂, 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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂.

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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂-Mindestpreis für den Stromsektor.

In der Studie „Dem Ziel verpflichtet. CO₂-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohleausstiegsstrategie für Deutschland“ (Öko-Institut 2018) wurden für den Zeithorizont 2020 verschiedene Ausgestaltungsoptionen eines CO₂-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:

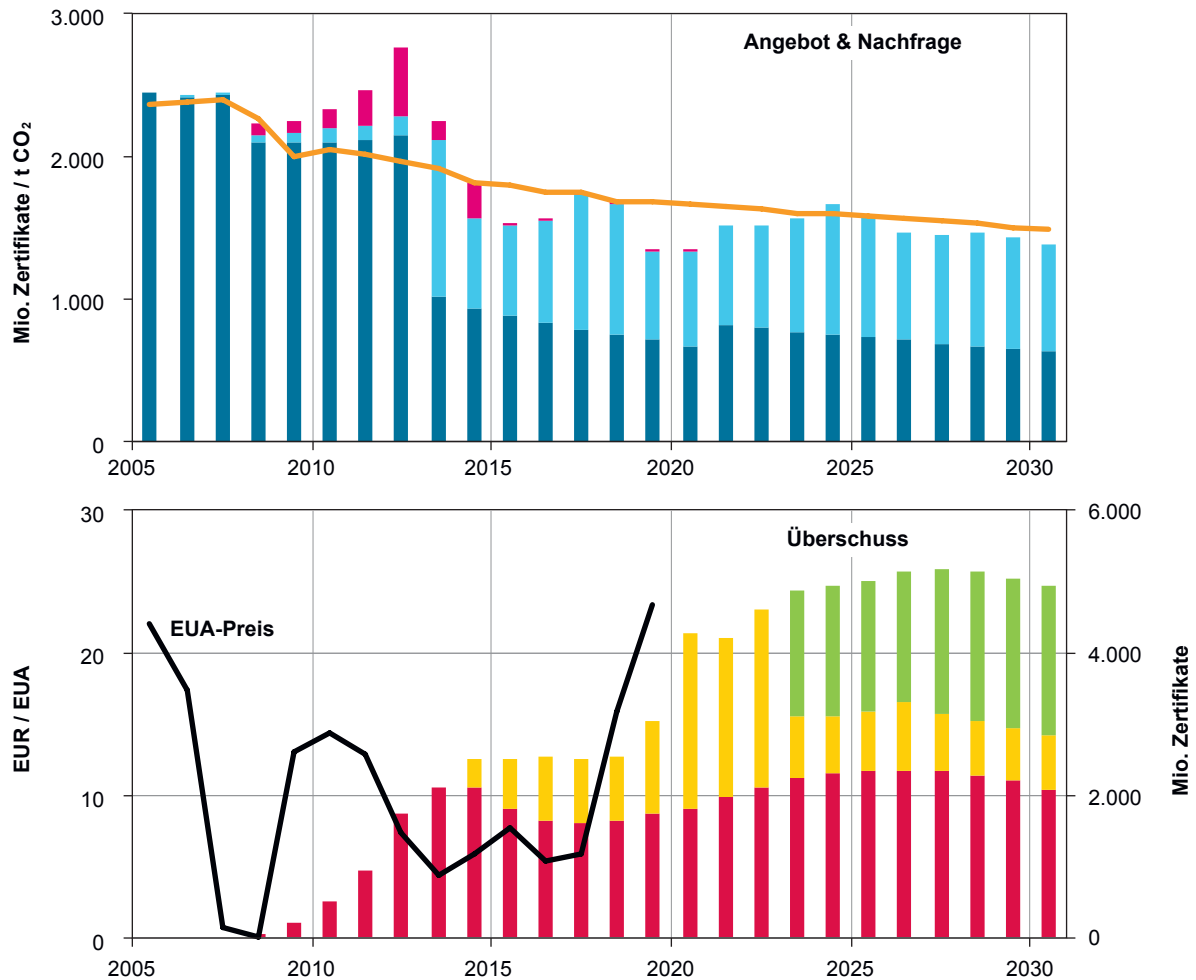
- » Eine Einführung eines CO₂-Mindestpreises im zentral-westeuropäischen Strom-(Central Western European – CWE-)Regionalmarkt hat sehr deutliche Vorteile gegenüber der Einführung eines CO₂-Mindestpreises allein in Deutschland. Daher untersucht diese Studie nur noch den CO₂-Mindestpreis im Regionalmarkt.
- » Es wird davon ausgegangen, dass sich die Umsetzung des CO₂-Mindestpreises am britischen Carbon Support Price (CPS) orientieren würde. Dort wird der zum Ausgleich zwischen dem CO₂-Mindestpreis (Carbon Price Floor [CPF] und dem aktuellen Zertifikatspreis im EU ETS notwendige zusätzliche CO₂-Preis über eine Energiesteuer erhoben (House of Commons Library 2018). Die Höhe der Energiesteuersätze für die zur Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffe wäre damit nach deren CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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



- Eingesetzte CER/ERU
- Auktionierung & Verkäufe
- Kostenlose Zuteilung*
- Verifizierte Emissionen/ Projektionen*
- Löschungen
- Überschuss (nicht im Markt verfügbar)
- Überschuss (im Markt verfügbar)
- EUA-Preis

* 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Mindestpreis im CWE-Regionalmarkt kombiniert werden. Damit soll hervorgehoben werden, dass ein CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen mit dem gleichen Vergleichsansatz untersucht (**Kapitel 4**). Konkret wurde also analysiert, welche zusätzlichen Effekte sich ergeben, wenn der CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Mindestpreis im CWE-Regionalmarkt analysiert und mit Blick auf die anderen untersuchten Szenarien eingeordnet (**Kapitel 6**).

Abschließend werden die erzielbaren CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Mindestpreisen für die Jahre 2025 und 2030 definiert. Grundsätzlich wurde dabei unterstellt, dass der CO₂-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: CO₂-Preis von 15 €/t
- » CO₂-Preis von 15 €/t für die europäischen Länder, außer den Ländern des Regionalmarktes. Hier gilt ein CO₂-Mindestpreis in Höhe von
 - » 20 €/t CO₂,
 - » 25 €/t CO₂,
 - » 30 €/t CO₂,
 - » 35 €/t CO₂ sowie
 - » 40 €/t CO₂

Die Höhe der betrachteten CO₂-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 CO₂-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.¹ 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 CO₂-Mindestpreis) erforderlich würde. Damit sind dann 2030 nur noch Kohlekraftwerke mit Baujahren ab dem Jahr 2000 in Betrieb.

¹ 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 CO₂-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 CO₂-Mindestpreisen im CWE-Regionalmarkt in Höhe von 30 und 40 €/t CO₂ 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 CO₂-Preise

Den Modellierungsarbeiten für die Szenariojahre 2025 und 2030 wurden mit Blick auf die Kraftwerkseinstandskosten für Erdgas und Steinkohle sowie die CO₂-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 CO₂-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.²

Diese Preisannahmen für CO₂ liegen mit 15 €/EUA bis 2030 zwar unter den aktuellen Rand beobachtbaren Preisentwicklungen. Hier wird also eher ein niedriger (pessimistischer) Preisfad 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).

² 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		
Braunkohle-Kraftwerk			
Inbetriebnahme vor 1990	60	85	145
Inbetriebnahme ab 1990	40	71	111
Steinkohle-Kraftwerk	40		40
Erdgas-GuD-Kraftwerk	17		17

Quelle: Öko-Institut (2017)

Tabelle 2-2:

Entwicklung der Kraftwerkseinstandskosten für Brennstoffe und Emissionsberechtigungen, in € 2018

		2017	2018	2025	2030
Basisszenario					
Steinkohle (frei Kraftwerk)	€/MWh	10,5	11,6	12,6	12,6
Erdgas (frei Kraftwerk)	€/MWh	21,7	24,9	27,3	27,3
Hochpreisszenario					
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 ₂ -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
Konventionelle Erzeugungsleistung	GW (netto)	
Kernenergie	92	76
Braunkohle	27	27
Steinkohle	49	33
Erdgas	183	230
Andere Fossile	32	16
Summe	383	381
Stromdargebot aus erneuerbaren Energien	TWh (netto)	
Wasserkraft	243	282
Fotovoltaik und Wind	862	1.202
Biomasse	242	391
Summe	1.346	1.875

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

3 Ergebnisse der Modellierung von CO₂-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 CO₂-Mindestpreisen im europäischen Regionalmarkt sowie zwei Szenarien mit rein politisch induzierten Stilllegungen ohne CO₂-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 CO₂-Mindestpreises setzt die Wettbewerbsfähigkeit von Steinkohlekraftwerken weiter herab. CO₂-Mindestpreise von 25 €/t CO₂ führen dann zu weiteren Stilllegungen, sodass sich die installierte Leistung im Jahr 2030 auf nur noch 7 GW reduziert.

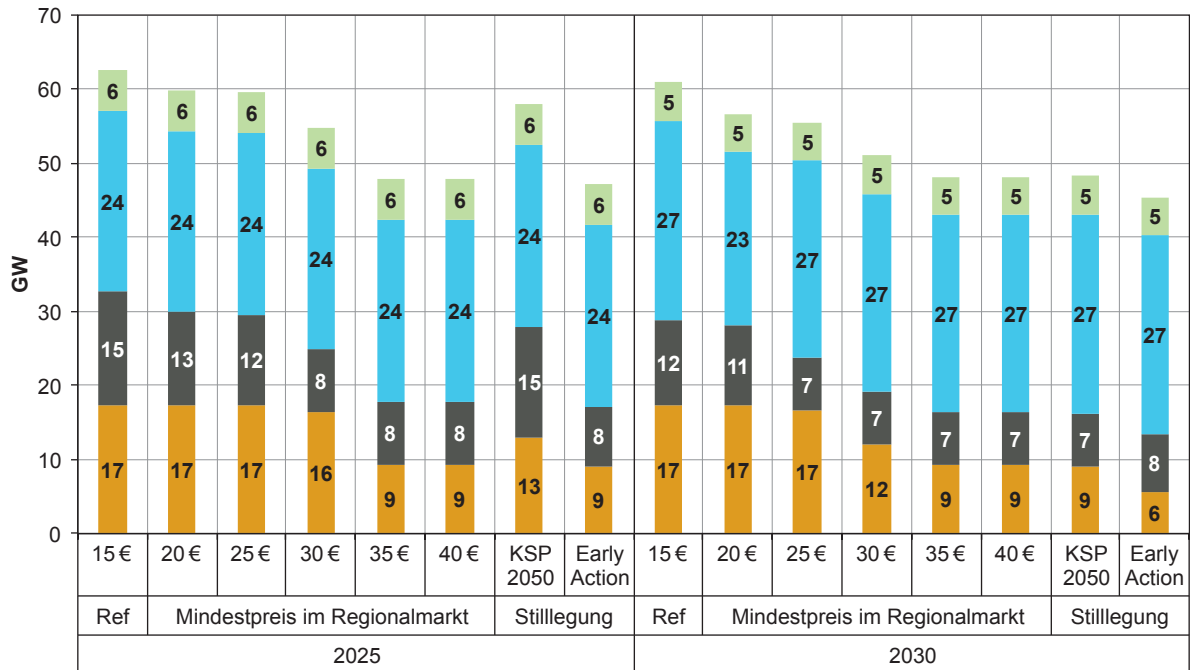
Ab einem CO₂-Mindestpreis von 35 €/t CO₂ sind relevante Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken im Umfang von 8 GW bereits 2025 zu beobachten. Im Jahr 2030 reduziert ein Mindestpreis von 30 €/t CO₂ die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke im Markt auf 12 GW, ein Mindestpreis 35 €/t CO₂ reduziert 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.

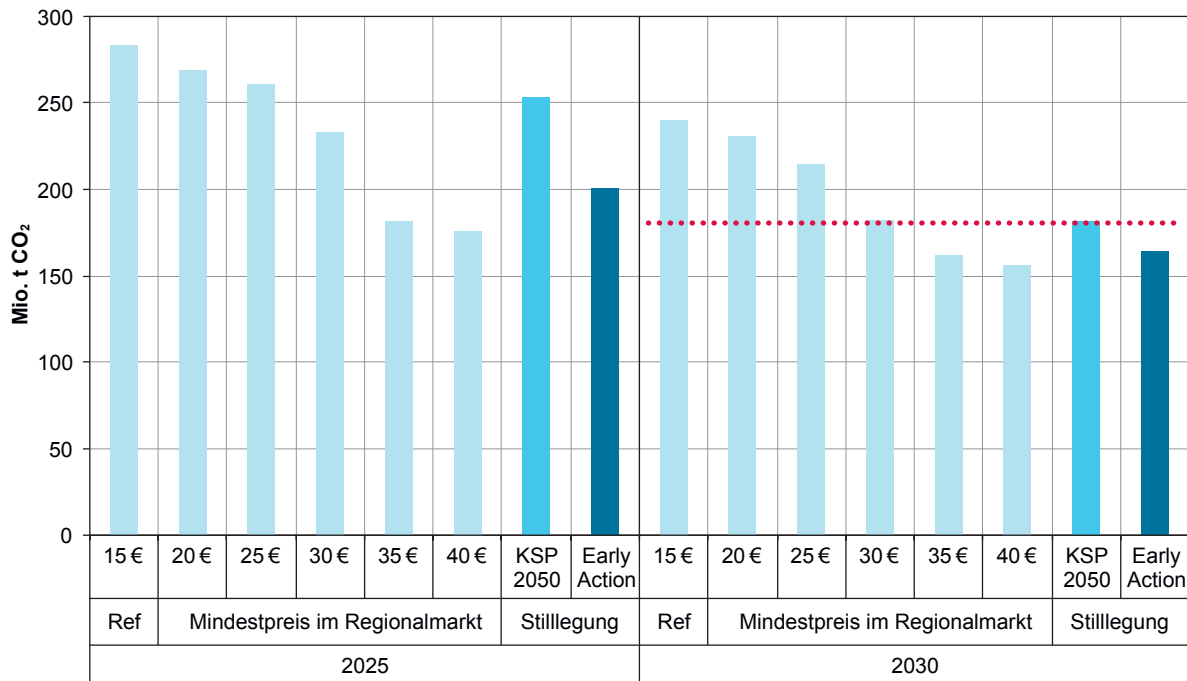
Abbildung 3-1: Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung



■ 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 CO₂/kWh) weitgehend in Einklang steht.

Abbildung 3-2: CO₂-Emissionen der Kraftwerke und Vergleich mit dem Sektorziel 2030



■ CO₂-Emissionen
 ... Sektorziel 2030
 Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

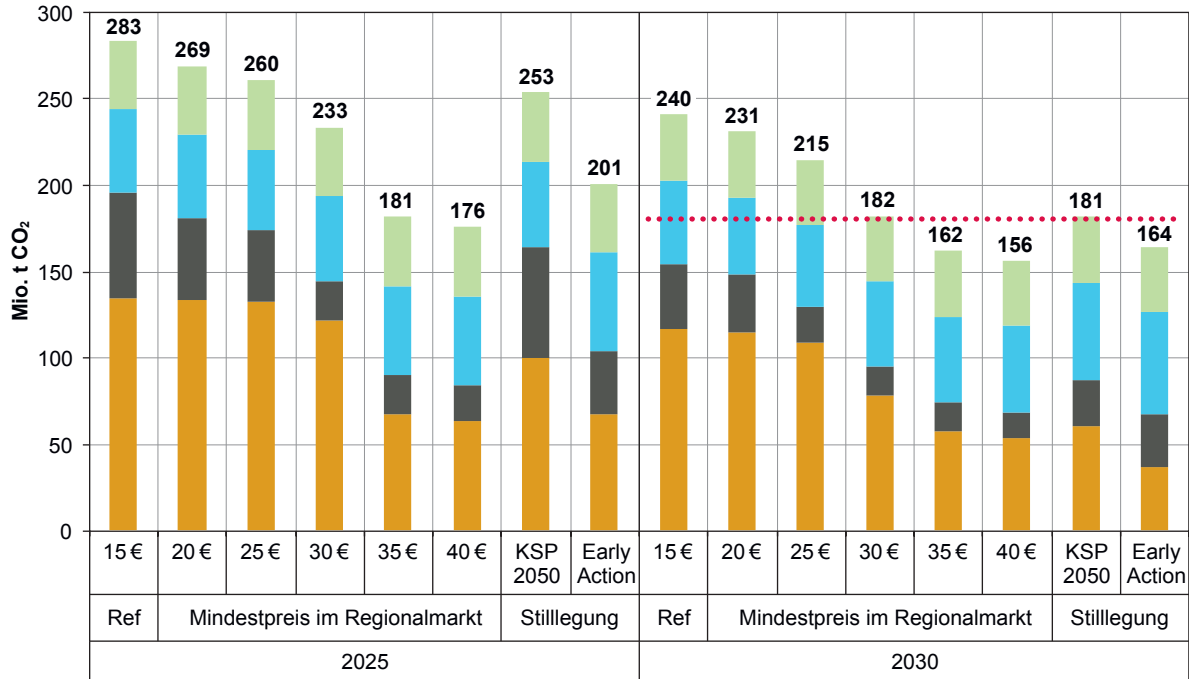
3.2 CO₂-Emissionen in Deutschland

Abbildung 3-2 zeigt die errechneten CO₂-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 CO₂ dargestellt.³

Bei Szenarien mit regionalem CO₂-Mindestpreis lässt sich für 2025 bei Preisen von 15 bis 30 €/t CO₂ eine relativ stetige Emissionsminderung feststellen. Bei einer Erhöhung des Mindestpreises um 15 € ist eine CO₂-Emissionsminderung von 50 Mio. t CO₂ zu beobachten. Danach steigt die CO₂-Emissionsminderung sprunghaft an. Bei einer Erhöhung des regionalen Mindestpreises um weitere 5 € wird wiederum eine zusätzliche Minderung von 50 Mio. t CO₂ erreicht. Für 2030 steigt bereits bei einem regionalen CO₂-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).

³ 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: CO₂-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 CO₂ wird bei CO₂-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 CO₂ (die Emissionen werden so auf ein Niveau von etwa 160 Mio. t CO₂ reduziert).

Für die Interpretation dieser Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass bei sich verändernden Rahmenbedingungen (z. B. höhere Erdgaspreise) auch veränderte CO₂-Preise notwendig sein können, um die gleichen Emissionsminderungen zu erreichen (vergleiche Kapitel 4).

Abbildung 3-3 zeigt die nach Brennstoffen differenzierten CO₂-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 CO₂ insbesondere die Emissionen aus der Steinkohleverstromung mindert. Dabei sinken die Emissionen der Steinkohlekraftwerke bei einem regionalen CO₂-Mindestpreis von 20 € annähernd proportional zur Reduktion der Kapazität, während die Emissionen beim Sprung von 20 € auf 25 €/t CO₂ 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 CO₂-Mindestpreises von 15 auf 20 €/t CO₂ zu beobachten. Mindestpreise von 25 bis 40 €/t CO₂ 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 CO₂-Mindestpreis von 30 € als auch durch Kraftwerksstilllegungen nach KSP 2050 annähernd erreichen lässt, sind die dahinterliegenden Kraftwerksparks und damit auch die CO₂-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 CO₂-Mindestpreisszenario die Emissionen von Braunkohlekraftwerken höher, während im Szenario mit politisch induzierten Stilllegungen mehr Emissionen von Steinhohle- und Erdgaskraftwerken verursacht werden.

3.3 CO₂-Emissionen in Europa

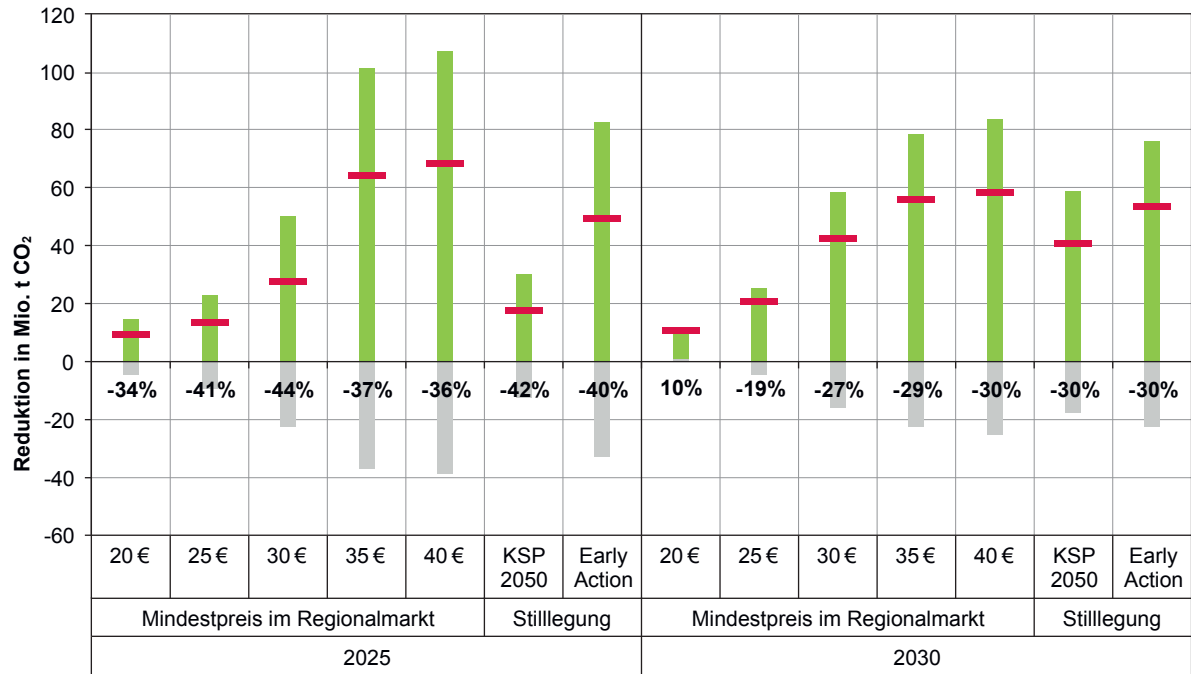
Die bisherigen Analysen im Abschnitt 3.2 haben gezeigt, dass mit Einführung von CO₂-Mindestpreisen im Regionalmarkt die Emissionen in Deutschland deutlich sinken können. Zum Teil lässt sich das darauf zurückführen, dass sich die Stromproduktion von Deutschland in die Nachbarländer verlagert, sodass dort die CO₂-Emissionen steigen.

Abbildung 3-4 zeigt die Emissionsminderung in Deutschland, den Anstieg der CO₂-Emissionen außerhalb Deutschlands sowie den Emissionsminderungseffekt im Saldo. Dargestellt ist jeweils die Veränderung gegenüber dem Referenzszenario. In allen Szenarien sinken die CO₂-Emissionen im europäischen Saldo.

Im europäischen Saldo erreicht ein regionaler CO₂-Mindestpreis von 25 €/t CO₂ in 2025 und 30 €/t CO₂ in 2030 etwa dieselben Emissionsminderungen wie Stilllegungen nach KSP 2050. Der Minderungssaldo liegt dabei im Jahr 2025 bei 15–20 Mio. t CO₂ und 2030 bei rund 40 Mio. t CO₂. Ein CO₂-Mindestpreis, der denselben Emissionsminderungseffekt wie Stilllegungen nach dem Szenario Early Action erreicht, liegt für 2025 zwischen 25 und 30 €/t CO₂ für 2030 zwischen 30 und 35/t CO₂. Hierdurch kann im europäischen Saldo eine Emissionsminderung von rund 50 Mio. t CO₂ 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 CO₂-intensiv wird.

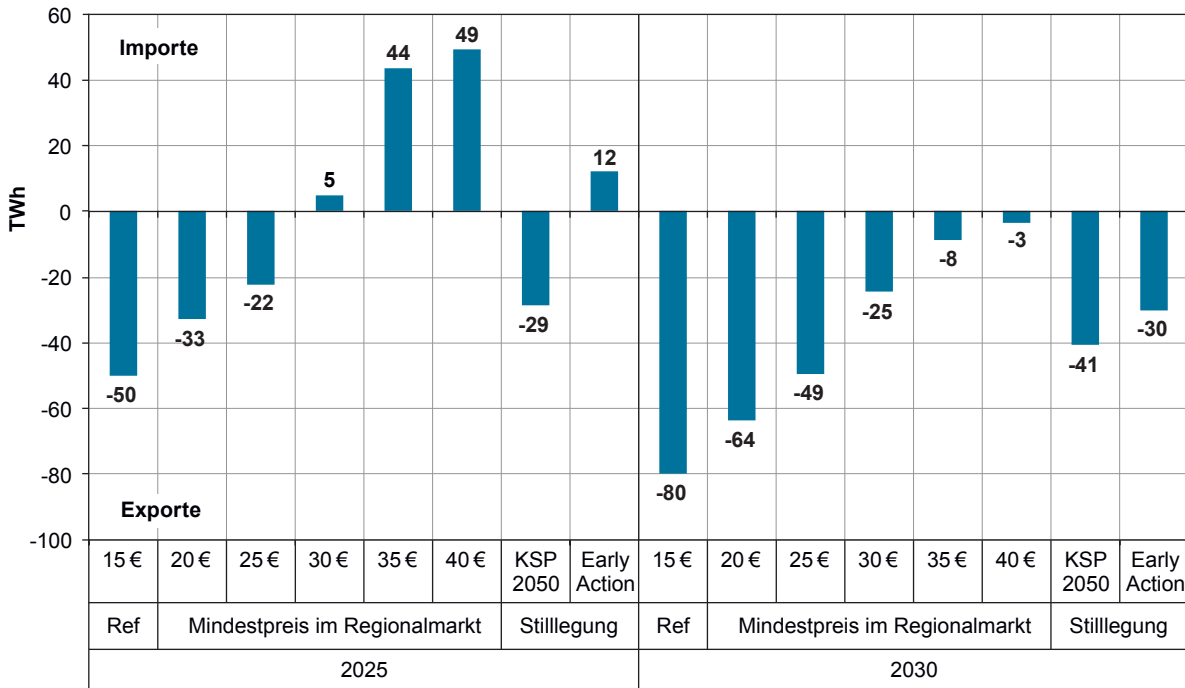
Abbildung 3-4: Änderung der CO₂-Emissionen ggü. der Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo sowie jeweiliger europäischer Rebound-Effekt



- CO₂-Emissionen Deutschland
- CO₂-Emissionen außerhalb Deutschlands
- CO₂-Emissionen gesamt

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 3-5: Strom-Import-Export-Saldo bei CO₂-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 CO₂-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.

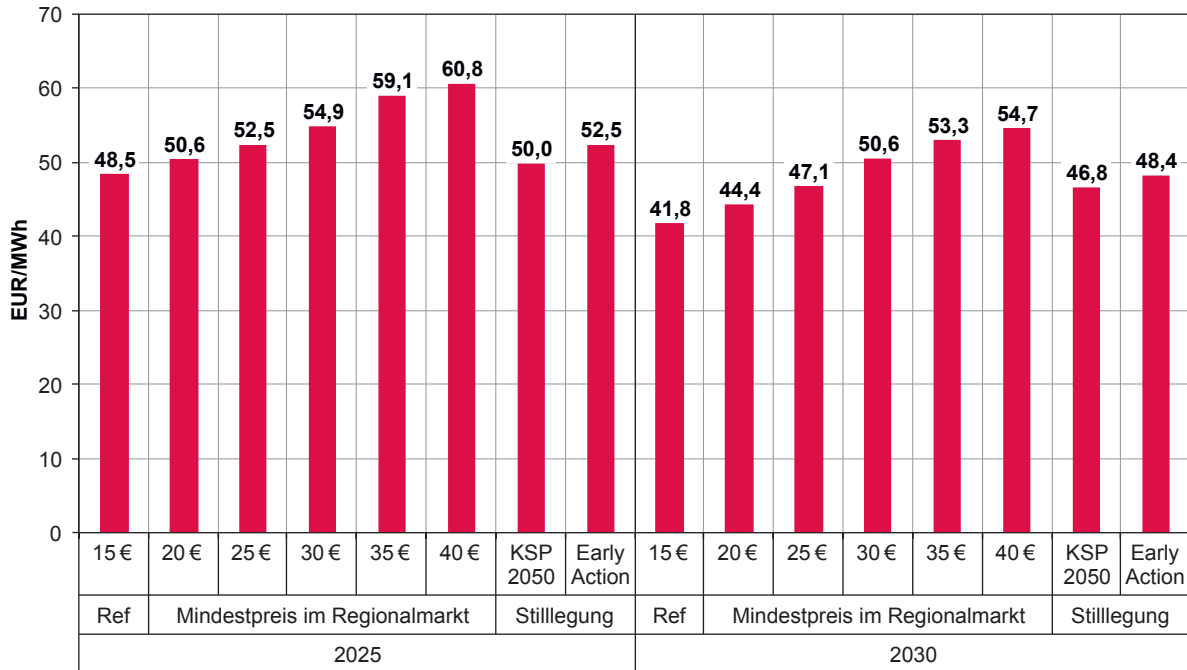
Durch die Einführung eines CO₂-Mindestpreises im Regionalmarkt werden die Exportüberschüsse abgebaut. Im Jahr 2025 sind ab einem Mindestpreis von 35 €/t CO₂ deutliche Stromimporte zu beobachten. Im Jahr 2030 ergeben sich für keines der untersuchten Szenarien Nettostromimporte.

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 CO₂-Preise dann immer noch 30 bis 40 TWh.

3.5 Börsenstrompreise

Neben der Frage nach den Auswirkungen auf CO₂-Emissionen und die Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromaustauschs stellt sich auch jene nach den Auswirkungen der untersuchten Stilllegungen bzw. der CO₂-Mindestpreise auf die Strompreise.

Abbildung 3-6: Börsenstrompreise bei CO₂-Mindestpreisen und bei politisch induzierten Stilllegungen, 2025 und 2030



■ Börsenstrompreis
 Quelle: Berechnungen
 des Öko-Instituts

Da die Kosten für CO₂-Zertifikate bei den Geboten der Kraftwerke an der Strombörse eingepreist werden, ist für die Szenarien mit CO₂-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 CO₂-Mindestpreises im Regionalmarkt steigen die Strompreise moderat an. Ein CO₂-Mindestpreis von 35 €/t CO₂ 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 CO₂-Preis um 10 €/t CO₂ zunimmt).

Bei politisch induzierten Stilllegungen sind Effekte auf den Börsenstrompreis geringer als bei der Einführung von CO₂-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 CO₂-Mindestpreisen auf die installierten Kapazitäten, CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Mindestpreis von 40 €.

Abbildung 4-1:

Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung für Kombinationen von CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen von Kohlekraftwerken, 2025

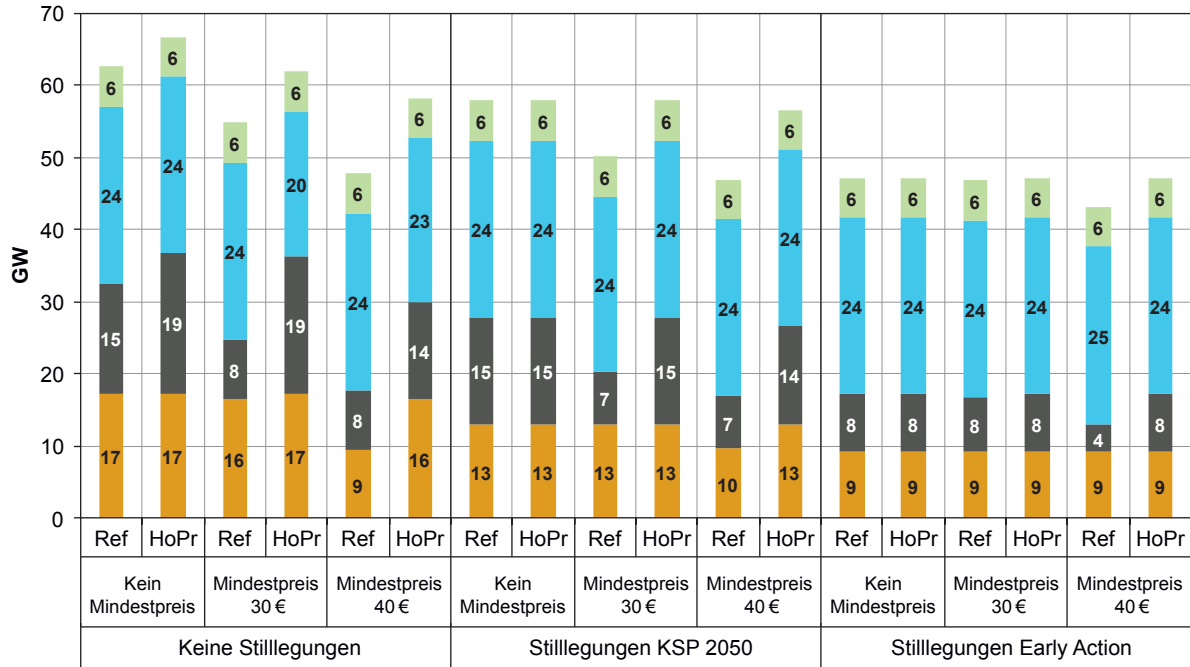
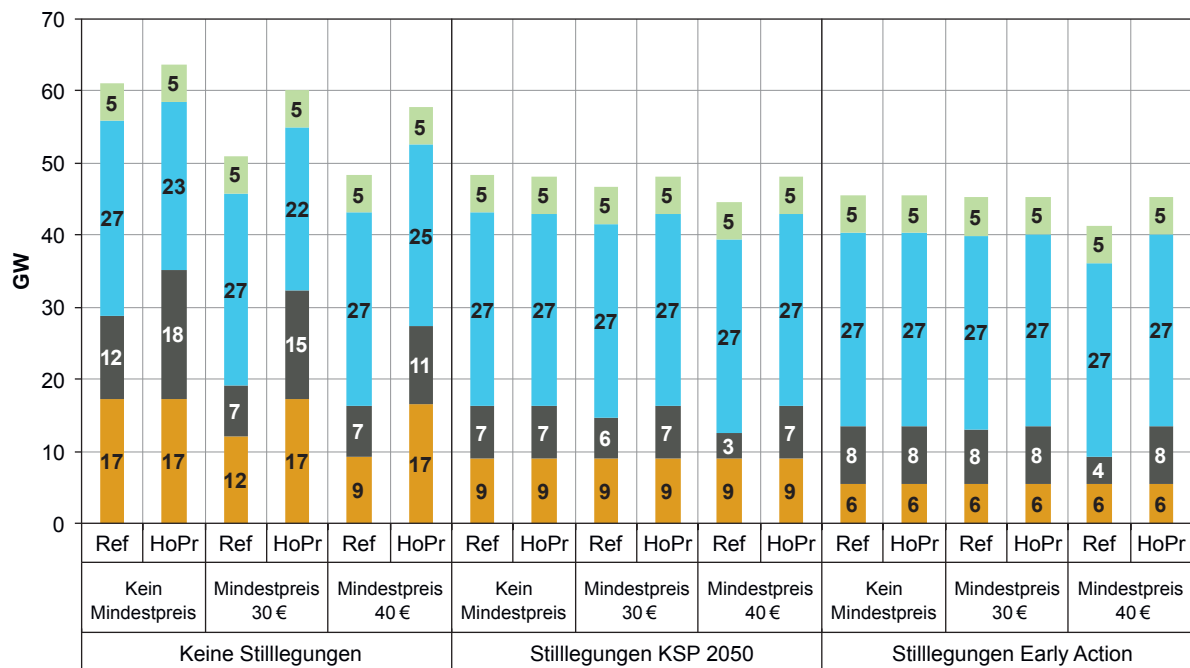


Abbildung 4-2:

Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung für Kombinationen von CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen von Kohlekraftwerken, 2030



■ Sonstige Fossile ■ Erdgas ■ Steinkohle ■ Braunkohle

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

4.3 CO₂-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 CO₂-Mindestpreis für die CO₂-Emissionen der Kraftwerke eingeführt wird.

Für 2025 ergeben sich in der Kombination des Stilllegungsszenarios KSP 2050 und eines regionalen CO₂-Mindestpreises von 30 €/t CO₂ zusätzliche Emissionsminderungen von 44 Mio. t CO₂. Steigt der CO₂-Mindestpreis von 30 € auf 40 €/t CO₂ ergeben sich wiederum zusätzliche Minderungen von 33 Mio. t CO₂. Die Kombinationen auf Basis des Stilllegungsszenarios Early Action starten von einem deutlich niedrigeren Niveau aus (250 Mio. t CO₂ für KSP 2050 vs. 200 Mio. t CO₂ für Early Action). Mit einem zusätzlichen regionalen CO₂-Mindestpreis lassen sich hier nur geringere zusätzliche Minderungen erzielen: 14 Mio. t CO₂ bei einem regionalen Mindestpreis von 30 € und nochmals zusätzliche 18 Mio. t CO₂ beim Anstieg von 30 auf 40 €.

Für 2030 ist der zusätzliche Effekt der Einführung eines regionalen CO₂-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 CO₂-Mindestpreis von 30 €/t CO₂ ergeben sich zusätzliche Emissionsminderungen von 17 Mio. t CO₂. Steigt der CO₂-Mindestpreis von 30 € auf 40 €/t CO₂, ergeben sich wiederum zusätzliche Minderungen von 13 Mio. t CO₂.

Auch in der Brennstoffpreissensitivität mit hohen Erdgaspreisen ergeben sich Emissionsminderungen durch die Kombination der Maßnahmen, die zusätzliche Wirkung eines CO₂-Mindestpreises fällt dann jedoch geringer aus. Für 2025 ergeben sich in Kombination des Stilllegungspfad KSP 2050 mit einem CO₂-Mindestpreis von 30 € zusätzliche Minderungen von 11 Mio. t CO₂, bei 40 € noch zusätzlich 13 Mio. t CO₂ (im Stilllegungsszenario Early Action ergeben sich 6 bzw. 5 Mio. t CO₂). Für 2030 fallen die Minderungen in der Kombination nochmals deutlich geringer aus. In den Stilllegungsszenarios lässt sich durch die zusätzliche Einführung eines regionalen CO₂-Mindestpreises auf einem Niveau von 40 €/t CO₂ nur eine Minderung von 11 bis 12 Mio. t CO₂ erreichen. Außerdem wird dokumentiert, wie sich steigende Erdgaspreise auf die CO₂-Emissionen in Deutschland auswirken. Generell lässt sich feststellen, dass die in Stilllegungsszenarios erzielten Emissionsminderungen deutlich weniger sensitiv auf veränderte Brennstoffpreise reagieren. Während in der Referenz die Emissionen im Hochpreisszenario um 14–16 Mio. t CO₂ steigen, bleiben diese in den Stilllegungsszenarios sowohl für 2025 als auch für 2030 nahezu unverändert. Gerade für 2030 zeigt sich, dass das Sektorziel in den modellierten Szenarios mit Stilllegungen robust erreicht wird, während es in reinen CO₂-Mindestpreisszenarios unter Annahme hoher Brennstoffkosten verfehlt wird. Im Szenario ohne Stilllegungen mit einem regionalen Mindestpreis von 30 €/t CO₂ sind im Hochpreisszenario die Emissionen auf demselben Niveau wie in der Referenz ohne jegliche Maßnahmen. Der emissionsmindernde Effekt des CO₂-Mindestpreises wird damit komplett durch den emissionssteigernden Effekt hoher Erdgaspreise kompensiert.

Abbildung 4-3: CO₂-Emissionen der Kraftwerke und Emissionsminderungen gegenüber der Referenz für Kombinationen von CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025

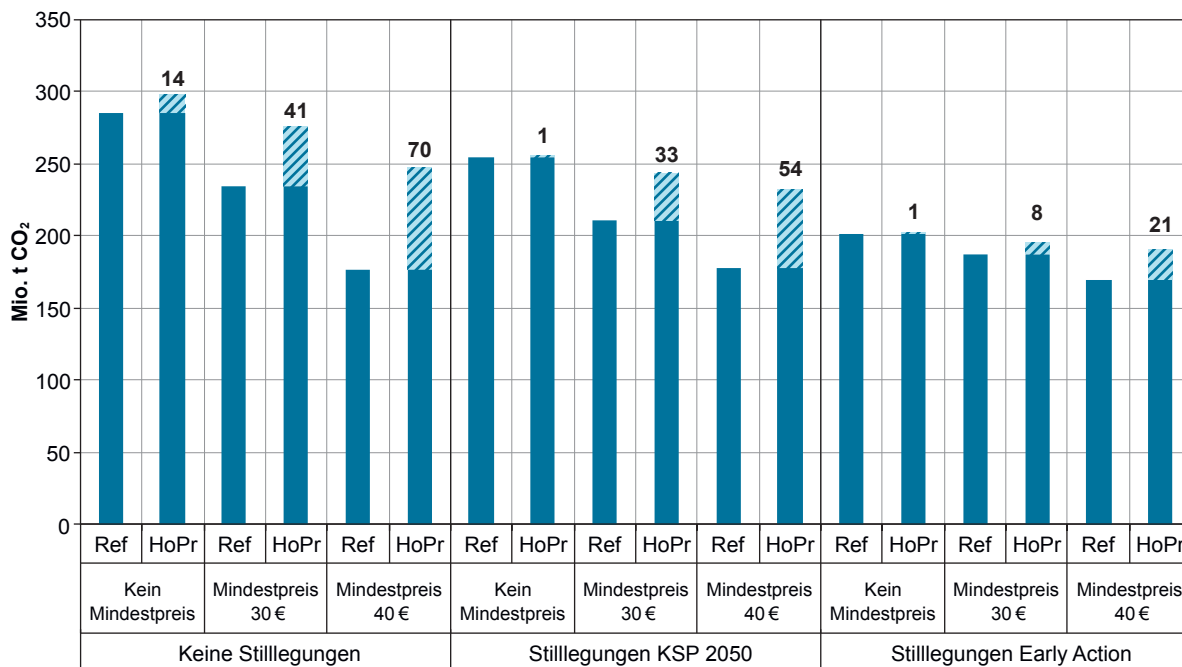
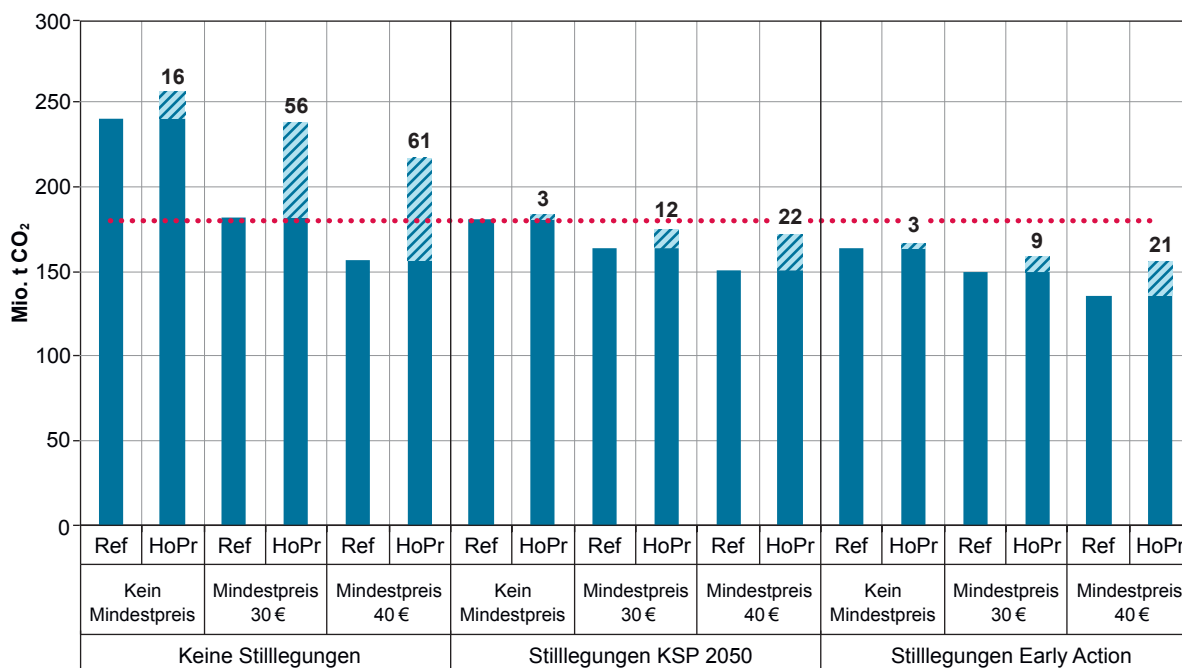


Abbildung 4-4: CO₂-Emissionen der Kraftwerke und Emissionsminderungen gegenüber der Referenz für Kombinationen von CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2030



■ CO₂-Emissionen ▨ Differenz CO₂-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 CO₂-Emissionen der Kraftwerke in Deutschland nach Brennstoffen differenziert für die verschiedenen Szenarien dar. Während der CO₂-Mindestpreis ohne zusätzliche Stilllegungen sowohl die Emissionen von Braunkohle- als auch von Steinkohlekraftwerken deutlich reduziert, führt die Einführung eines zusätzlichen CO₂-Mindestpreises in den Stilllegungsszenarien vor allem zu einer Reduktion der Emissionen der verbleibenden inländischen Steinkohlekraftwerke. Je höher der CO₂-Mindestpreis, desto stärker werden die CO₂-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 CO₂-Mindestpreis von 40 €/t CO₂ 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:

CO₂-Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025

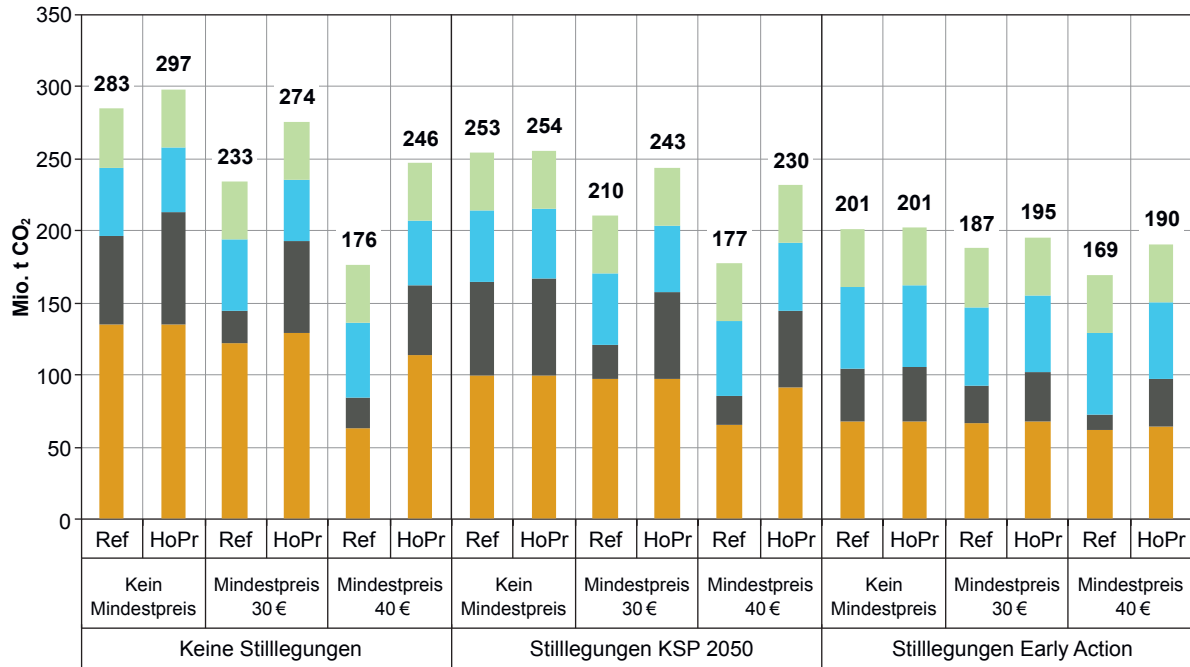
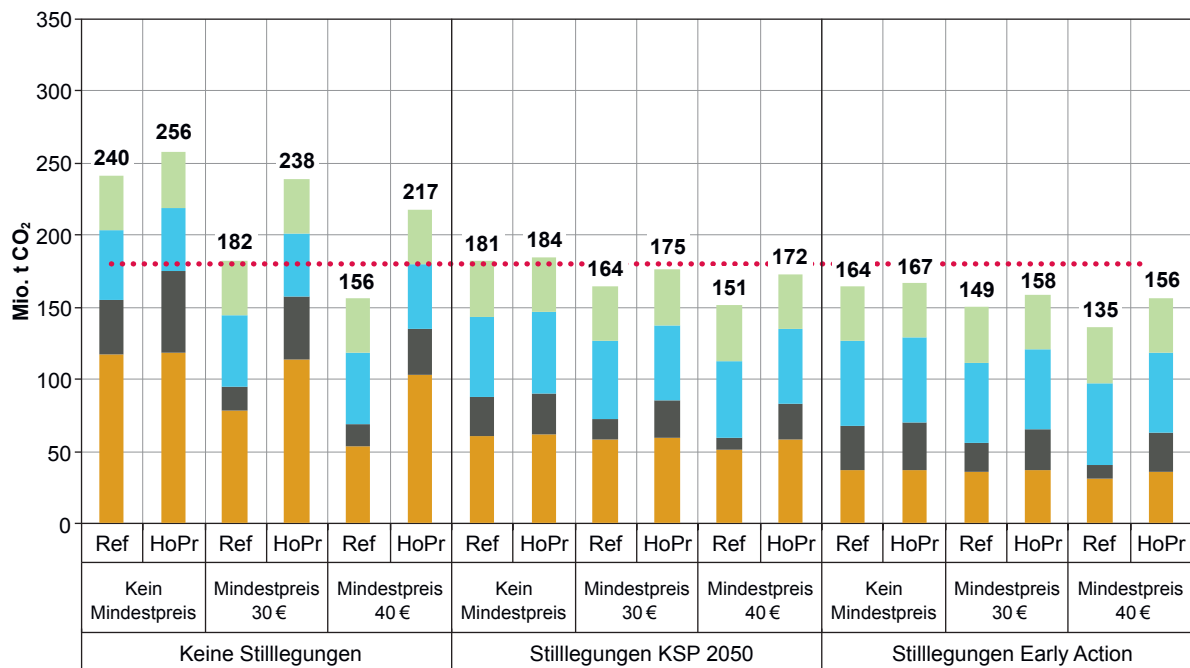


Abbildung 4-6:

CO₂-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 CO₂-Emissionen in Europa

Abbildung 4-7 bis Abbildung 4-10 zeigen im Überblick, wie sich die Kombination aus europäischem regionalen CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Mindestpreis eine deutliche Steigerung des Nettominderungseffekts, während die zusätzliche Einführung eines CO₂-Mindestpreises in der Kombination des Stilllegungsszenarios Early Action kaum zusätzliche Wirkung entfaltet (vgl. Abbildung 4-7). Die Wirksamkeit der Kombination von CO₂-Mindestpreis und Stilllegungen nach KSP 2050 ist mit fast 50 Mio. t CO₂ zusätzlicher Minderung für 2025 am höchsten. Werden für die Szenarien jedoch hohe Brennstoffpreise unterstellt, so ist die zusätzliche Minderungswirkung des regionalen CO₂-Mindestpreises, im Vergleich zu reinen Stilllegungen, eher gering (vgl. Abbildung 4-9 und Abbildung 4-10).

Abbildung 4-7:

CO₂-Emissionsminderungen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025

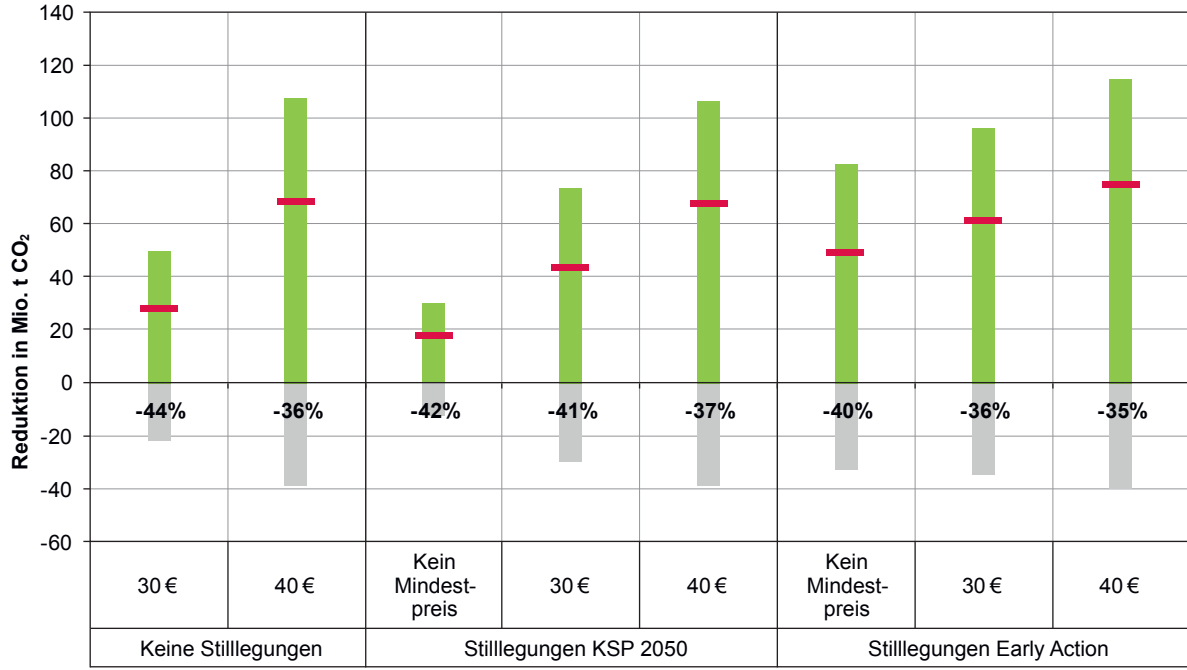
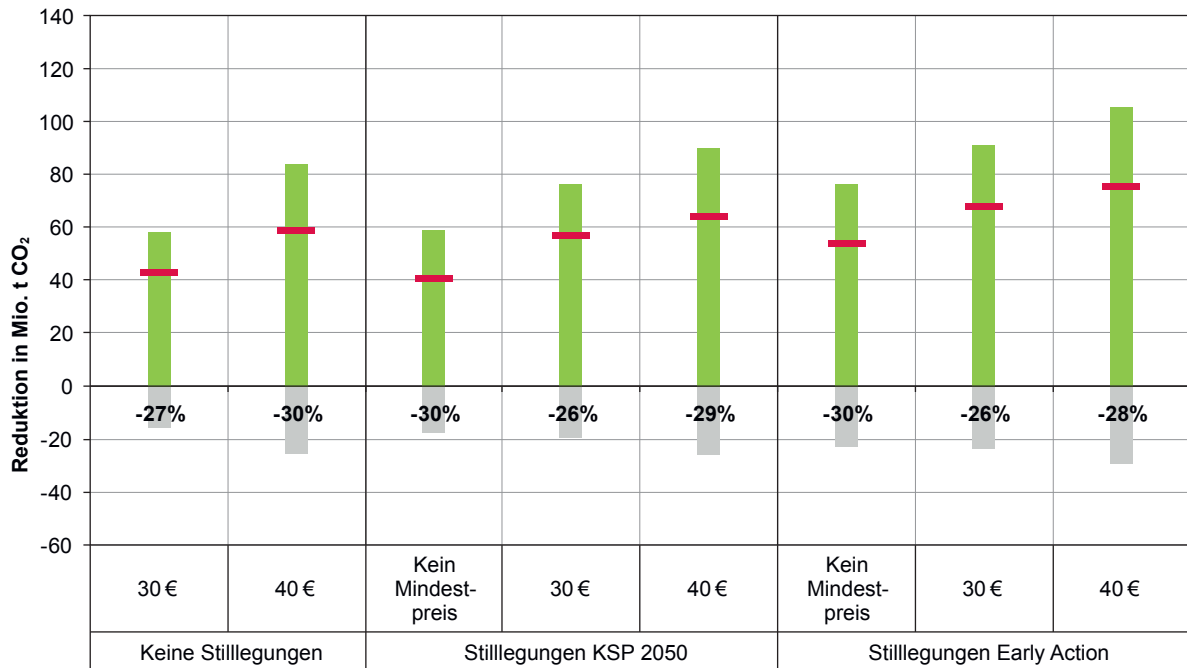


Abbildung 4-8:

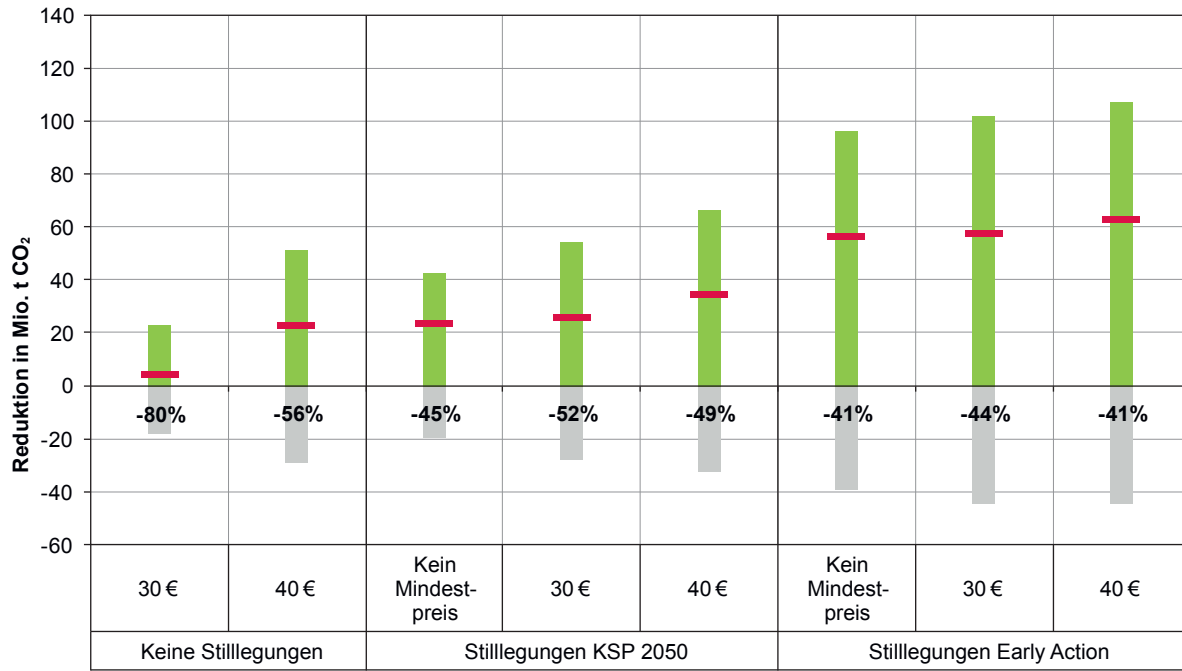
CO₂-Emissionsminderungen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2030



■ CO₂-Emissionen Deutschland ■ CO₂-Emissionen außerhalb Deutschlands
 — CO₂-Emissionen gesamt

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 4-9: CO₂-Emissionsminderungen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für Kombinationen aus Mindestpreis und politisch induzierten Stilllegungen im Hochpreisszenario, 2025

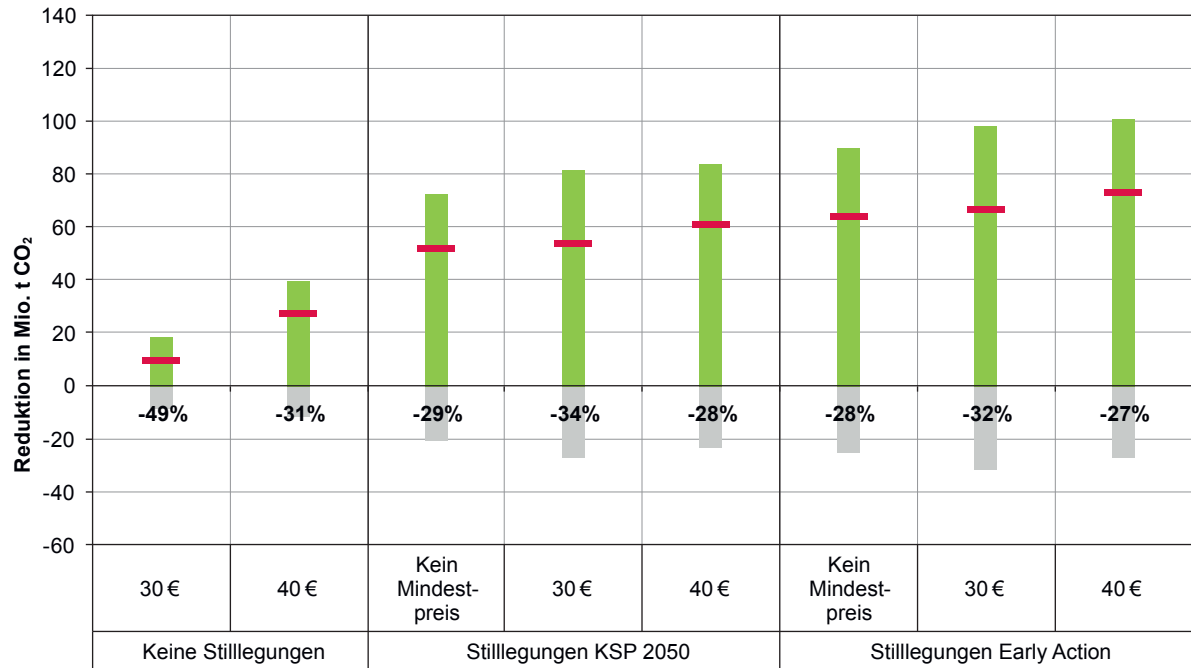


■ CO₂-Emissionen Deutschland ■ CO₂-Emissionen außerhalb Deutschlands

— CO₂-Emissionen gesamt

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 4-10: CO₂-Emissionsminderungen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für Kombinationen aus Mindestpreis und politisch induzierten Stilllegungen im Hochpreisszenario, 2030



■ CO₂-Emissionen Deutschland ■ CO₂-Emissionen außerhalb Deutschlands

— CO₂-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 CO₂-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 CO₂ liegen die Nettostromimporte in der Größenordnung von 22 bis 33 TWh und damit auf moderaten Niveaus. Für die Kombinationen mit Mindestpreisen von 40 €/t CO₂ 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 CO₂-Mindestpreisen ergeben sich für das Stilllegungsszenario Early Action systematisch höhere Nettostromimporte als im Stilllegungsszenario KSP 2050. Bei CO₂-Mindestpreisen von 40 €/t CO₂ 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 CO₂-Mindestpreis von 40 €/t CO₂. Aber auch hier unterscheiden sich die Größenordnungen der Exportsalden deutlich. Bei Kombinationen zwischen Stilllegungsansätzen mit CO₂-Mindestpreisen von 30 €/t CO₂ liegen die Exportsalden mit 25 bzw. 15 TWh (Stilllegungsszenario KSP 2050 bzw. Early Action) auf moderatem Niveau. Bei Niveaus der CO₂-Mindestpreise von 40 €/t CO₂ 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 CO₂-Mindestpreis von 40 €/t CO₂ 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 CO₂-Mindestpreis von 40 €/t CO₂, die zu einem nahezu ausgeglichenen Stromaustauschsaldo führt.

Abbildung 4-11: Strom-Import-Export-Saldo für Kombinationen von CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025 und 2030

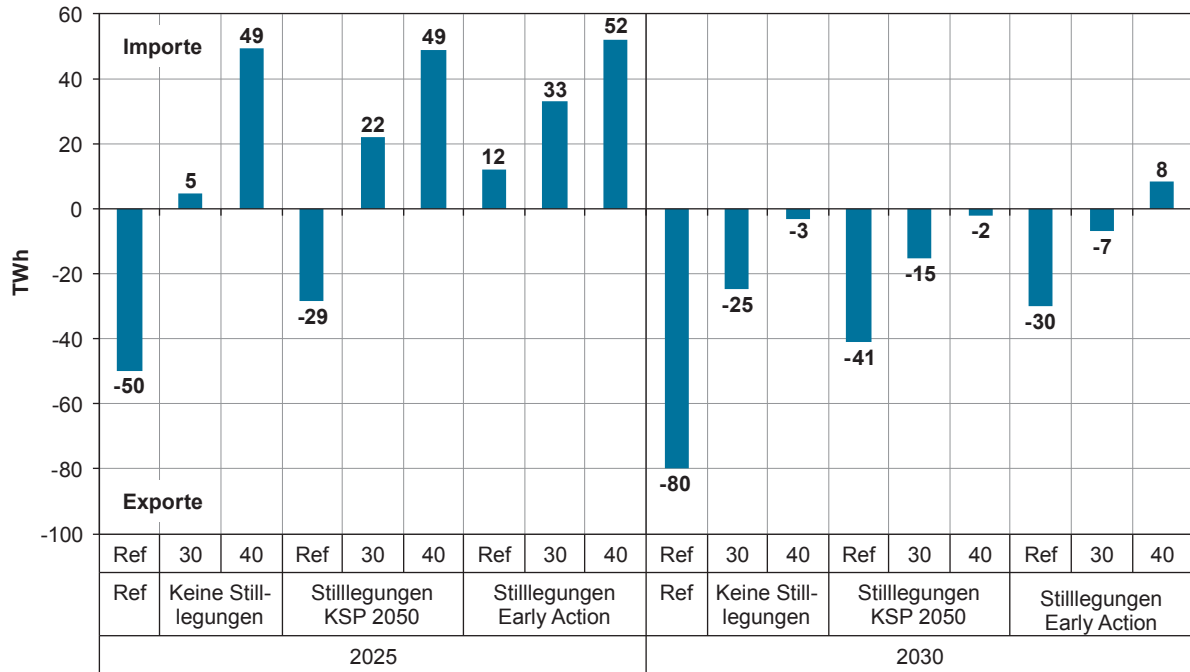
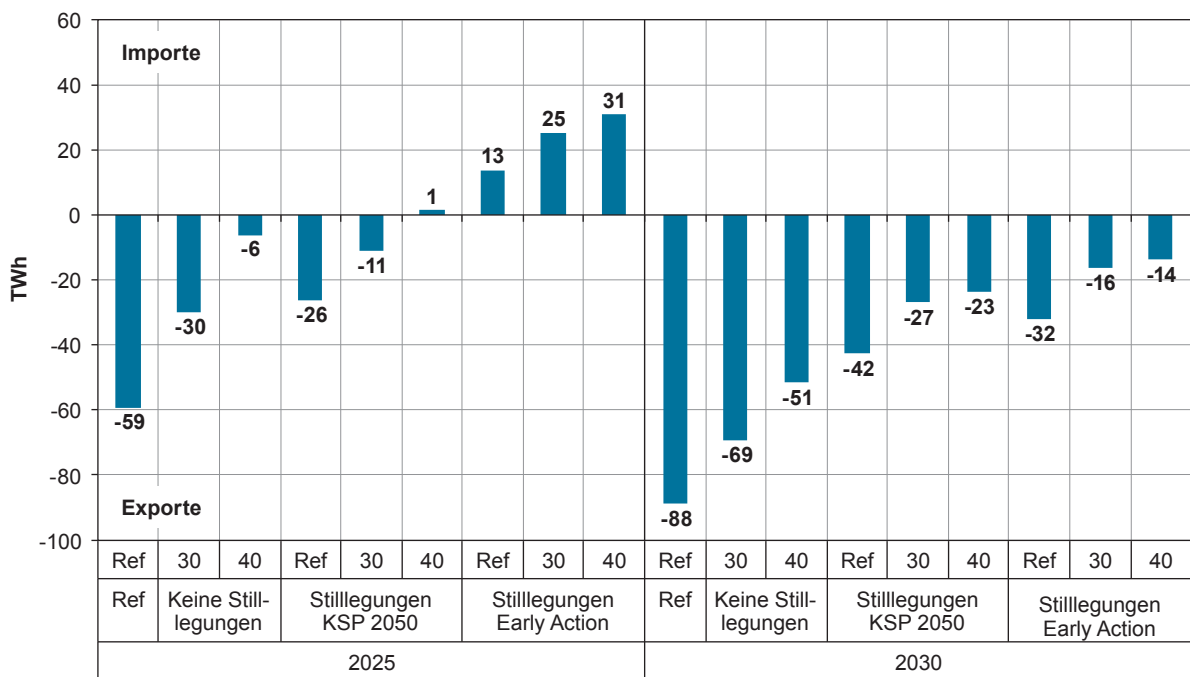


Abbildung 4-12: Strom-Import-Export-Saldo für Kombinationen von CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen im Hochpreisszenario, 2025 und 2030



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

4.5 Börsenstrompreise

Für die Börsenstrompreise ergeben sich auch in der Kombination von CO₂-Mindestpreisen mit Stilllegungen die gleichen Effekte, die schon in Abschnitt 3.5 diskutiert wurden: Der CO₂-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 CO₂-Mindestpreises von 30 €/t CO₂ erhöht den Börsenstrompreis um zusätzliche 5 bis 6 €/MWh (dies entspricht einem Börsenstrompreisanstieg von 3 bis 4 €/MWh, wenn der CO₂-Mindestpreis um 10 €/t CO₂ ansteigt). Eine weitere Erhöhung des Mindestpreises von 30 auf 40 €/t CO₂ erhöht den Börsenstrompreis um weitere 5 €/MWh. Es wird deutlich, dass der Börsenstrompreis in diesem Bereich (von 30 auf 40 €/t CO₂) deutlich sensitiver auf den CO₂-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 CO₂-Mindestpreises von 30 €/t CO₂ ist geringer. Der Börsenstrompreis erhöht sich nur um zusätzliche 4–5 €/MWh. Auch eine weitere Erhöhung des Mindestpreises von 30 auf 40 €/t CO₂ 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 CO₂-Mindestpreisszenarien und kombinierten Ansätzen aus politisch induzierten Stilllegungen und CO₂-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 CO₂-Mindestpreis von 30 €/t CO₂, siehe Abbildung 4-12).

Abbildung 4-13: Börsenstrompreise für Kombinationen von CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025

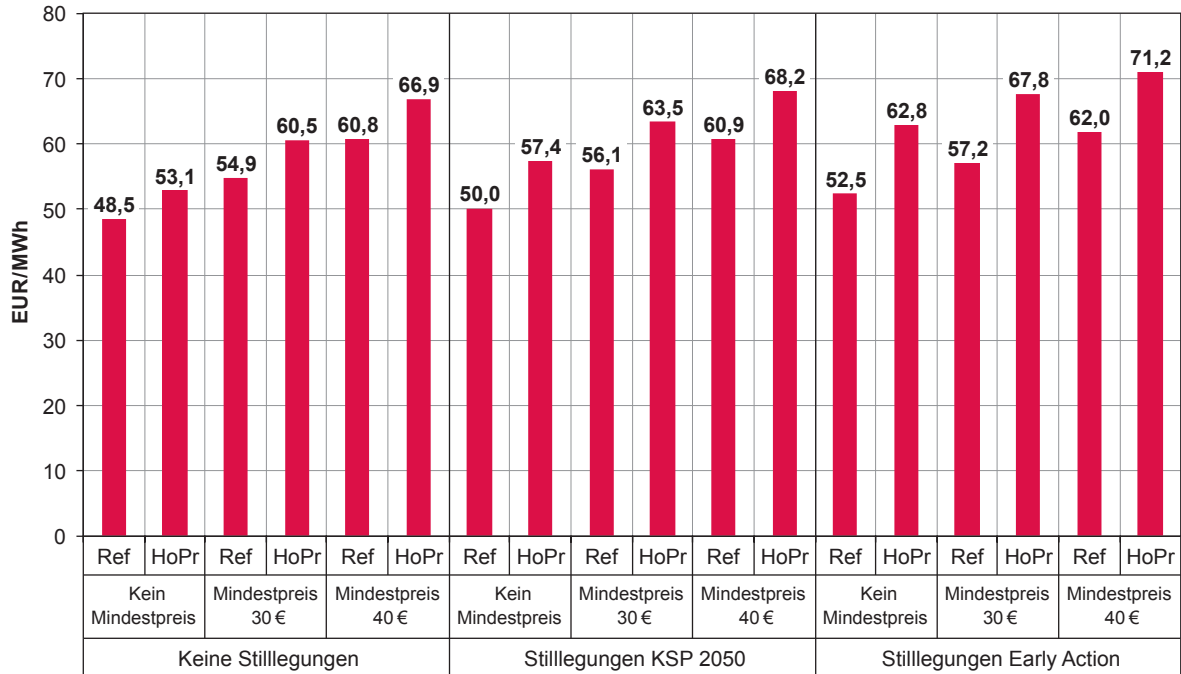
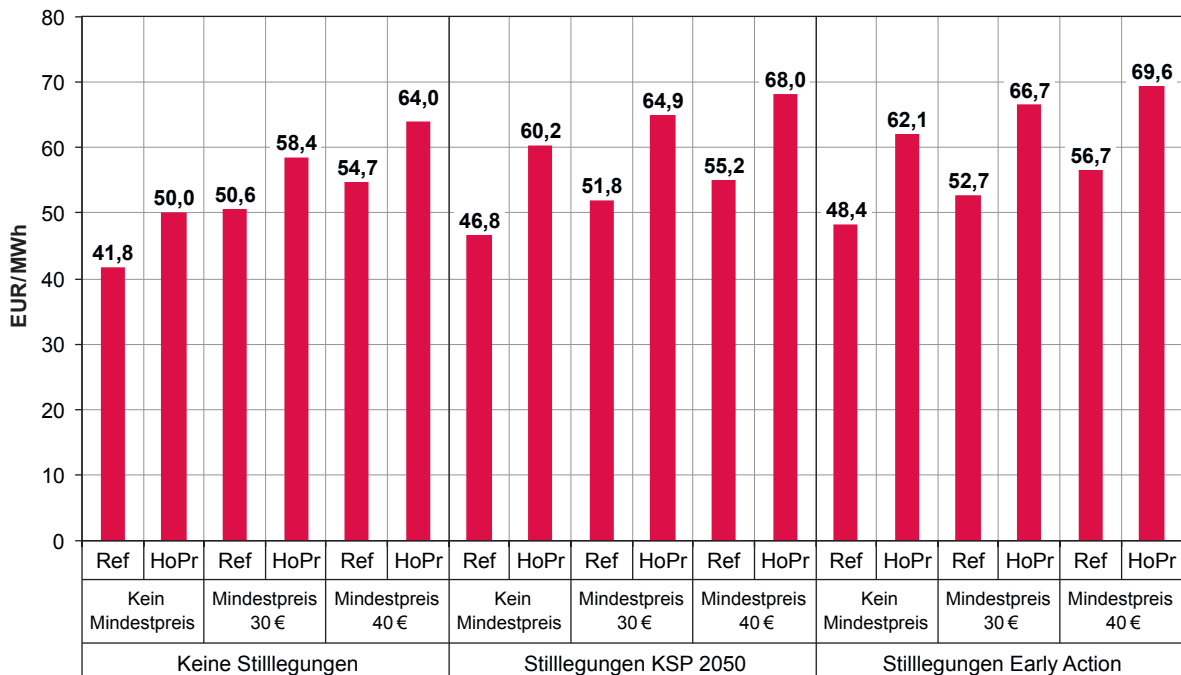


Abbildung 4-14: Börsenstrompreise für Kombinationen von CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2030



■ Börsenstrompreis

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

5.1 Einnahmen aus der zusätzlichen CO₂-Bepreisung in Deutschland

Mit der Einführung eines CO₂-Mindestpreises werden zusätzliche Einnahmen erzielt. In den meisten der diskutierten Umsetzungsvarianten für einen CO₂-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 CO₂-Mindestpreises bzw. der Differenz zu den Preisen für Emissionsberechtigungen im EU ETS,
- » dem Umfang der im jeweiligen Staatsgebiet entstehenden CO₂-Emissionen,
- » dem Anteil der Emissionen aus dem Stromsektor, die der Regulierung durch den EU ETS und – wie hier angenommen – auch dem CO₂-Mindestpreis unterliegen.

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

- » Bei der Einführung eines CO₂-Mindestpreises im CWE-Regionalmarkt von 20 €/t CO₂ bzw. einem Aufschlag von 5 €/t CO₂ auf die Kosten für die CO₂-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 CO₂-Mindestpreises von 25 €/t CO₂ ergeben sich Zusatzeinnahmen von 2,6 bzw. 2,1 Mrd. € in den Jahren 2025 und 2030.
- » Bei der Einführung eines CO₂-Mindestpreises von 30 €/t CO₂ ergeben sich in den Jahren 2025 und 2030 Zusatzeinnahmen von 3,5 bzw. 2,7 Mrd. €.
- » Bei der Einführung eines CO₂-Mindestpreises von 35 €/t CO₂ ergeben sich Zusatzeinnahmen von 3,6 und 3,1 Mrd. € für die Jahre 2025 bzw. 2030.
- » Bei der Einführung eines CO₂-Mindestpreises von 40 €/t CO₂ ergeben sich für die Jahre 2025 und 2030 Zusatzeinnahmen von 4,4 bzw. 3,9 Mrd. €.
- » Wird ein regionalmarktweiter CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ in der Größenordnung von etwa 0,3 bis 0,4 Mrd. € und bei Mindestpreisen von 35 oder 40 €/t CO₂ bei etwa 0,1 Mrd. €.

⁴ 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 CO₂-Kosten.

» Für eine Kombination von regionalen Mindestpreisen mit politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen nach dem Szenario Early Action betragen die Mindereinnahmen im Jahr 2025 für einen Mindestpreis von 20 €/t CO₂ etwa 0,4 Mrd. € sowie etwa 0,7 Mrd. € für Mindestpreise von 25 und 30 €/t CO₂. Bei höheren Mindestpreisen von 35 und 40 €/t CO₂ liegen die Mindereinnahmen hier in der Bandbreite von 0,1 bis 0,2 Mrd. €. Für das Jahr 2030 ergeben sich bei CO₂-Mindestpreisen von 20 €/t CO₂ um ca. 0,3 Mrd. € verminderte Einnahmen. Bei Mindestpreisen von 25 und 30 €/t CO₂ entstehen Mindereinnahmen von 0,5 bis 0,6 Mrd. €, bei höheren Werten von 35 und 40 €/t CO₂ in der Bandbreite von 0,4 bis 0,5 Mrd. €.

Tabelle 5-1: Zusätzliche staatliche Einnahmen (pro Jahr) für verschiedene Modelle von CO₂-Mindestpreisen im CWE-Regionalmarkt, 2025 und 2030

	CO ₂ -Mindestpreis	Differenzpreis	2025		2030	
			mindestpreis-pflichtige Emissionen	zusätzliche Einnahmen	mindestpreis-pflichtige Emissionen	zusätzliche Einnahmen
			€/t CO ₂	Mio. t CO ₂	Mrd. €	Mio. t CO ₂
CO₂-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 CO₂-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

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In Anbetracht der zusätzlichen Einnahmen lässt sich festhalten, dass mit CO₂-Mindestpreisen erhebliche Einnahmeverolumina 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 CO₂-Mindestpreises abstellt, sinken die Einnahmen für die Kombination von CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen für die Jahre 2025 und 2030 für Stilllegungen gemäß Szenario KSP 2050 und einem CO₂-Mindestpreis von 30 €/t CO₂ um etwa 10 %. In der Kombination des Stilllegungsszenarios Early Action mit einem Mindestpreis von 30 €/t CO₂ ergeben sich etwa 20 % geringere Zusatzeinnahmen. Bei Kombination der Stilllegung entsprechend dem Szenario KSP 2050 und einem Mindestpreis von 40 €/t CO₂ 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 CO₂ 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 Profilkatoren (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 CO₂-Mindestpreisen von bis zu 30 €/t CO₂ 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 CO₂-Mindestpreisen.
- » Bei CO₂-Mindestpreisen (mit und ohne Kombination politisch induzierter Kraftwerksstilllegungen) von über 30 €/t CO₂ können sich etwas schwächere Abdämpfungen der Nettoeffekte aus Großhandelspreisen und EEG-Umlage im Vergleich zu den Steigerungen der Großhandelspreise einstellen. Bei CO₂-Mindestpreisen von 40 €/t CO₂ 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 CO₂-Mindestpreise von bis zu 30 €/t CO₂.

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 CO₂-Mindestpreisen oder politisch induzierten Kraftwerksstilllegungsstrategien bzw. die entsprechenden Kombinationen. Für die Kombination von CO₂-Mindestpreisen in der Größenordnung von 30 bis 40 €/t CO₂ 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 ₂ -Preis €/t CO ₂	Börsenstrompreis	EEG-Umlage	Börsenpreis & EEG-Umlage		Kostendämpfung
				Summe	ggü. Referenz	
	€/MWh					
Referenz	15	48,5	70,8	119,3	0,0	
CO₂-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 CO₂-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 CO ₂ -Preis €/t CO ₂	Börsenstrompreis	EEG-Umlage	Börsenpreis & EEG-Umlage		Kostendämpfung
				Summe	ggü. Referenz	
	€/MWh					
Referenz	15	41,8	50,2	92,0	0,0	
CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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) CO₂-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 CO₂-Kosten beihilfefähigen Stromverbrauchs entfällt auf die Eigenerzeugung der entsprechenden Industrieunternehmen (DEHSt 2017a).

Aktuell können für die im Rahmen der CO₂-Bepreisung über den EU ETS überwältigten Kosten auf die Großhandelsstrompreise in Deutschland wie in Mittel- und Westeuropa folgende Kompensationen erfolgen:

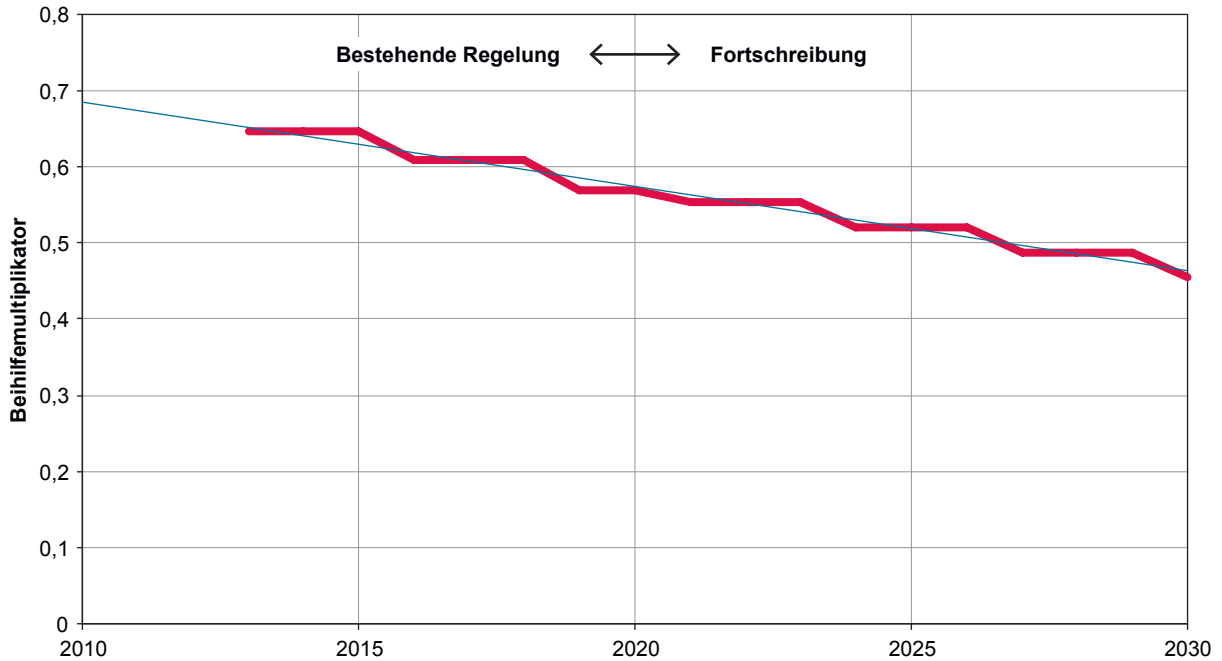
- » für die im Anhang II der Beihilferichtlinie abschließend definierten stromintensiven Sektoren
- » ein Emissionsfaktor von 0,76 t CO₂/MWh
- » ein Kompensationsvolumen von höchstens 80 % der Zusatzkosten (dieser Faktor geht bis 2020 auf 0,75 % zurück)
- » bezogen auf einen Höchstverbrauch entsprechend 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 CO₂-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 CO₂-Preis können die berechtigten Unternehmen eine Beihilfe von 0,52 €/MWh (2025) bzw. 0,455 €/MWh (2030) erhalten.

Dass auch die durch Einführung eines CO₂-Mindestpreises verursachten Strompreiseffekte mit hoher Sicherheit in den Geltungsbereich der Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten fallen, erklärt sich aus dem Referenzfall des britischen CO₂-Mindestpreises. Hier hat die Europäische Kommission die Anwendung der Kompensationsregelungen für die indirekten CO₂-Kosten auf den britischen CO₂-Mindestpreis (Carbon Price Support Mechanism) genehmigt (EC 2014), die auch entsprechend umgesetzt werden (DBEI 2017). Je näher sich die instrumentelle und rechtliche Umsetzung eines CO₂-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 CO₂-Emissionsminderungen.

Aber auch für die Szenarien mit Kombinationen aus politisch induzierten Stilllegungen und CO₂-Mindestpreisen ergeben sich im Jahr 2030 etwa 2 % niedrigere Stromkosten, verglichen mit den reinen Stilllegungsszenarien mit ähnlichen CO₂-Minderungseffekten.

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

	Effektiver CO ₂ -Preis €/t CO ₂	Börsen- strompreis	Kompensation indirekter CO ₂ -Kosten			Effektive Kosten
			EU ETS	Mindestpreis	gesamt	
		€/MWh				
Referenz	15	48	8	0	8	41
CO₂-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 CO₂-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 ₂ -Preis €/t CO ₂	Börsen- strompreis	Kompensation indirekter CO ₂ -Kosten			Effektive Kosten
			EU ETS	Mindestpreis	gesamt	
		€/MWh				
Referenz	15	42	7	0	7	35
CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Kosten müssten im Jahr 2025 Anteile von 15 bis 25 % der zusätzlichen Einnahmen aufgebracht werden, wobei diese Anteile mit steigendem CO₂-Mindestpreis zunehmen. Für das Jahr 2030 müssten bei gleicher Dynamik Anteile von 16 bis 27 % der zusätzlichen Einnahmen für die indirekte CO₂-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 CO₂-Mindestpreisen bei ähnlichen CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Preisen gestärkt wird, verringert sich gleichzeitig das notwendige Refinanzierungsvolumen über z. B. Kapazitätsmärkte. Unter Berücksichtigung dieser Wechselwirkungen wird die Einpreisung höherer CO₂-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 CO₂-Mindestpreis erhöhten Großhandelspreises auf die Letztverbraucher sowie eine entsprechende Vielfalt weiterer Kompensationsoptionen (Abbildung 5-2).⁵

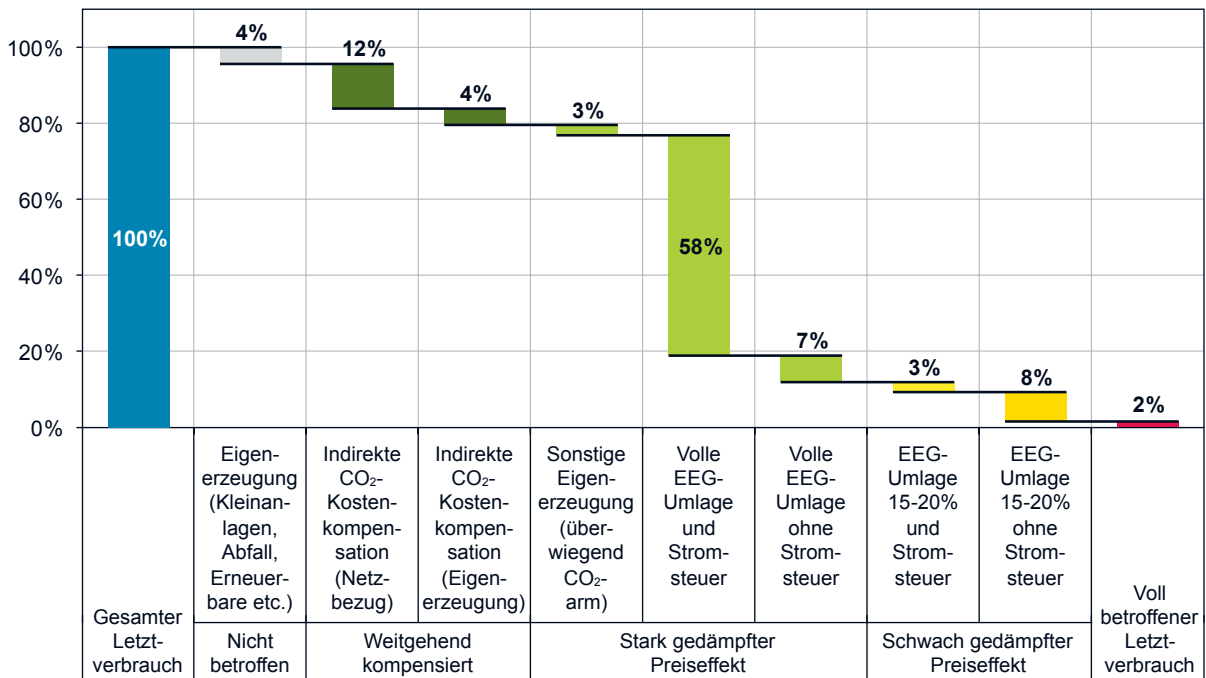
In einer Abschätzung die Perspektive 2020⁶ stellt sich im Einzelnen die Situation wie folgt dar:

- » Ein Anteil von etwa 4 % des gesamten Letztverbrauchs an Strom bleibt vom CO₂-Mindestpreis unberührt. Dies betrifft Eigenerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen, Kleinanlagen oder andere vom EU ETS bzw. dem CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Kosten.
- » Ein Letztverbrauchsanteil von etwa 3 % wird über industrielle Eigenerzeugungsanlagen bereitgestellt, die dem EU ETS bzw. dem CO₂-Mindestpreis unterliegen. Da es sich hier ganz überwiegend um sehr effiziente (KWK-) Anlagen auf der Basis wenig CO₂-intensiver Brennstoffe (v. a. Erdgas) handelt, sind die Effekte eines CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Kosten in Anspruch nehmen noch profitiert er von den Dämpfungseffekten der EEG-Umlage, ist also den Großhandelspreiseffekten einer CO₂-Bepreisung voll ausgesetzt. Für dieses Verbrauchssegment überwiegend industrieller Verbraucher fallen auch keine nennenswerten Stromsteuern an.

Die Übersicht verdeutlicht auch die unterschiedlichen Möglichkeiten für Ausgleichsmaßnahmen:

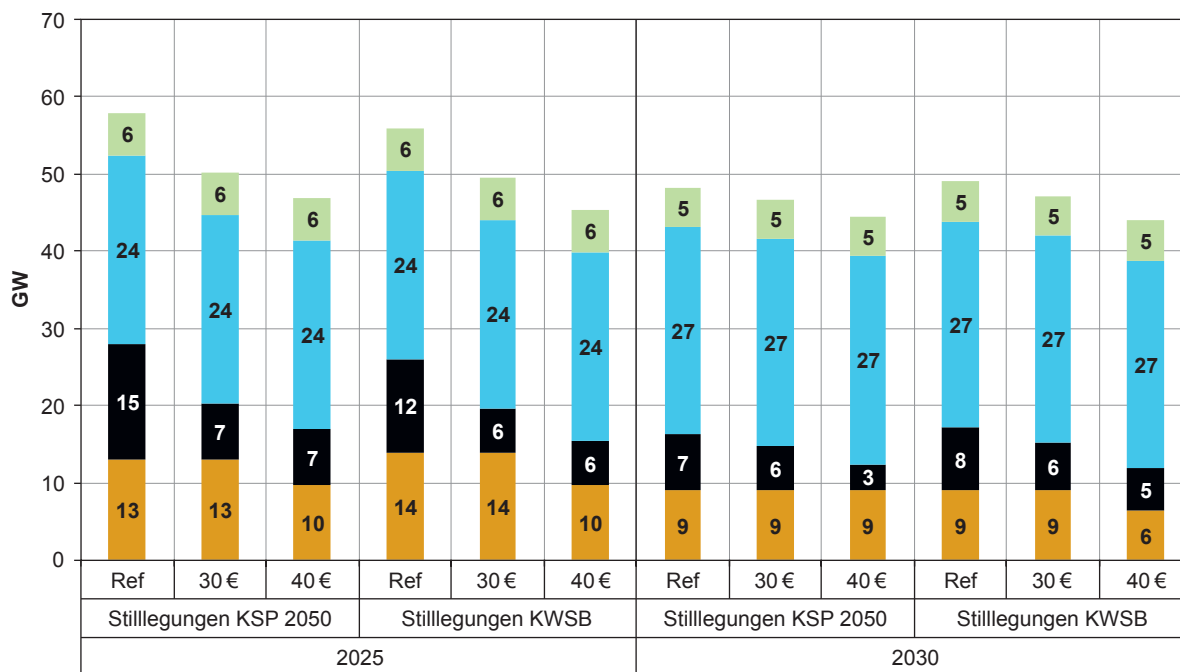
- » Bis zu einem Viertel des zusätzlichen Aufkommens würde für die Kompensation der indirekten CO₂-Kosten für die im internationalen Wettbewerb befindliche energieintensive Industrie eingesetzt werden, wenn die Regelungen des aktuellen Beihilferahmens unterstellt werden.
- » Ein weiterer Aufkommensanteil 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 CO₂-Mindestpreis von 30 €/t CO₂ könnte die EEG-Umlage für das Jahr 2030 mit einem Einsatz von 2,2 bis 2,7 Mrd. € aus den zusätzlichen Erlösen des CO₂-Mindestpreises unter den Rahmenbedingungen des Referenzszenarios für die Brennstoffpreise um etwa 22 bis 27 % reduziert werden. Für CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Mindestpreisen im CWE-Regionalmarkt zu bewerten.

Abbildung 6-1: Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung für CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Mindestpreis von 30 €/t CO₂ resultiert ein ähnlicher Rückgang um 51 % (auf ca. 7 GW). Für Steinkohlekraftwerke ergeben sich durch einen höheren CO₂-Mindestpreis von 40 €/t keine zusätzlichen Marktaustritte. Veränderungen der im Markt verbleibenden Braunkohlekraftwerkskapazitäten treten für den Zeithorizont 2025 erst für einen CO₂-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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂-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.

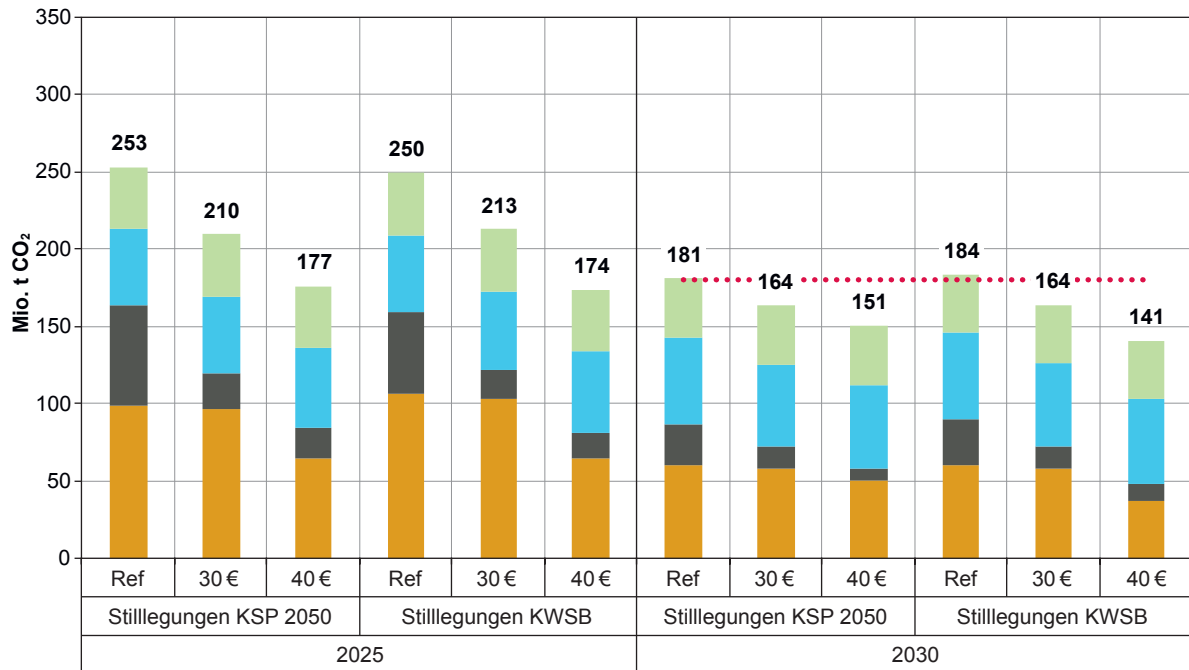
Die Kapazitäten der im Markt verbleibenden Braunkohlekraftwerke verändern sich durch die Kombination politisch induzierter Stilllegungstrajektorien mit Mindestpreisen für 2030 allenfalls für den höheren Fall von 40 €/t CO₂ und hier auch nur auf Basis der Stilllegungsvariante KWSB (von 9 GW um 28 % auf 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 CO₂-Mindestpreisen von 30 €/t nochmals erhebliche marktgetriebene Stilllegungen von Steinkohlekraftwerken. Die Kombination von Mindestpreisen in Höhe von 40 €/t CO₂ 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 CO₂-Mindestpreisen von 40 €/t.

Für das Szenariojahr 2030 ergibt sich bei CO₂-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 CO₂-Mindestpreisen von 40 €/t CO₂ ergeben sich im Jahr 2030 jedoch durch die CO₂-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 CO₂-Mindestpreises von 40 €/t mit dem Stilllegungspfad KWSB ein weiterer marktgetriebener Abbau der Braunkohlekraftwerkskapazitäten.

Abbildung 6-2:

CO₂-Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen für CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂). 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 CO₂-Minderemissionen von 2% gegenüber der Variante KWSB (181 ggü. 184 Mio. t CO₂) erklären sich fast ausschließlich über die um 9% niedrigeren Emissionen der Steinkohlekraftwerke.
- » In den Kombinationsszenarien mit politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen und CO₂-Mindestpreisen zeigt sich für das Jahr 2025 ein ähnlich komplexes Muster. Insgesamt werden die Emissionen durch die Kombination mit CO₂-Mindestpreisen von 30 €/t um etwa 15 bis 17% reduziert (Variante KWSB bzw. KSP 2050). Bei entsprechenden Kombinationen mit Mindestpreisen von

40 €/t CO₂ ergibt sich eine zusätzliche Emissionsminderung von 30 % (in beiden Stilllegungsvarianten). Für die verschiedenen Kraftwerkskohorten ergeben sich jedoch durchaus unterschiedliche Trends.

Bei einem CO₂-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 CO₂-Mindestpreis. Erst die Kombination mit einem Mindestpreis von 40 €/t CO₂ 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Preis bewirkten Auslastungseffekte (knapp 60 % der Emissionsminderungen für CO₂-Mindestpreise von 30 €/t bzw. etwa 70 % für Mindestpreise von 40 €/t CO₂).

- » Ein uneinheitlicheres Bild ergibt sich mit Blick auf die Modellierungsergebnisse für 2030. Die gesamten CO₂-Emissionen sinken hier durch die Ergänzung politisch induzierter Stilllegungen durch einen CO₂-Mindestpreis von 30 €/t CO₂ um etwa 10 % (für beide Stilllegungsvarianten). In der Stilllegungsvariante KWSB wird durch einen zusätzlichen Mindestpreis von 40 €/t CO₂ 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 CO₂-Mindestpreisen von 30 €/t CO₂ nur geringe zusätzliche Emissionsminderungen (ca. 4 % für beide Stilllegungsvarianten), die sich im Wesentlichen aus einer veränderten Auslastungssituation erklären. Bei CO₂-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 CO₂-Preises veränderten Anlageneinsatz.

Für die Steinkohlekraftwerke entstehen aus der Kombination von politisch induzierten Stilllegungen und CO₂-Mindestpreisen zusätzliche Emissionsminderungen, die für den Zeithorizont 2030 eine erhebliche Größenordnung erreichen. Bei Kombination mit einem CO₂-Mindestpreis von 30 €/t gehen die CO₂-Emissionen um 50 bzw. 45 % zurück (Variante KWSB bzw. KSP 2050). Bei einem Mindestpreis von 40 €/t CO₂ ergeben sich weitere Emissionsminderungen, die bei 65 bzw. 72 % liegen (Variante KWSB bzw. KSP 2050, jeweils gegenüber der Situation ohne Kombination mit dem CO₂-Mindestpreis). Der weitaus größte Teil dieser zusätzlichen Emissionsminderungen (zwei Drittel bis drei Viertel) entsteht aus dem über den höheren CO₂-Preis veränderten Anlageneinsatz.

In der Kombination von politisch induzierten Stilllegungen und CO₂-Mindestpreisen im Bereich von 30 €/t CO₂ 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 CO₂-Mindestpreis zum Tragen kommen kann. Bei CO₂-Preisen von 40 €/t kann es für den Zeithorizont 2030 auch zu zusätzlichen, durch den höheren CO₂-Preis getriebenen Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken kommen, die in Kombination mit der überwiegend sehr deutlichen Abdämpfung der in diesem Fall tendenziell steigenden CO₂-Emissionen aus den verbliebenen Braun- und Steinkohlekraftwerken zu erheblich sinkenden CO₂-Emissionsniveaus führen.

Im Vergleich zu dem aus dem Sektorziel für die Energiewirtschaft abgeleiteten Zielwert für die CO₂-Emissionen aus den deutschen Kraftwerken könnten die CO₂-Emissionen für den Zeithorizont 2030 nach den hier dargestellten Berechnungen durch Kombination von politisch induzierten Stilllegungen mit einem CO₂-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:

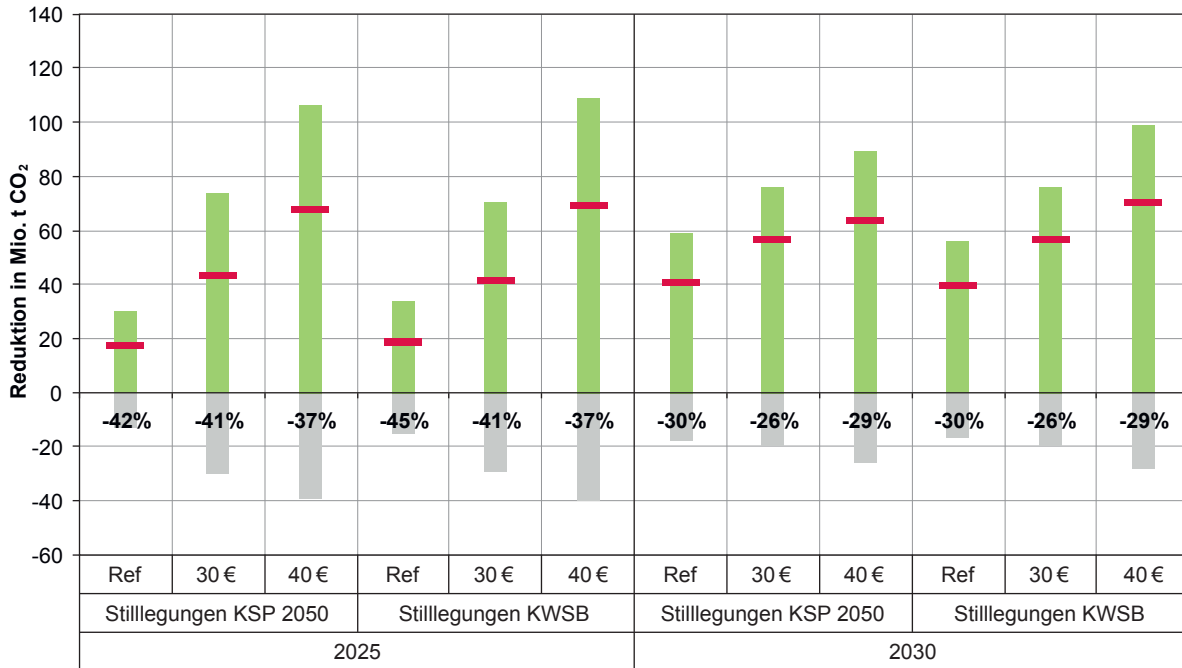
- » Die CO₂-Emissionsminderungen für die Kombinationsmodelle mit CO₂-Mindestpreisen fallen durchweg geringer aus. Es kommt vor allem in geringerem Ausmaß zu marktgetriebenen Anlagenstilllegungen und zu einer weniger wirksamen Veränderung des Anlageneinsatzes. Es kommt zu Differenzen bei den erzielten Emissionsminderungen von bis zu 55 Mio. t CO₂ im Jahr 2025 bzw. über 30 Mio. t CO₂ 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 CO₂-Preisen andererseits ergeben sich für das Jahr 2025 um 24 Mio. t CO₂ und für das Jahr 2030 um bis zu 15 Mio. t CO₂ 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:

CO₂-Emissionen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für CO₂-Mindestpreise in Kombination mit dem Stilllegungsszenario KSP 2050 und den Empfehlungen der KWSB, 2025 und 2030



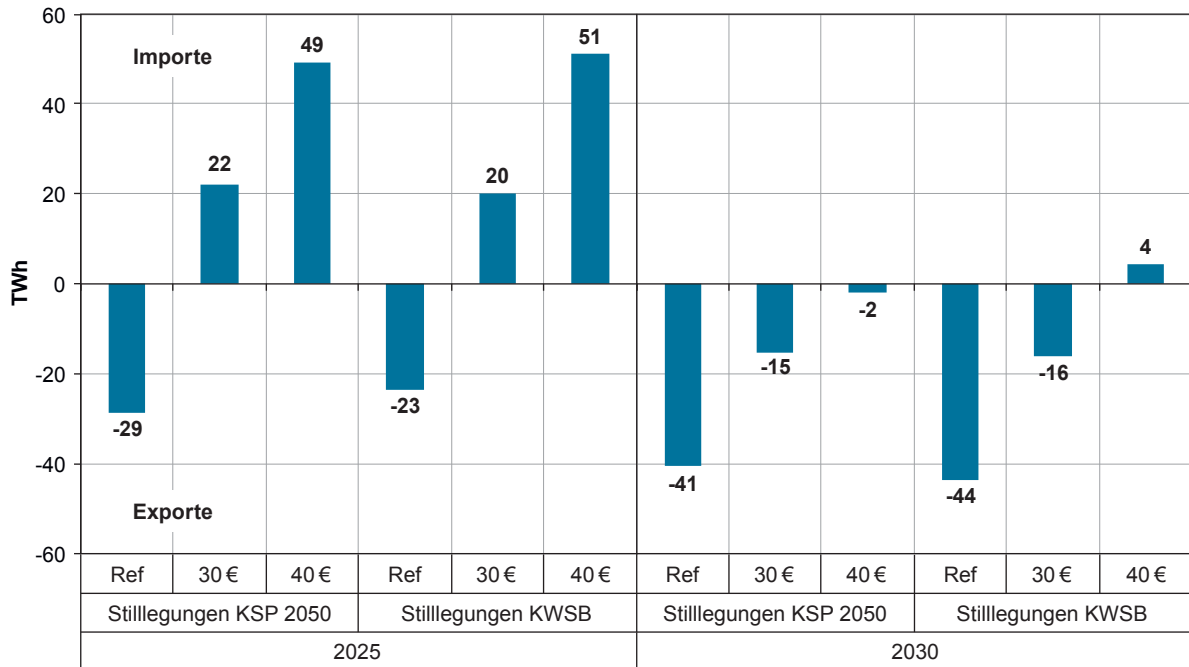
■ CO₂-Emissionen Deutschland
 ■ CO₂-Emissionen außerhalb Deutschlands
 — CO₂-Emissionen gesamt
 Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

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

- » Vor allem für den eher kurzfristigen Zeithorizont 2025 kann durch CO₂-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.

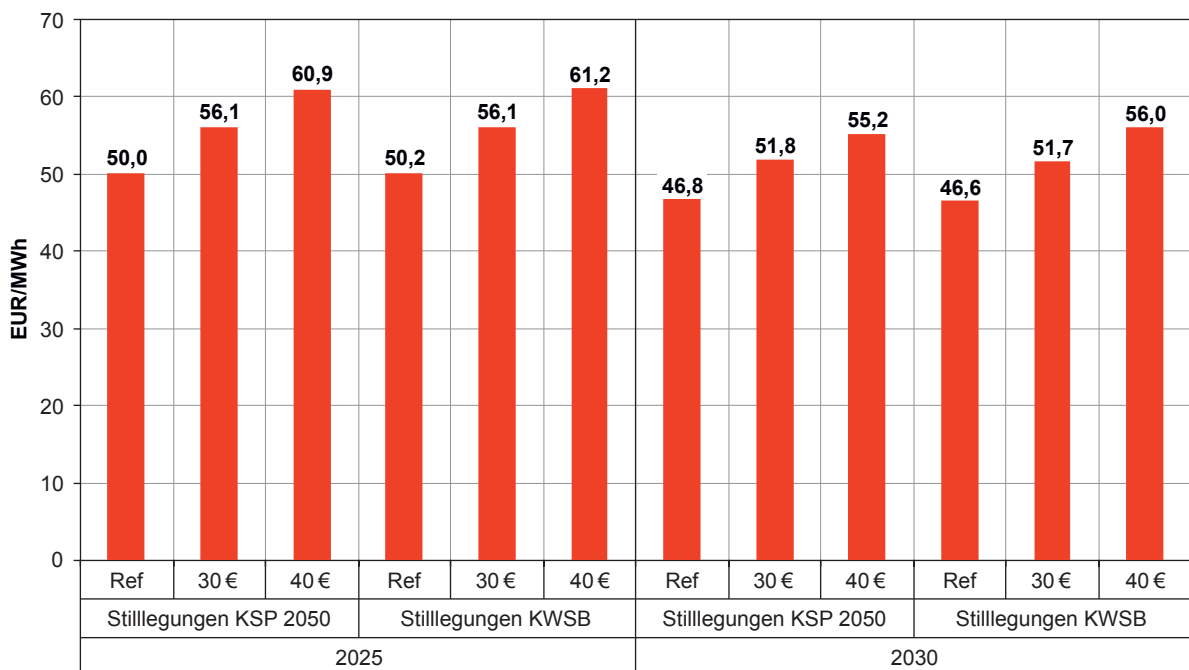
Schließlich sei darauf hingewiesen, dass sich im Vergleich der Stilllegungspfade KWSB und KSP 2050 und der entsprechenden Kombinationen mit CO₂-Mindestpreisen trotz teilweise erheblicher Unterschiede bei inländischer Kapazitäts- und Emissionsentwicklung keine signifikanten Änderungen in der Strom-Außenhandelsbilanz oder bei den Großhandelspreisen ergeben (Abbildung 6-4 bzw. Abbildung 6-5).

Abbildung 6-4: Strom-Import-Export-Saldo für CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 führen⁷). Würde eine solche Anpassung erfolgen, könnte auch langfristig kein „Wasserbetteffekt“ entstehen.

⁷ 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Mindestpreis in der Größenordnung der erwartbaren Knappheitspreise parametrisiert wird (und zu effektiven CO₂-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.

Synthese und Schlussfolgerungen

Ambitionierte Emissionsminderungen im Stromerzeugungssektor 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 CO₂-ärmerer Technologien verändert werden kann. Die letztgenannten Instrumente können im Wesentlichen auf drei Mechanismen abstellen:

- » CO₂-intensive Kraftwerke werden explizit stillgelegt;
- » es kommt zu einer Veränderung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die zu einer Stilllegung CO₂-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 CO₂-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 Instrumentierungsvarianten zum Abbau der CO₂-intensiven Verstromung interessante Einordnungen vermitteln:

- » die alleinige (politisch induzierte) Stilllegung von Kraftwerken;
- » die alleinige Einführung eines CO₂-Mindestpreises im CWE-Regionalmarkt;
- » die Kombination von politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen mit CO₂-Mindestpreisen.

Ein Vergleich der idealtypischen Varianten von CO₂-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 CO₂-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 CO₂. Für das Jahr 2030 wäre ein CO₂-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 CO₂-Mindestpreisen von um die 35 €/t CO₂ erreicht werden könnte.

- » Wenn sich jedoch das Energiemarktumfeld in Richtung ungünstigerer Verhältnisse für die Emissionsminderungen entwickelt, die nicht durch einen sehr responsiven CO₂-Bepreisungsmechanismus aufgefangen werden, können sich bei einer exklusiv auf CO₂-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 CO₂ liegen können.

Aus der näheren Betrachtung der unterschiedlichen Emissionsminderungseffekte ergeben sich unterschiedliche Emissionsminderungshebel für die verschiedenen CO₂-Preisniveaus:

- » Bei CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Preisniveaus erhöhen sich jedoch um 10 €/t CO₂ 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 (CO₂-Preise von deutlich über 30 €/t bereits in 2025) auftreten.

- » Die Veränderungen der Strom-Außenhandelsbilanz sind für den Fall reiner CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Bepreisungsstrategien, sind jedoch Aspekte der Versorgungssicherheit bzw. der Systemplanung zu berücksichtigen:

- » Auch reine CO₂-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 CO₂-Bepreisung führt jedoch zu einer veränderten Struktur der Kraftwerksstilllegungen, hier kommt es zu Verschiebungen von Braunkohle hin zu Steinkohlekraftwerken.

Diesen Vorteilen einer auf CO₂-Mindestpreise abstellenden Strategie steht damit der Nachteil gegenüber, dass ein fixer CO₂-Mindestpreis bei einem sich (stark) verändernden Energiemarktumfeld zu erheblichen Unsicherheiten bezüglich der CO₂-Emissionsminderungseffekte führen kann. In einer Situation fundamentaler Knappheit bei den CO₂-Zertifikaten würde der CO₂-Markt auf die entsprechenden Veränderungen des Energiemarktumfeldes reagieren. In einer solchen Situation bedürfte es dann auch aus der kurzfristigen Perspektive keines CO₂-Mindestpreises. Mit der ggf. ab 2030 zu erwartenden fundamentalen Knappheit im EU ETS würde der CO₂-Mindestpreis dann vor allem der Absicherung des Vertrauens auf der Investorensseite dienen, im Zeitraum vor dieser fundamentalen Knappheitssituation bliebe aber die mit der Fixierung eines CO₂-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 CO₂-Mindestpreises. Klimapolitische Vorteile eines CO₂-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 CO₂-armen Erdgasverstromung.

Mit dem Instrument eines CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Mindestpreises erweist sich als interessante Option zur Nachsteuerung einer zunächst auf politisch induzierte Kraftwerksstilllegungen abstellenden Handlungsstrategie. Umgekehrt gilt natürlich, dass ein CO₂-Mindestpreis Emissionsminderungslücken schließen kann, wenn sich die Kraftwerksstilllegungen nicht im geplanten Ausmaß umsetzen lassen.

Die Analysen zeigen jedoch auch, dass der Zusatznutzen eines CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Mindestpreis, der zusätzlich zu politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen eingeführt wird, die Emissionen auf ein Niveau von 150 Mio. t CO₂ 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 CO₂-Mindestpreis bei den vorgesehenen Zwischenüberprüfungen für den Kohle-Ausstiegspfad in den Jahren 2023 und 2026 ein besonderes Augenmerk.

Ein diesbezüglich zentraler Vorteil eines CO₂-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 CO₂-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:

» CO₂-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 CO₂-Mindestpreise von 30 bis 40 €/t CO₂).

- » 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 CO₂-Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen dominiert die CO₂-Bepreisung die Strompreiseffekte. Die Preisunterschiede zu den reinen CO₂-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 CO₂-Bepreisung im Strommarkt entstehenden Kosten über den Kompensationsmechanismus für indirekte CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Mindestpreise eine weitgehend kostenneutrale Situation, wenn sie sich für die Kompensation indirekter CO₂-Kosten qualifizieren. Mit einer Kombinationslösung aus politisch induzierten Kraftwerksstilllegungen und CO₂-Mindestpreisen könnte die weitgehende Kostenneutralität für die stromintensive Industrie selbst für den Fall beihilferechtlicher Unsicherheiten robust abgesichert werden.

Das erhebliche Einnahmenvolumen aus der zusätzlichen CO₂-Bepreisung im Rahmen eines CO₂-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 CO₂ ist diesbezüglich signifikant. Für die etwaige Kompensation von Strompreiseffekten existieren durch die Größenordnung der zusätzlichen Einnahmen aus dem CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Kosten zur Verfügung. Hierfür wäre bei Übertragung bzw. Fortsetzung der aktuellen Regelungen bis zu einem Viertel der zusätzlichen Einnahmen aus dem CO₂-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 CO₂-Mindestpreis als flankierendes Refinanzierungsinstrument für den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien entwickeln, da durch den CO₂-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 CO₂-Mindestpreisen ist auch zu berücksichtigen, dass höhere CO₂-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 CO₂-Mindestpreis erreichten Emissionsminderungen mit hoher Sicherheit zusätzlicher Natur sind.

Gleichzeitig bildet ein zielführend ausgestalteter CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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. Teilspektoren, 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 CO₂-Emissionen besteht (Beihilfen für indirekte CO₂-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, 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, zuletzt geprüft am 05.02.2018.
- DEHSt – Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (2016): Beihilfen für indirekte CO₂-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, zuletzt geprüft am 05.02.2018.
- DEHSt – Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (2017a): Beihilfen für indirekte CO₂-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, zuletzt geprüft am 05.02.2018.
- DEHSt – Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (2017b): Leitfaden zur Erstellung von Anträgen auf Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten (Strompreiskompensation). Berlin, März 2017. Online verfügbar unter 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, 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, 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, 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, zuletzt geprüft am 05.02.2018.
- Öko-Institut (2018): Dem Ziel verpflichtet. CO₂-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, 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 Emissionshandelssystem der Europäischen Union	13
Abbildung 3-1:	Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung	23
Abbildung 3-2:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke und Vergleich mit dem Sektorziel 2030	24
Abbildung 3-3:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen und Vergleich mit dem Sektorziel 2030	25
Abbildung 3-4:	Änderung der CO ₂ -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 ₂ -Mindestpreisen und bei politisch induzierten Stilllegungen, 2025 und 2030	28
Abbildung 3-6:	Börsenstrompreise bei CO ₂ -Mindestpreisen und bei politisch induzierten Stilllegungen, 2025 und 2030	29
Abbildung 4-1:	Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung für Kombinationen von CO ₂ -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen von Kohlekraftwerken, 2025	31
Abbildung 4-2:	Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung für Kombinationen von CO ₂ -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen von Kohlekraftwerken, 2030	31
Abbildung 4-3:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke und Emissionsminderungen gegenüber der Referenz für Kombinationen von CO ₂ -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025	33
Abbildung 4-4:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke und Emissionsminderungen gegenüber der Referenz für Kombinationen von CO ₂ -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2030	33
Abbildung 4-5:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025	35
Abbildung 4-6:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen für Kombinationen von Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2030	35
Abbildung 4-7:	CO ₂ -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 ₂ -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 ₂ -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 ₂ -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 ₂ -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025 und 2030	41
Abbildung 4-12:	Strom-Import-Export-Saldo für Kombinationen von CO ₂ -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen im Hochpreisszenario, 2025 und 2030	41
Abbildung 4-13:	Börsenstrompreise für Kombinationen von CO ₂ -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2025	43
Abbildung 4-14:	Börsenstrompreise für Kombinationen von CO ₂ -Mindestpreisen und politisch induzierten Stilllegungen, 2030	43
Abbildung 5-1:	Entwicklung des Beihilfe-Multiplikators für die Kompensation indirekter CO ₂ -Kosten in Mittel- und Westeuropa, 2013–2030	49
Abbildung 5-2:	Auswirkungen durch CO ₂ -Preise erhöhter Großhandelspreise auf die Letztverbraucher, 2020	53
Abbildung 6-1:	Installierte Leistungen der Kraftwerke nach modellendogener Stilllegung für CO ₂ -Mindestpreise in Kombination mit dem Stilllegungsszenario KSP 2050 und den Empfehlungen der KWSB, 2025 und 2030	55
Abbildung 6-2:	CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke differenziert nach Brennstoffen für CO ₂ -Mindestpreise in Kombination mit dem Stilllegungsszenario KSP 2050 und den Empfehlungen der KWSB, 2025 und 2030	57
Abbildung 6-3:	CO ₂ -Emissionen ggü. Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo für CO ₂ -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 ₂ -Mindestpreise in Kombination mit dem Stilllegungsszenario KSP 2050 und den Empfehlungen der KWSB, 2025 und 2030	61
Abbildung 6-5:	Börsenstrompreise für CO ₂ -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 ₂ -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 ₂ -Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2025	78
Tabelle A1-2:	Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit Referenz-Brennstoffpreisen für reine CO ₂ -Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2030	79
Tabelle A1-3:	Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit Referenz-Brennstoffpreisen für Kombinationen aus CO ₂ -Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2025 und 2030	80
Tabelle A1-4:	Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit hohen Brennstoffpreisen für reine CO ₂ -Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2025 und 2030	81
Tabelle A1-5:	Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit hohen Brennstoffpreisen für Kombinationen aus CO ₂ -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 ₂ -Mindestpreisen, 2025 und 2030	83
Tabelle A1-7:	Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit hohen Brennstoffpreisen für die Empfehlungen der KWSB und Kombinationen mit CO ₂ -Mindestpreisen, 2025 und 2030	84

Anhang 1:

Detaillierte Ergebnisse der Modellierungen

Tabelle A1-1: Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit Referenz-Brennstoffpreisen für reine CO₂-Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2025

	2025							
	Ref	20 €	25 €	30 €	35 €	40 €	KSP 2050	Early Action
Erzeugungsleistung	GW (netto)							
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
Summe	182	180	179	175	168	168	178	167
<i>davon gesicherte Leistung</i>	84	81	81	76	69	69	79	69
Stromaufkommen	TWh (netto)							
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
Summe Erzeugung	605	588	577	550	511	505	583	543
<i>davon regenerativ</i>	305	305	305	305	305	305	305	305
Nettostromimporte	-50	-33	-22	5	44	49	-29	12
CO₂-Emissionen Deutschland	Mio. t CO₂							
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
Summe	283	269	260	233	181	176	253	201
CO₂-Emissionen Europa (ohne DE)	Mio. t CO₂							
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
Summe	645	650	655	667	683	684	658	678

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

Tabelle A1-2:

Übersicht zu den Modellierungsergebnissen mit Referenz-Brennstoffpreisen für reine CO₂-Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2030

	2030							
	Ref	20 €	25 €	30 €	35 €	40 €	KSP 2050	Early Action
Erzeugungseistung	GW (netto)							
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
Summe	228	223	222	218	215	215	215	212
<i>davon gesicherte Leistung</i>	81	76	75	71	68	68	68	65
Stromaufkommen	TWh (netto)							
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
Summe Erzeugung	639	623	609	583	567	561	600	589
<i>davon regenerativ</i>	383	383	383	383	383	383	383	383
Nettostromimporte	-80	-64	-49	-25	-8	-3	-41	-30
CO₂-Emissionen Deutschland	Mio. t CO₂							
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
Summe	240	231	215	182	162	156	181	164
CO₂-Emissionen Europa (ohne DE)	Mio. t CO₂							
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
Summe	589	588	594	604	611	614	607	611

* 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 CO₂-Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2025 und 2030

	2025				2030			
	KSP 2050		Early Action		KSP 2050		Early Action	
	30 €	40 €	30 €	40 €	30 €	40 €	30 €	40 €
Erzeugungsleistung	GW (netto)							
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
Summe	170	167	167	163	213	211	212	208
<i>davon gesicherte Leistung</i>	72	68	68	65	66	64	65	61
Stromaufkommen	TWh (netto)							
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
Summe Erzeugung	533	506	522	503	574	560	565	550
<i>davon regenerativ</i>	305	305	305	305	383	383	383	383
Nettostromimporte	22	49	33	52	-15	-2	-7	8
CO₂-Emissionen Deutschland	Mio. t CO₂							
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
Summe	210	177	187	169	164	151	149	135
CO₂-Emissionen Europa (ohne DE)	Mio. t CO₂							
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
Summe	675	684	680	685	608	614	612	618

* 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 CO₂-Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2025 und 2030

	2025					2030				
	Ref	30 €	40 €	KSP 2050	Early Action	Ref	30 €	40 €	KSP 2050	Early Action
Erzeugungsleistung	GW (netto)									
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
Summe	186	182	178	178	167	230	227	224	215	212
<i>davon gesicherte Leistung</i>	88	83	80	79	69	83	80	77	68	65
Stromaufkommen	TWh (netto)									
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
Summe Erzeugung	617	586	562	583	543	650	630	611	603	592
<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
CO₂-Emissionen Deutschland	Mio. t CO₂									
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
Summe	297	274	246	254	201	256	238	217	184	167
CO₂-Emissionen Europa (ohne DE)	Mio. t CO₂									
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
Summe	657	675	686	676	696	598	607	610	619	623

* 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 CO₂-Mindestpreis- und Stilllegungsszenarien, 2025 und 2030

	2025				2030			
	KSP 2050		Early Action		KSP 2050		Early Action	
	30 €	40 €	30 €	40 €	30 €	40 €	30 €	40 €
Erzeugungsleistung	GW (netto)							
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
Summe	178	176	167	167	215	215	212	212
<i>davon gesicherte Leistung</i>	79	78	69	69	68	68	65	65
Stromaufkommen	TWh (netto)							
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
Summe Erzeugung	567	554	531	524	586	583	576	573
<i>davon regenerativ</i>	305	305	305	305	383	383	383	383
Nettostromimporte	-11	1	25	31	-27	-23	-16	-14
CO₂-Emissionen Deutschland	Mio. t CO₂							
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
Summe	243	230	195	190	175	172	158	156
CO₂-Emissionen Europa (ohne DE)	Mio. t CO₂							
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
Summe	685	689	701	701	625	621	629	625

* 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 CO₂-Mindestpreisen, 2025 und 2030

	Stilllegungen KWSB					
	2025			2030		
	Ref	30 €	40 €	Ref	30 €	40 €
Erzeugungsleistung	GW (netto)					
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
Summe	176	169	165	216	214	211
<i>davon gesicherte Leistung</i>	77	71	67	69	67	64
Stromaufkommen	TWh (netto)					
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
Summe Erzeugung	578	535	503	603	575	554
<i>davon regenerativ</i>	305	305	305	383	383	383
Nettostromimporte	-23	20	51	-44	-16	4
CO₂-Emissionen Deutschland	Mio. t CO₂					
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
Summe	250	213	174	184	164	141
CO₂-Emissionen Europa (ohne DE)	Mio. t CO₂					
Braunkohle	245	245	245	232	232	232
Steinkohle	231	227	226	173	161	163
Erdgas	185	202	214	201	215	221
Summe	660	674	685	605	608	617

* 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 CO₂-Mindestpreisen, 2025 und 2030

	Stilllegungen KWSB					
	2025			2030		
	Ref	30 €	40 €	Ref	30 €	40 €
Erzeugungsleistung	GW (netto)					
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
Summe	176	176	176	216	216	216
<i>davon gesicherte Leistung</i>	77	77	77	69	69	69
Stromaufkommen	TWh (netto)					
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
Summe Erzeugung	577	563	552	606	589	584
<i>davon regenerativ</i>	305	305	305	382	383	383
Nettostromimporte	-21	-7	3	-46	-30	-25
CO₂-Emissionen Deutschland	Mio. t CO₂					
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
Summe	250	240	230	187	178	174
CO₂-Emissionen Europa (ohne DE)	Mio. t CO₂					
Braunkohle	245	245	245	232	232	232
Steinkohle	260	264	263	193	194	186
Erdgas	175	178	181	193	197	202
Summe	679	686	690	617	624	621

* 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.

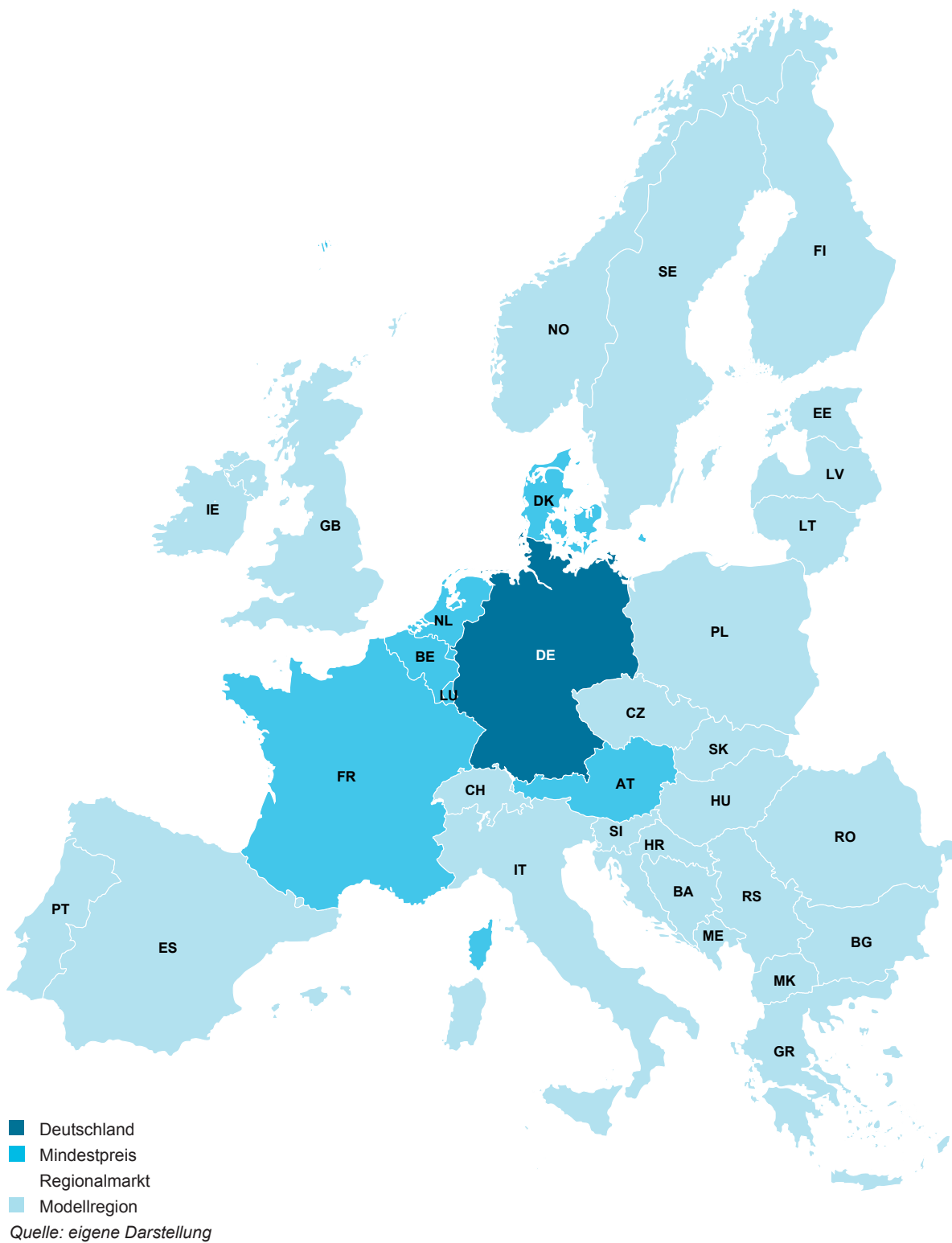
Biomassekraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, werden als Technologieaggregate, als Teil des thermischen Kraftwerksparks abgebildet. Für die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energietechnologien Laufwasser, Wind offshore, Wind onshore und Fotovoltaik wird das maximal zur Verfügung stehende 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 Strommarktmodells PowerFlex Europe



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 | info@wwf.de

WWF Deutschland

Reinhardtstraße 18
10117 Berlin · Germany

Tel.: 030 311 777 700

Fax: 030 311 777 888

info@wwf.de · wwf.de