

## Die deutsche Kohle-Verstromung bis 2030

Eine modellgestützte Analyse der Empfehlungen  
der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und  
Beschäftigung“

Berlin, 12. März 2019

Dr. Felix Chr. Matthes  
Hauke Hermann  
Charlotte Loreck  
Dr. Roman Mendelevitch  
Vanessa Cook (Übersetzung)

### **Öko-Institut e.V.**

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

**Geschäftsstelle Freiburg**  
Postfach 17 71  
79017 Freiburg

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

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

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)  
[www.oeko.de](http://www.oeko.de)



## Zusammenfassung

Am 26. Januar 2019 legte die von der Bundesregierung eingesetzte Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (die sog. „Kohlekommission“) ihren Abschlussbericht mit einem Bündel von Empfehlungen für die Bereiche Regionalwirtschaft, Arbeitsmarkt- sowie Energie- und Klimaschutzpolitik vor. Den zentralen Hintergrund für die Einsetzung der Kohlekommission und deren Empfehlungen bildet das Erreichen der klimapolitischen Ziele, die mit dem Klimaschutzplan 2050 für den Sektor Energiewirtschaft gesetzt wurden. Um diese Ziele einzuhalten, hat die Kohlekommission einen Plan zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung, einschließlich eines Abschlussdatums empfohlen.

Das Öko-Institut hat die Empfehlungen der Kohlekommission mit einem integrierten Fundamentalmodell für den europäischen Strommarkt analysiert. Die durchgeführten Berechnungen zeigen, dass die Umsetzung zu folgenden Minderungen der Treibhausgasemissionen des Stromsektors in Deutschland führt:

- Werden erste von der Kohlekommission empfohlene Schritte in den Jahren bis 2022 umgesetzt, liegen die Emissionen der gesamten deutschen Stromerzeugung im Jahr 2023 bei 256 Millionen Tonnen Kohlendioxid (Mio. t CO<sub>2</sub>). Im Vergleich zu 1990 entspricht dies einer Emissionsminderung von 44%.
- Für das Jahr 2025 ergibt sich nach weiteren Maßnahmen ein Emissionsniveau von 226 Mio. t CO<sub>2</sub>, dies entspricht einer Emissionsminderung von rund 50% im Vergleich zu 1990.
- Für das Jahr 2030 ergeben sich je nach Entwicklung des Energiemarktumfeldes Emissionsniveaus von 169 bis 182 Mio. t CO<sub>2</sub> und damit Emissionsminderungen von 60 bis 63% gegenüber 1990.
- Damit kann durch die Umsetzung der Empfehlungen der Kohlekommission das Sektorziel für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 sicher erreicht werden.
- Es muss explizit darauf hingewiesen werden, dass diese Emissionsminderungsbeiträge im Bereich der Braunkohle-Verstromung nur dann einen vollumfänglichen Beitrag für die Erreichung der deutschen Klimaschutzziele leisten können, wenn die im Bereich der Braunkohle-Kraftwerke ausfallenden Braunkohle-Nachfrage nicht in andere Sektoren umgelenkt wird (z.B. über einen Anstieg der Vermarktung von Braunkohlenprodukten in diversen Industriebereichen).

Die Stilllegung von Kohle-Kraftwerken in Deutschland führt auch zur teilweisen Übernahme der ausfallenden Produktionsmengen durch Kraftwerke im Ausland (sog. europäischer Rebound-Effekt<sup>1</sup>) und zu einer Veränderung der Strom-Außenhandels-Bilanz:

- Für alle Zeithorizonte ergibt sich auch jenseits der Bilanzgrenzen Deutschlands bzw. bei einer gesamteuropäischen Betrachtung eine klimapolitisch positive Bi-

---

<sup>1</sup> Die entsprechenden Rebound-Effekte im Inland sind in den o.g. Emissionsminderungseffekten bereits enthalten.

lanz. Der europäische Rebound-Effekt liegt für das Jahr 2023 bei knapp 38%, für das Jahr 2025 bei 31% sowie für 2030 bei 27 bis 32%, die entsprechende Zunahme der Emissionen durch die Stromerzeugung außerhalb Deutschlands liegt bei 11 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2023, 9 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2025 sowie in der Bandbreite von 13 bis 17 Mio. t CO<sub>2</sub> für das Jahr 2030.

- Für das Jahr 2023 ergibt sich durch die Außerbetriebnahme von Kohle-Kraftwerken in Deutschland im Zusammenspiel mit der Außerbetriebnahme erheblicher Kernkraftwerks-Kapazitäten und dem stetigen Aufwuchs der regenerativen Stromerzeugung der Umschwung eines leichten Strom-Export-Saldos in einen leichten Strom-Import-Saldo von knapp 20 Milliarden Kilowattstunden (Terawattstunden, TWh). Der Strom-Import-Saldo schwächt sich bis 2025 wieder deutlich ab (ca. 10 TWh) und schwingt bis 2030 wieder in einen leichten Strom-Export-Saldo (11 bis 25 TWh) um. Sowohl die Strom-Import- wie auch die Strom-Export-Salden bewegen sich jedoch im Bereich von wenigen Prozent des deutschen Stromaufkommens. Die in den letzten Jahren erreichten, hohen Beträge von bis zu 55 TWh bzw. fast 9% werden in keinem Fall wieder erreicht.

Darüber hinaus führen die von der Kohlekommission vorgeschlagenen Kraftwerksstillegungen zu einem leichten Anstieg der Strompreise am Großhandelsmarkt. Die vorliegende Modellierung zeigt jedoch klar, dass dieser Anstieg begrenzt ist und in hohem Maße vom Umfeld der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise abhängig ist. Bei den hier verwendeten Brennstoffpreisen auf Basis der aktuellen Future-Kontrakte an der Energiebörse (die im Vergleich zu anderen Analysen die Erwartung eher niedriger Erdgaspreise widerspiegeln) beträgt der Strompreisanstieg nur 0,1 bis 0,2 Euro-Cent je Kilowattstunde (ct/kWh).

## Summary

On 26 January 2019, the Commission on Growth, Structural Change and Employment appointed by the German government (hereafter the “Coal Commission”) published its final report. This report includes a series of recommendations for the regional economy, the labour market and energy and climate policy. The main reason for establishing the Coal Commission and its recommendations is the climate targets for the energy sector laid down in the German government’s Climate Action Plan 2050. In order to meet these targets, the Coal Commission has put forward a plan for the gradual reduction and phase-out of coal-fired power generation, including an end date.

Öko-Institut e.V. (Institute for Applied Ecology) has analyzed the Coal Commission’s recommendations using an integrated fundamental model for the European electricity market. The calculations show that the implementation of these recommendations brings about the following reductions in greenhouse gas emissions from Germany’s electricity sector:

- If the first steps recommended by the Coal Commission are implemented by 2022, the CO<sub>2</sub> emissions of total German electricity generation amount to 256 million tonnes in 2023. Compared to 1990, this corresponds to an emission reduction of 44%.
- Further measures reduce emissions to 226 million tonnes by 2025, which corresponds to an emission reduction of approx. 50% compared to 1990.
- Depending on developments in the energy market environment, CO<sub>2</sub> emissions are reduced to 169 to 182 million tonnes in 2030, which corresponds to a 60% to 63% reduction compared to 1990.
- Thus, by implementing the recommendations of the Coal Commission, the sector target for the energy industry can be safely achieved by 2030.
- It should be pointed out that these contributions to emission reductions in lignite-fired power generation can only make a full contribution to achieving Germany’s climate targets if the lignite demand cancelled during the coal phase-out in electricity generation is not diverted to other sectors (e.g. by increasing the sale of lignite products in various industrial segments).

The shutdown of coal-fired power stations in Germany also leads to power plants abroad in part carrying out additional electricity generation (the European rebound effect<sup>2</sup>). This results in a change in the balance of electricity imports and exports:

- Also from an overall European perspective there is a positive balance in climate policy terms for all time horizons. The European rebound effect is approx. 38% for 2023, 31% for 2025 and between 27% and 32% for 2030; the

---

<sup>2</sup> The corresponding domestic rebound effects are included in the emission reduction effects mentioned above.

corresponding increase in CO<sub>2</sub> emissions from electricity generation outside of Germany is 11 million tonnes in 2023, 9 million tonnes in 2025 and 13 to 17 million tonnes in 2030.

- For 2023, the shutdown of coal-fired power plants in Germany in interaction with the shutdown of substantial nuclear power plant capacities and the steady growth of renewable power generation results in a shift from net electricity exports to the opposite: net electricity imports slightly exceed exports by approx. 20 billion kilowatt hours (terawatt hours, TWh). By 2025 net electricity imports decrease significantly (to approx. 10 TWh). By 2030 net electricity exports slightly exceed imports again (by 11 to 25 TWh). Both electricity imports and exports represent, however, only a few percent of Germany's total electricity generation. The high shares of 55 TWh or approx. 9% that were achieved in recent years will not be reached again.

The power plant shutdowns proposed by the Coal Commission lead to a slight increase in electricity prices on the wholesale market. The modelling conducted by Öko-Institut clearly shows, however, that this price increase is limited and depends strongly on the fuel and CO<sub>2</sub> price environment. Applying the fuel prices used in the modelling, which are based on current futures contracts on the energy exchange (and reflect the expectation of low natural gas prices), the increase in wholesale electricity prices amounts to only 0.1 to 0.2 euro cent per kilowatt hour (ct/kWh).

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>8</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>9</b>
<b>1. Einleitung und Hintergrund</b>	<b>11</b>
<b>2. Szenariendefinition</b>	<b>13</b>
<b>2.1. Szenarienkonzept</b>	<b>13</b>
<b>2.2. Referenz-Szenario und Szenario Kohle-Kommissions</b>	<b>14</b>
2.2.1. Konventionelle Kraftwerkskapazitäten	14
2.2.2. Ausbau Erneuerbarer Energien und Stromnachfrage	16
2.2.3. Europäischer Kraftwerkspark	17
2.2.4. Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preise	18
<b>3. Ergebnisse der Modellierung der von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vorgesehen Maßnahmen</b>	<b>20</b>
<b>3.1. Stromerzeugung in Deutschland und Import-Export-Saldo</b>	<b>20</b>
<b>3.2. CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland und im europäischen Ausland</b>	<b>23</b>
3.2.1. CO <sub>2</sub> -Emissionen in Deutschland	23
3.2.2. CO <sub>2</sub> -Emissionen in Europa und Nettoemissionseffekt	25
<b>3.3. Börsenstrompreise</b>	<b>27</b>
<b>4. Synthese und Schlussfolgerungen</b>	<b>29</b>
<b>5. Referenzen</b>	<b>31</b>
<b>5.1. Literatur</b>	<b>31</b>
<b>5.2. Daten</b>	<b>32</b>
<b>Anhang 1: Detaillierte Ergebnisse der Modellierungen und zentrale Annahmen zu Kraftwerkskapazitäten und erneuerbarer Stromerzeugung im europäischen Ausland</b>	<b>33</b>
<b>Anhang 2: Modellbeschreibung</b>	<b>35</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Installierte Netto-Leistungen der fossilen Kraftwerke im Referenz-Szenario und im Szenario Kohle-Kommission, 2017-2030	14
Abbildung 2-2:	Installierte Netto-Leistungen der Kohlekraftwerke nach Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, 2017-2038	15
Abbildung 2-3:	Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks (ohne Deutschland), 2017-2030	17
Abbildung 2-4:	Entwicklung der Brennstoffpreise (frei Kraftwerk) für Erdgas- und Steinkohlekraftwerke sowie der Preise für CO <sub>2</sub> -Emissionsberechtigungen (inkl. Sensitivitäten), 2017-2030	19
Abbildung 3-1:	Nettostromerzeugung fossiler Kraftwerke in Deutschland, 2017-2030	21
Abbildung 3-2:	Import-Export-Saldo für Deutschland, 2017-2030	22
Abbildung 3-3:	CO <sub>2</sub> -Emissionen der Kraftwerke, Emissionsminderungen ggü. der Referenz und Korridor für das Sektorziel, 2017-2030	23
Abbildung 3-4:	CO <sub>2</sub> -Emissionen der Kraftwerke in Deutschland differenziert nach Brennstoffen, 2017-2030	24
Abbildung 3-5:	Änderung der CO <sub>2</sub> -Emissionen ggü. der Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo, 2023-2030	26
Abbildung 3-6:	Entwicklung der Börsenstrompreise, 2017-2030	27



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Annahmen zu Bruttostromverbrauch (Referenz-Szenario) und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, 2017-2030	16
Tabelle A1- 1:	Annahmen und Ergebnisse für das Referenz-Szenario, 2017-2030	33
Tabelle A1- 2:	Annahmen und Ergebnisse für das Szenario Kohle-Kommission, 2017-2030	34



## 1. Einleitung und Hintergrund

Am 26.01.2019 legte die von der Bundesregierung eingesetzte Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (im weiteren Kohlekommission) ihren Abschlussbericht vor. Die von der Bundesregierung mit Beschluss vom 6. Juni 2018 (KWSB 2019) eingesetzte Kommission hatte die Aufgabe, neben der Schaffung von Perspektiven für zukunftssichere Arbeitsplätze in den betroffenen Regionen und der Entwicklung eines Instrumentenmixes, der wirtschaftliche Entwicklung, Strukturwandel, und Sozialverträglichkeit abwägt, vor allem auch Maßnahmen zur Erreichung der für 2020 und 2030 gesteckten Klimaziele zu erarbeiten. Hierfür sollten insbesondere die Erreichung des im Klimaschutzplan 2050 festgelegten Sektorziels für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 (BMUB 2016) und der Beitrag der Energiewirtschaft zur Schließung der Lücke zum 40%-Emissionsminderungsziels mit Maßnahmen hinterlegt werden. Darüber hinaus sollte ein Plan zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung, einschließlich eines Abschlussdatums vorgelegt werden.

Nach insgesamt 10 Sitzungen legt die Kommission nun einen umfassenden Bericht vor (KWSB 2019), der die geforderten Maßnahmen und die damit verbundenen Emissionsreduktionen darlegt:

- Bis zum Jahr 2022 sollen die Braun- und Steinkohle-Kraftwerkskapazitäten auf jeweils 15 Gigawatt (GW) zurückgeführt werden.
- Bis zum Jahr 2030 sollen die Kraftwerkskapazitäten für Braunkohle auf 9 GW und für Steinkohle auf 8 GW reduziert werden.
- Im Zeitraum 2023 bis 2030 sollen die Emissionen der Kohle-Kraftwerke und damit das Niveau der Kohle-Verstromung möglichst stetig verringert werden.
- Bis spätestens 2038 soll die Stromerzeugung aus Kohle in Deutschland komplett beendet werden. Im Jahr 2032 soll überprüft werden, ob das Enddatum der Kohle-Verstromung auf 2035 vorgezogen werden kann.

Die von der Kohle-Kommission ausgesprochenen Empfehlungen betreffen jenseits des Ausstiegspfadens und des Enddatums für die Kohleverstromung in Deutschland eine Vielzahl von rechtlichen Maßnahmen (vgl. Matthes 2019).

In der hier vorgelegten Untersuchung werden die Empfehlungen der Kommission modellgestützt analysiert. Diese Modellrechnungen werden im vorliegenden Bericht dokumentiert:

- Die Bandbreite der zu analysierenden Szenarien wird im Kapitel 2 definiert, ebenso wie die Spezifikation der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisannahmen und weitere Modellparametrisierungen.
- Die Ergebnisse sind im Kapitel 3 dokumentiert. Durchgeführt wurden die numerischen Analysen mithilfe eines Fundamentalmodells für den europäischen Strommarkt, das den Kraftwerkseinsatz und den grenzüberschreitenden Stromaustausch abbildet. Der Ergebnisvergleich bezieht sich auf die CO<sub>2</sub>-Emissionsniveaus in Deutschland und in den anderen Teilen Europas, die

Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten, die Strom-Außenhandelsbilanz sowie die Börsenpreise für Strom.

- Abschließend werden zentrale Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen der Analysen gezogen (Kapitel 4).

Der Anhang enthält die komplette Dokumentation der Ergebnisse der Modellierung und eine Beschreibung des verwendeten Modellinstrumentariums.

## 2. Szenariendefinition

### 2.1. Szenarienkonzept

Das Szenarienkonzept beruht für die im Folgenden dargestellten Analysen auf dem Vergleich eines Referenz-Szenarios mit einem Szenario, welches die von der Kohlekommission vorgesehenen Maßnahmen beinhaltet. Es werden jeweils die Stützjahre 2023, 2025 und 2030 modelliert und miteinander verglichen. Auf Grund des entscheidenden Einflusses von Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen wurde für das Stützjahr 2030 eine Sensitivitätsrechnung für die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise durchgeführt.

Zusammenfassend ergibt sich für die Analyse der Kommissionsempfehlungen das folgende Szenarienkonzept:

1. Referenz-Szenario

Die Referenzentwicklung beschreibt ein Szenario mit Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft, angekündigten Stilllegungsanzeigen und bekannten Kraftwerks-Ersatzprojekten im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bis 2023. Für das Jahr 2030 ergeben sich installierte Kapazitäten von jeweils rund 16 GW für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke.

2. Szenario Kohle-Kommission

Im Szenario Kohle-Kommission beträgt die in 2023 installierte Leistung an Braunkohle und Steinkohle jeweils 15 GW. Im Jahr 2030 beträgt die im Markt verbleibende installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke noch 9 GW, für Steinkohle verbleibt noch eine Kapazität von 8 GW am Markt. Für das Jahr 2025 werden die weniger präzise formulierten Vorgaben der Kommission (stetiger Abbau der Kohleverstromung, substanzieller Beitrag der Braunkohle bis 2025 mit einem Emissionsminderungseffekt von 10 Mio. t CO<sub>2</sub>) so interpretiert, dass im Jahr 2025 noch knapp 14 GW Braun- und ca. 12 GW Steinkohlekraftwerke im Markt betrieben werden.

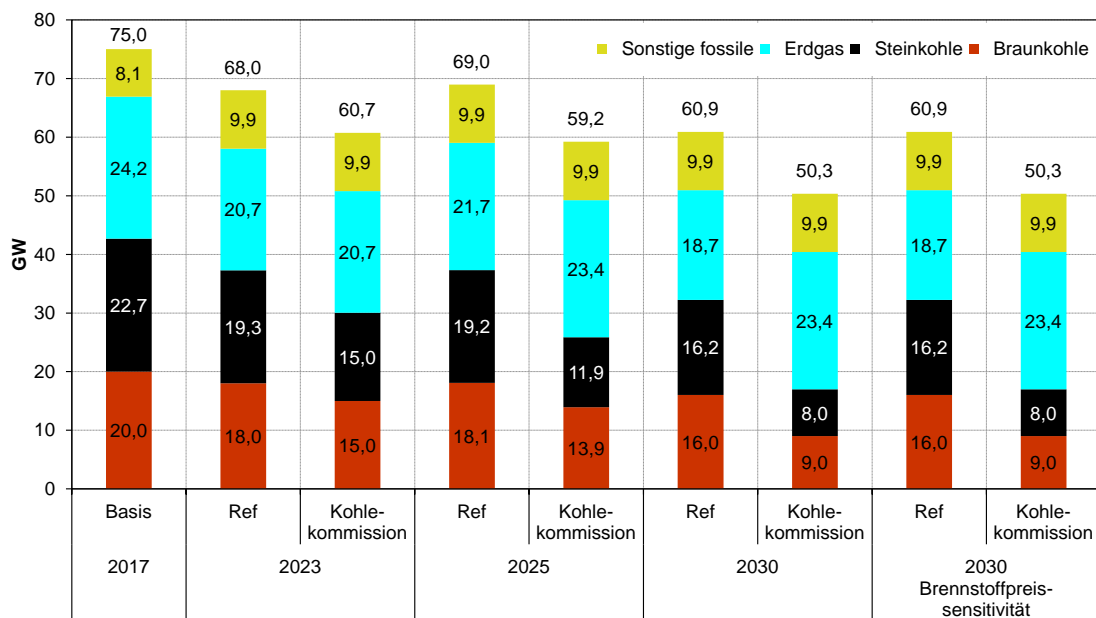
Im folgenden Kapitel 3 werden die zwischen dem Referenz-Szenario und dem Szenario Kohle-Kommission beobachteten Änderungen hinsichtlich der Stromerzeugung in Deutschland und des Import-Export-Saldos (Abschnitt 3.1), Effekten auf CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland und dem europäischen Ausland (Abschnitt 3.2) sowie den Auswirkungen auf Börsenstrompreise in Deutschland (Abschnitt 3.3) dargestellt. Die Berechnung der hier zu untersuchenden Effekte ergibt sich jeweils durch Differenzbildung zwischen dem Referenz-Szenario und dem Szenario Kohle-Kommission. Hinsichtlich des Marktumfeldes wurden für die Jahre 2023 und 2025 die Preise für Brennstoffe und Emissionsberechtigungen des Emissionshandelssystems der EU (*European Union Allowances* – EUA) zugrunde gelegt, die in der ersten Hälfte des Januar 2019 an den Energiebörsen gehandelt wurden. Für das Jahr 2030 wurden zunächst die gleichen Umfeldparameter wie 2025 in Ansatz gebracht. Darüber hinaus wurde zur Absicherung der Robustheit der verschiedenen Szenarienanalysen auch eine Modellierung für das Jahr 2030 mit unterschiedlichen Annahmen für die Entwicklung fossiler Energiepreise durchgeführt, die in Abschnitt 2.2.4 dargestellt werden.

## 2.2. Referenz-Szenario und Szenario Kohle-Kommission

### 2.2.1. Konventionelle Kraftwerkskapazitäten

Abbildung 2-1 zeigt die installierten (Netto-) Leistungen der fossilen Kraftwerke in 2017 sowie in den beiden Szenarien für die modellierten Stützjahre 2023, 2025 und 2030. Anhand der nach Brennstoff differenzierten Kapazitäten lässt sich die angenommene Entwicklung der konventionellen Netto-Kraftwerkskapazitäten nachvollziehen. Kernkraftwerke sind in der Graphik nicht abgebildet, da diese Kapazitäten bis Ende 2022 stillgelegt werden und somit für die modellierten Stützjahre nicht relevant sind.

**Abbildung 2-1: Installierte Netto-Leistungen der fossilen Kraftwerke im Referenz-Szenario und im Szenario Kohle-Kommission, 2017-2030**

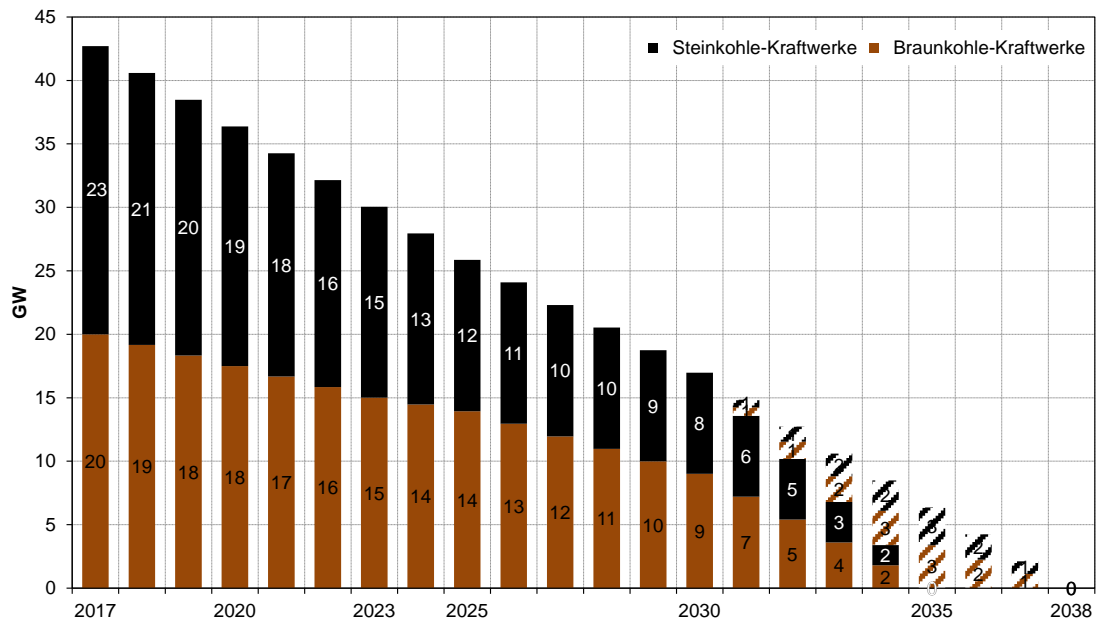


Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In der Referenz-Entwicklung werden bis zum Jahr 2023 die Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlenkraftwerke, angekündigte Stilllegungsanzeigen und bekannte KWK-Ersatzprojekte berücksichtigt. Dadurch sinkt die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke im Markt auf 19,3 GW und die der Braunkohlekraftwerke auf 18 GW. Bis zum Jahr 2030 geht die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke in der Referenz

auf 16 GW zurück. Die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke verringert sich ebenfalls auf 16 GW.<sup>3</sup>

**Abbildung 2-2: Installierte Netto-Leistungen der Kohlekraftwerke nach Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, 2017-2038**



Quelle: Eigene Darstellung

Im Szenario Kohle-Kommission sinkt die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke und der Steinkohlekraftwerke durch zusätzliche Stilllegungen auf jeweils 15 GW zum Anfang des Jahres 2023. Für das Jahr 2030 wurde im Bericht der Kohlekommission ein Rückgang der installierten Leistungen der Braunkohle auf 9 GW und der Steinkohle auf 8 GW empfohlen, damit das Sektorziel sicher erreicht werden kann (in Summe 17 GW). Für den Zeitraum zwischen 2023 und 2030 empfiehlt die Kohlekommission Stilllegungen in einem Umfang, der eine möglichst stetige Emissionsminderung ermöglicht und mit dem zum Jahr 2025 ein substantieller Beitrag der Braunkohle in der Größenordnung von (weiteren) 10 Mio. t CO<sub>2</sub> erreicht wird. Darauf aufbauend wurde unterstellt, dass im Szenario Kohle-Kommission im Bereich der Braunkohle ca. 1 GW bis

<sup>3</sup> In diesem Projekt wurden für das Referenz-Szenario keine aktualisierten Wirtschaftlichkeitsrechnungen durchgeführt, vielmehr wurde die installierte Leistung der Kohlekraftwerke in der Referenz aus aktuellen Modellierungsarbeiten übernommen. Im Bereich der Steinkohle sinkt die installierte Leistung bis 2030 aufgrund ökonomischer Stilllegungen, weil die Fixkosten nicht gedeckt werden können. Im Bereich der Braunkohle wurde berücksichtigt, dass das Kraftwerk Weisweiler bis zum Stützjahr 2030 stillgelegt wird, weil der angrenzende Tagebau dann ausgekohlt sein wird.

zum Jahr 2025 zusätzlich stillgelegt werden. Bezüglich zusätzlicher Kraftwerksstilllegungen im Bereich der Steinkohlekraftwerke, wurden zusätzliche Stilllegungen in einem Umfang von 3 GW bis zum Jahr 2025 unterstellt.

Im Szenario Kohle-Kommission erfolgt außerdem ein zusätzlicher Neubau von Erdgas KWK-Anlagen im Umfang von 4,7 GW bis 2030 (davon 1,7 GW bis 2025) ggü. der Referenz, vor allem angestoßen durch die Verlängerung und Weiterentwicklung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, inklusive des dort beinhalteten Kohle-Ersatzbonus.

Werden nur die Kohlekraftwerke betrachtet, so ergibt sich im Kohlekommission-Szenario die folgende Entwicklung der installierten Leistungen (Abbildung 2-2). Insgesamt ergibt sich eine stetige Reduktion der installierten Leistungen.

### 2.2.2. Ausbau Erneuerbarer Energien und Stromnachfrage

Sowohl für die Stromnachfrage, als auch für den Ausbau der erneuerbaren Energien wird für beide Szenarien derselbe Pfad angenommen. Tabelle 2-1 zeigt die angenommene Entwicklung des Bruttostromverbrauches sowie der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. In Summe beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch dann 47% in 2023, 52% in 2025 und 65% in 2030.<sup>4</sup> Der letztgenannte Wert liegt explizit auch den Empfehlungen der Kohle-Kommission zugrunde.

**Tabelle 2-1: Annahmen zu Bruttostromverbrauch (Referenz-Szenario) und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, 2017-2030**

Sektor	2017	2023	2025	2030
Bruttostromverbrauch	598,7	575,3	556,1	543,2
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	216,3	271,5	289,0	350,4
Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch	36%	47%	52%	65%

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Modellrechnungen des Öko-Instituts

Der Bruttostromverbrauch nimmt im Zeitverlauf insgesamt leicht ab. Für die Stromnachfrage wird angenommen, dass der Stromverbrauch durch den erhöhten Einsatz von Elektromobilität im Straßenverkehr bis zum Jahr 2025 auf über 0,5% des Brut-

<sup>4</sup> Dabei wurde ab 2023 beispielsweise ein Brutto-Zubau bei Wind-Kraftwerken an Land (Onshore-Wind) von 2,7 GW und bei Fotovoltaik (PV) von 3,4 GW unterstellt. Außerdem erfolgt ein zusätzlicher Zubau im Bereich der Windstromerzeugung auf See (Offshore-Wind) von 5 GW zwischen 2025 und 2030, so dass die Summe der installierten Leistung im Bereich Wind-Offshore 20 GW im Jahr 2030 beträgt.

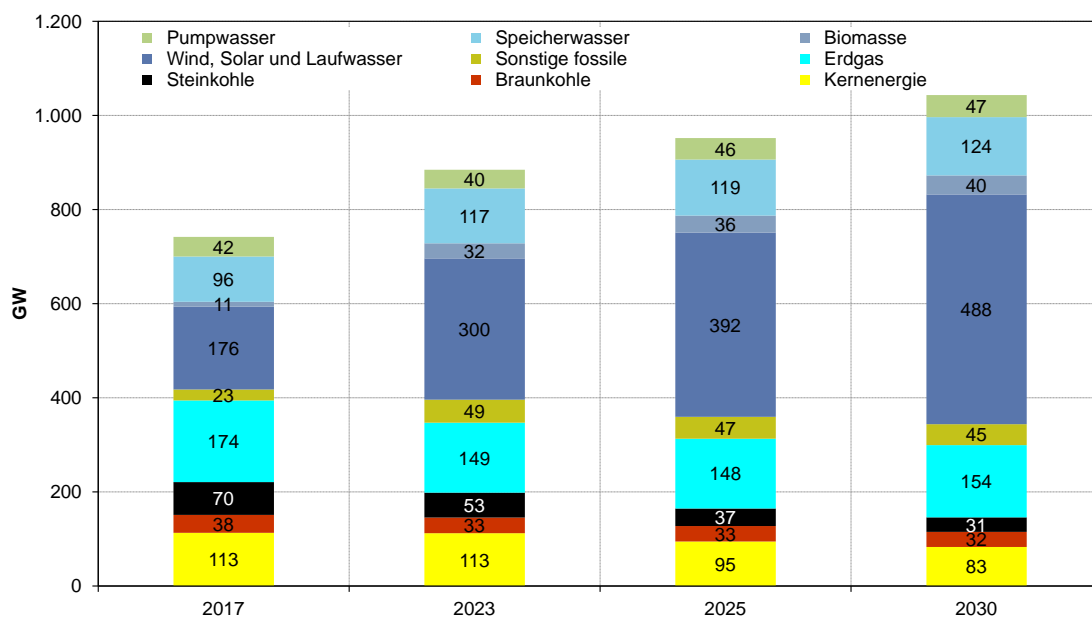


tostromverbrauchs steigt, so dass dieser im Jahr 2030 knapp 2% des Bruttostromverbrauchs beträgt. Gleichzeitig sinkt die Nachfrage von Haushalten, aber auch aus Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistung bis 2030 leicht ab. Ebenso gehen Leitungsverluste und der Eigenverbrauch der Kraftwerke leicht zurück. Im Szenario Kohle-Kommission ergibt sich darüber hinaus noch ein zusätzlicher Rückgang des Bruttostromverbrauchs durch die Stilllegung weiterer Kohlekraftwerke, die durch einen relativ hohen Eigenverbrauch charakterisiert sind.

### 2.2.3. Europäischer Kraftwerkspark

Für beide Szenarien wird für das europäische Ausland derselbe Kraftwerkspark hinterlegt. Der Kraftwerkspark in den modellierten Ländern (ohne Deutschland)<sup>5</sup> wird in Abbildung 2-3 dargestellt.

**Abbildung 2-3: Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks (ohne Deutschland), 2017-2030**



Quelle: TYNDP 2018 (ENTSO-E 2017) und Berechnungen des Öko-Instituts

<sup>5</sup> Die in den Modellrechnungen als europäisches Ausland berücksichtigten Länder sind: Belgien, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Irland, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Montenegro, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Republik Nordmazedonien, Rumänien, Schweden, Schweiz, Serbien, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Ungarn, , Belgien, , Belgien, Frankreich, Belgien, Frankreich, Griechenland, Belgien, Frankreich, Griechenland, Großbritannien

Die hier hinterlegten Leistungen basieren auf eigenen Annahmen auf Grundlage der bei der ENTSO-E eingereichten Netzentwicklungspläne (*Ten Year Network Development Plan – TYNDP*). Anhand der Abbildung wird deutlich, dass sich auch der europäische Kraftwerkspark im Zeitverlauf verändert. Die Leistung der fossilen Kraftwerke geht um ca. 14% zurück, während die Gesamtleistung aller Kraftwerke (konventionell und erneuerbar) um 41% ansteigt.

Insbesondere sinkt bis 2030 die installierte Leistung von Kernkraftwerken, aber auch von Braun- und Steinkohlekraftwerken ab. Die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke halbiert sich zwischen 2017 und 2030, während die Braunkohlekapazitäten nur leicht zurückgehen. Auch die Nettoleistung an erdgasgefeuerten Anlagen nimmt bis 2030 im Vergleich zu 2017 ab. Dagegen wird für erneuerbare Energien ein deutlicher Ausbau angenommen, so dass sich die installierte Leistung bis 2030 nahe zu verdreifacht. Auch bei Biomasse- und Speicherwasserkraftwerken wird ein starker Kapazität-zubau zwischen 2017 und 2023 angenommen. Im Verlauf der folgenden Jahre steigt die installierte Leistung weiter, jedoch nimmt die Zubaugeschwindigkeit deutlich ab.

#### 2.2.4. Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise

Abbildung 2-4 stellt die in den Modellrechnungen verwendeten Kraftwerkseinstandskosten für Erdgas und Steinkohle inklusive der energieträgerspezifischen Transport- und Strukturierungskosten sowie die Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen (*European Union Allowances – EUA*) dar.

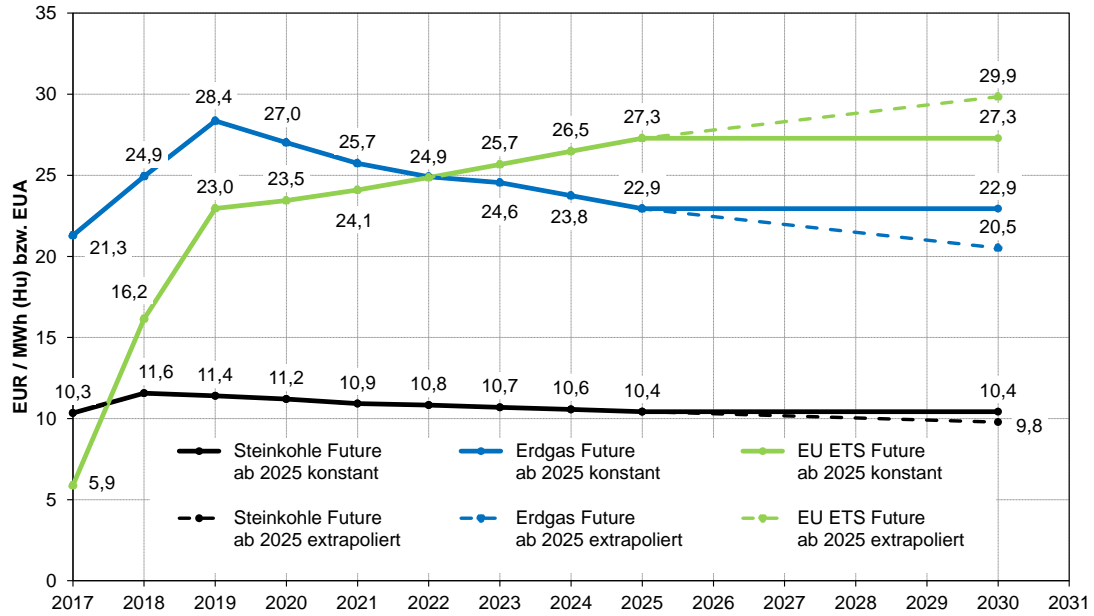
Aktuelle Notierungen für Termingeschäfte (Futures) an den Energiebörsen liegen aktuell bis zum Jahr 2025 vor. Die Kosten für Steinkohle und Erdgas gehen bis 2025 leicht zurück, während die Preise für Emissionsberechtigungen im Zeitverlauf leicht ansteigen und im Jahr 2025 ein Niveau von 27 €/EUA erreichen.

Für das Stützjahr 2030 liegen noch keine Notierungen von Termingeschäften vor. Im Hauptszenario wurden konstante Preise für den Zeitraum von 2025 bis 2030 angenommen. Außerdem wurde eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt, bei der die Preis-pfade für das Jahr 2030 mit der Entwicklung bis 2025 extrapoliert wurden.

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

Für die Modellrechnungen wird angenommen, dass in Folge der von der Kohlekommission vorgesehenen Stilllegungen auch CO<sub>2</sub>-Zertifikate gelöscht werden. Es wird angenommen, dass CO<sub>2</sub>-Zertifikate in einem Umfang gelöscht werden, der im Gesamteffekt gerade dazu führt, dass der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis im Vergleich zum Referenz-Szenario unverändert bleibt.

**Abbildung 2-4: Entwicklung der Brennstoffpreise (frei Kraftwerk) für Erdgas- und Steinkohlekraftwerke sowie der Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen (inkl. Sensitivitäten), 2017-2030**



Quelle: Bis 2025 EEX und ICE, ab 2025 eigene Fortschreibung

### 3. Ergebnisse der Modellierung der von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vorgesehen Maßnahmen

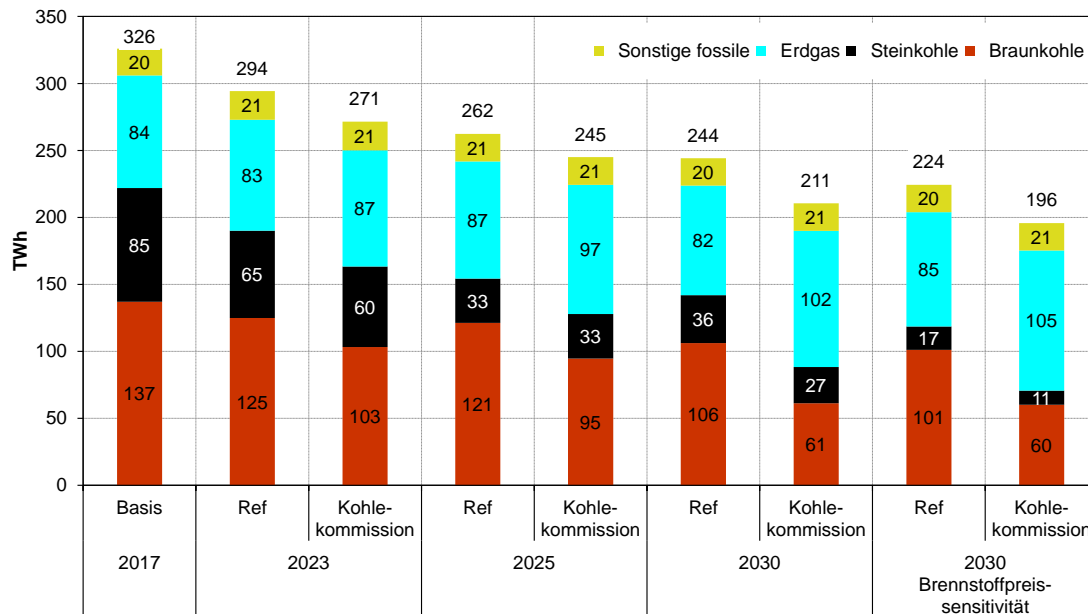
#### 3.1. Stromerzeugung in Deutschland und Import-Export-Saldo

Für eine differenzierte Betrachtung nach Brennstoffen ist es zunächst hilfreich, sich die marktliche Wettbewerbssituation zwischen den verschiedenen fossilen Kraftwerken zu vergegenwärtigen. Innerhalb der fossilen Kraftwerke weisen Braunkohlekraftwerke die geringsten variablen Einsatzkosten (Brennstoffkosten, CO<sub>2</sub>-Kosten und weiteren variablen Betriebskosten), gefolgt von steinkohle- oder erdgasgefeuerten Anlagen. Trotz steigender Einspeisung aus erneuerbaren Energien ergibt sich somit eine hohe Auslastung der Braunkohlekraftwerke, da sie auf Grund ihrer geringen variablen Betriebskosten im Markt bevorzugt abgerufen werden.

Mit dem steigenden Angebot an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist auch das Angebot an Strom mit niedrigen variablen Erzeugungskosten gestiegen, so dass sich in den letzten Jahren die Auslastung von teureren Erdgas- aber auch Steinkohlekraftwerken reduziert hat. Für den zukünftigen Abruf am Strommarkt und damit die realisierte Erzeugung der verschiedenen fossilen Kraftwerke in Deutschland ist darüber hinaus die Abschaltung der letzten Kernkraftwerke bis 2023 und der parallel dazu stattfindende Zubau an Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien entscheidend. Sowohl für das Referenz- als auch für das Kohlekommission-Szenario wird ein kontinuierlicher und zwischen den Szenarien nicht variiertes Zubau der regenerativen Erzeugungsanlagen angenommen.

In der Summe der variablen Erzeugungskosten liegen unter Maßgabe der unterstellten Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien die Kosten der Stromproduktion von Erdgaskraftwerken und Steinkohlekraftwerken nahe bei einander. Folglich können schon geringe Änderungen der Brennstoff- oder CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise zu einem Switch zwischen Steinkohle und Erdgas führen. Vor allem in Situationen mit hohen Zertifikatspreisen und niedrigen Erdgaspreisen – wie sie aufgrund der aktuellen Brennstoffpreis- bzw. EUA-Futures zu erwarten sind – wird die Stromerzeugung aus Erdgas zunehmend kostengünstiger als die aus Steinkohle.

Abbildung 3-1 zeigt, dass die Nettostromerzeugung der fossilen Kraftwerke bereits im Referenz-Szenario bis 2030, im Vergleich zu 2017, um 25% abnimmt, in der Brennstoffsensitivität sogar um 31%. Dem gegenüber steht ein Rückgang der installierten Leistung von 19%. Im Referenz-Szenario geht insbesondere die Auslastung der Steinkohle-Kraftwerke im Vergleich zwischen 2017 und 2030 zurück. Besonders stark ist dieser Rückgang zwischen 2023 und 2025 zu beobachten (Rückgang der Erzeugung um 30 TWh). Hintergrund sind die sinkenden Erdgaspreise und die steigenden CO<sub>2</sub>-Preise. In Kombination führt dies zu einer Verschlechterung der Wettbewerbssituation der Steinkohlekraftwerke.

**Abbildung 3-1: Nettostromerzeugung fossiler Kraftwerke in Deutschland, 2017-2030**


Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Im Vergleich zwischen Referenz-Szenario und dem Szenario Kohle-Kommission geht im Jahr 2023 die Erzeugung aus Braunkohle aufgrund der zusätzlichen Stilllegungen um über 30 TWh zurück, in 2025 beträgt der Rückgang 26 TWh und in 2030 geht die Erzeugung im Szenario Kohle-Kommission um 45 TWh gegenüber dem Referenz-Szenario zurück. Bei den Steinkohlekraftwerken sinkt die Erzeugung jedoch, trotz Stilllegungen, nur um 5 TWh, was auf eine höhere Auslastung der verbleibenden Kraftwerke zurückzuführen ist (inländischer Rebound-Effekt). Noch stärker ist die Auslastungssteigerung in 2025, hier geht die Leistung der Steinkohlekraftwerke im Szenario Kohle-Kommission um 7 GW gegenüber dem Referenz-Szenario zurück, die Erzeugung bleibt aber stabil. In 2030 ist derselbe Effekt zu beobachten, hier halbiert sich die installierte Kapazität, während die Erzeugung nur um 25% zurückgeht. Damit steigt die durchschnittliche Auslastung der im Markt verbleibenden Steinkohlekraftwerke im Jahr 2030 im Szenario Kohle-Kommission um über 50% gegenüber dem Referenz-Szenario an.

Ein Teil der im Szenario Kohle-Kommission wegfallenden Erzeugung der Kohlekraftwerke wird von Erdgaskraftwerken übernommen. Im Jahr 2030 ist die Erzeugung der Erdgaskraftwerke um 20 TWh höher als im Referenz-Szenario (dies entspricht einem Anstieg von 24%).

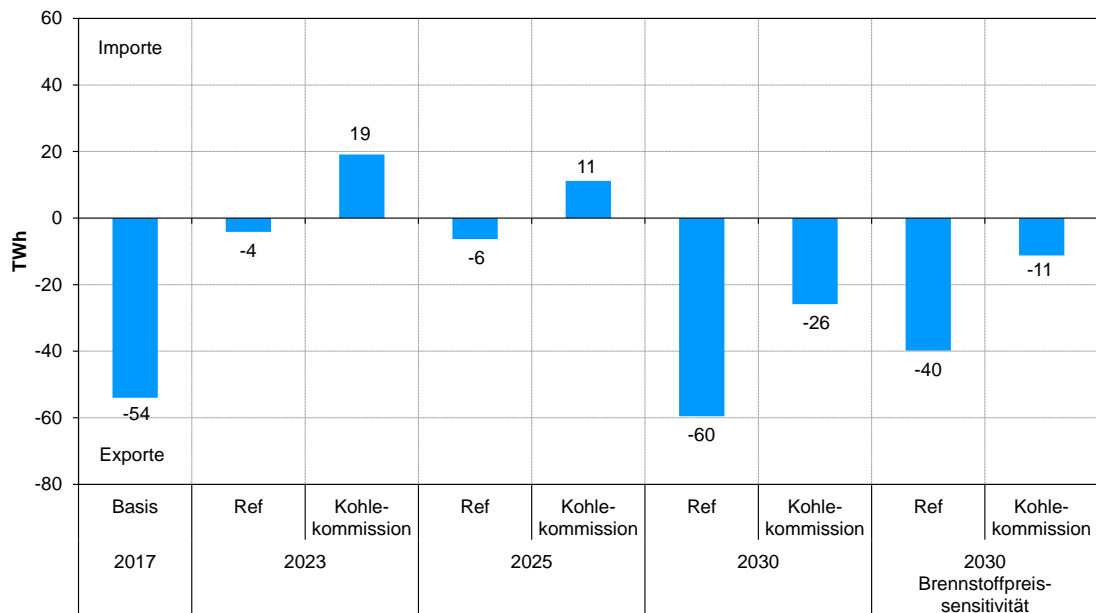
Abbildung 3-2 zeigt die Auswirkungen der von der Kohle-Kommission vorgesehenen Maßnahmen auf den jährlichen Import-Export-Saldo im Referenz- und im Kohlekommission-Szenario, sowie Werte für das Basisjahr 2017. Im Basisjahr war Deutschland mit einem Saldo von 54 TWh Nettostromexporteur. Bereits in der Referenz wird dieser

Exportüberschuss bis 2023 komplett abgebaut. Hintergrund ist zum einen der Kernenergieausstieg, aber auch die sinkende Auslastung der Steinkohlekraftwerke (durch die sinkenden Erdgaspreise).

Durch die Reduktion der Kohleverstromung treten im Szenario Kohle-Kommission in den Jahren 2023 und 2025 Importe in einem Umfang von 19 bzw. 11 TWh auf. Dies entspricht jedoch nur einem Umfang von 3% des deutschen Stromverbrauchs.

Für das Jahr 2030 wird angenommen, dass zusätzliche Netzanschlüsse für den Ausbau der Offshore-Windenergie realisiert sind, so dass sich die entsprechende Stromerzeugung um 80% gegenüber 2025 steigern lässt. Weiterhin steigt auch die Produktion aus Onshore-Windkraft- und PV-Anlagen. Dadurch ergeben sich für das Jahr 2030 sowohl für das Referenz-Szenario als auch für das Szenario Kohle-Kommission Nettoexporte für Deutschland. Im Referenz-Szenario werden mit 60 TWh die Werte des Basisjahres übertroffen, während der Saldo im Szenario Kohle-Kommission noch bei 26 TWh liegt. In der Brennstoffpreissensitivität mit niedrigen Erdgaspreisen pendeln sich Nettoexporte im Referenz-Szenario bei 40 TWh ein. Auch im Szenario Kohle-Kommission bleibt der Saldo mit 11 TWh auf der Exportseite. Die geringeren Exporte sind vor allem auf eine geringere Auslastung der verbleibenden Steinkohlekraftwerke zurückzuführen (vgl. Abbildung 3-1). Steigende EUA-Preise und sinkende Brennstoffkosten für Erdgas verringern die Wettbewerbsfähigkeit von Steinkohlekraftwerken und damit deren Einsatz.

**Abbildung 3-2: Import-Export-Saldo für Deutschland, 2017-2030**



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

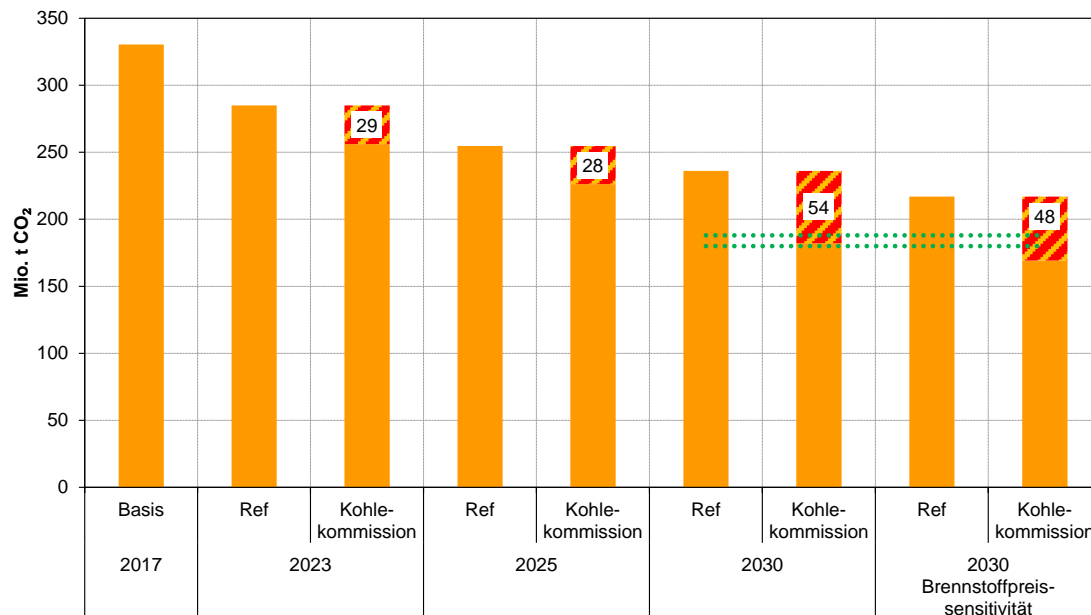
## 3.2. CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland und im europäischen Ausland

### 3.2.1. CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland

Das Sektorziel der Energiewirtschaft für das Jahr 2030 beträgt (175 bis 183 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.; vgl. KWSB 2019). Dies entspricht einem Umfang der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke von 180 bis 188 Mio. t CO<sub>2</sub> (Öko-Institut et al. 2017).<sup>6</sup>

Abbildung 3-3 zeigt die berechneten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke in Deutschland für das Referenz-Szenario und das Szenario Kohle-Kommission. Im Referenz-Szenario gehen die Emissionen zwar im Zeitverlauf moderat zurück. Das Sektorziel wird mit 217 Mio. t CO<sub>2</sub> jedoch deutlich verfehlt.

**Abbildung 3-3: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke, Emissionsminderungen ggü. der Referenz und Korridor für das Sektorziel, 2017-2030**



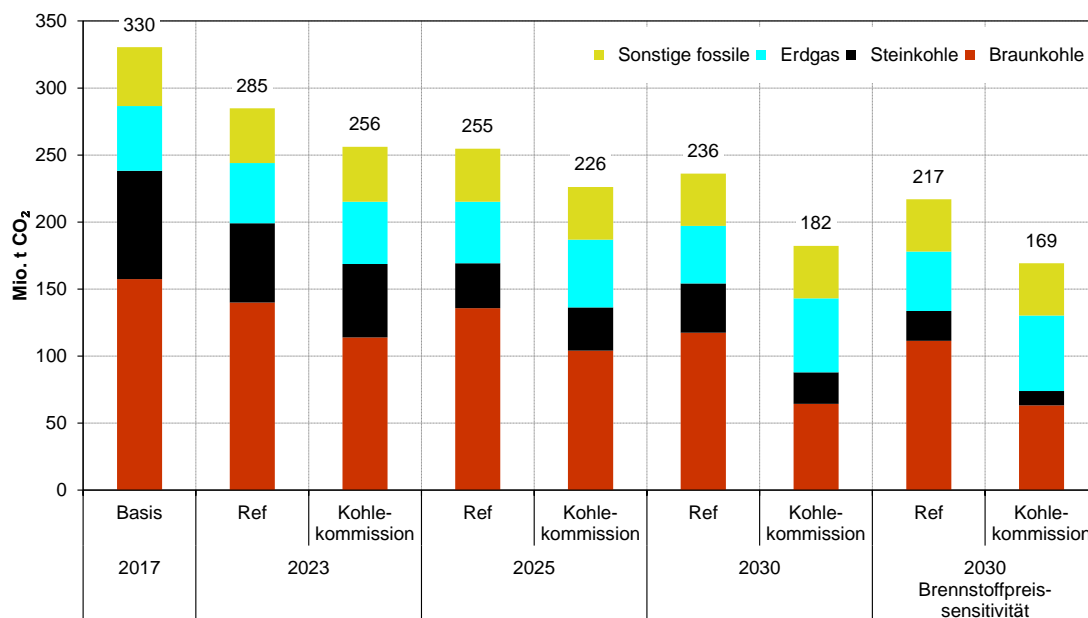
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

<sup>6</sup> Das Sektorziel für die Energiewirtschaft des Klimaschutzplans 2050 erfasst nicht die Kraftwerke des Verarbeitenden Gewerbes, dafür aber andere Anlage 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.

Die zusätzliche Emissionsminderung im Szenario Kohle-Kommission beträgt knapp 30 Mio. t CO<sub>2</sub> in den Jahren 2023 und 2025 und steigt im Jahr 2030 auf 54 Mio. t CO<sub>2</sub> an (jeweils verglichen zur Referenz). Mit Kraftwerksemissionen von 182 Mio. t CO<sub>2</sub> wird damit im Szenario Kohle-Kommission das Sektorziel erreicht.

In der betrachteten Sensitivitätsrechnung mit sehr niedrigen Erdgaspreisen beträgt die zusätzliche Emissionsminderung gegenüber der Referenz nur 48 Mio. t CO<sub>2</sub>. Hintergrund ist, dass aufgrund der niedrigen Erdgaspreise die Emissionen der Steinkohleverstromung bereits in der Referenz deutlich zurückgehen. Hier wird das Sektorziel sogar etwas übertroffen.

**Abbildung 3-4: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke in Deutschland differenziert nach Brennstoffen, 2017-2030**



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 3-4 zeigt die nach Brennstoffen differenzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen in den beiden Szenarien. Hieraus lässt sich der Beitrag der einzelnen Brennstoffe zur Emissionsminderung ableiten. Während Braunkohle sehr niedrige und stabile Brennstoffpreise aufweist, ist die relative Entwicklung von Brennstoffpreisen und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen entscheidend für den Wettbewerb zwischen Erdgas und Steinkohle. Die Emissionen der Steinkohlekraftwerke sinken bereits in der Referenz deutlich ab, da sich ihre Wettbewerbssituation gegenüber den Erdgaskraftwerken aufgrund der niedrigen Erdgaspreise und der ansteigenden CO<sub>2</sub>-Preise verschlechtert.

Bei näherer Analyse der Ergebnisse des Szenarios Kohle-Kommission wird deutlich, dass Braunkohle und Steinkohle in unterschiedlichem Maße zu den Emissionsreduktionen beitragen. Im Jahr 2023 wird die Reduktion im Szenario Kohle-Kommission ge-



genüber dem Referenz-Szenario hauptsächlich durch einen Rückgang der Braunkohleverstromung (-26 Mio. t CO<sub>2</sub>) erzielt, während die Emissionen von Steinkohlekraftwerken nur um 4 Mio. t CO<sub>2</sub> sinken. Auch in 2025 ist der Rückgang der Emissionen im Vergleich zum Referenz-Szenario auf Braunkohle zurückzuführen (-32 Mio. t CO<sub>2</sub>), während die Emissionen von Steinkohlekraftwerken zwischen Referenz- und Kohlekommission-Szenario fast unverändert bleiben. Gleichzeitig steigen die Emissionen von Gaskraftwerken geringfügig an (4 Mio. t CO<sub>2</sub>). Im Jahr 2030 sinken die Emissionen der Braunkohle wiederum fast um die Hälfte gegenüber der Referenz auf 63 bis 64 Mio. t CO<sub>2</sub>, je nach Brennstoffpreispfad. Im Szenario Kohle-Kommission sinkt der CO<sub>2</sub> Ausstoß von Steinkohlekraftwerken um 13 Mio. t CO<sub>2</sub> gegenüber dem Referenz-Szenario, gleichzeitig steigen die Emissionen von Gaskraftwerken im selben Maße an.

In der Sensitivitätsbetrachtung mit niedrigen Erdgaspreisen im Jahr 2030, ergibt sich im Kohlekommission-Szenario eine zusätzliche Reduktion von 10 Mio. t CO<sub>2</sub> durch Steinkohle, während die Emissionen von Gaskraftwerken um 12 Mio. t CO<sub>2</sub> steigen.

### 3.2.2. CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa und Nettoemissionseffekt

Die bisherigen Analysen im Abschnitt 3.2.1 haben gezeigt, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland durch die von der Kohle-Kommission vorgesehenen Maßnahmen deutlich sinken können. Die vorgesehenen Stilllegungen von Braun- und Steinkohlekraftwerken, führen jedoch nicht nur zu einer Veränderung des Kraftwerkeinsatzes (Merit-Order) in Deutschland. Der deutsche Strommarkt ist über das europäische Netz in den europäischen Markt eingegliedert, sodass sich durch den Eingriff in Deutschland auch die europäische Merit-Order verändert und fossile Kraftwerke im Ausland häufiger abgerufen werden. Für die Abschätzung des Nettoeffektes sind deshalb neben den Veränderungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland auch die Änderungen im europäischen Ausland entscheidend.

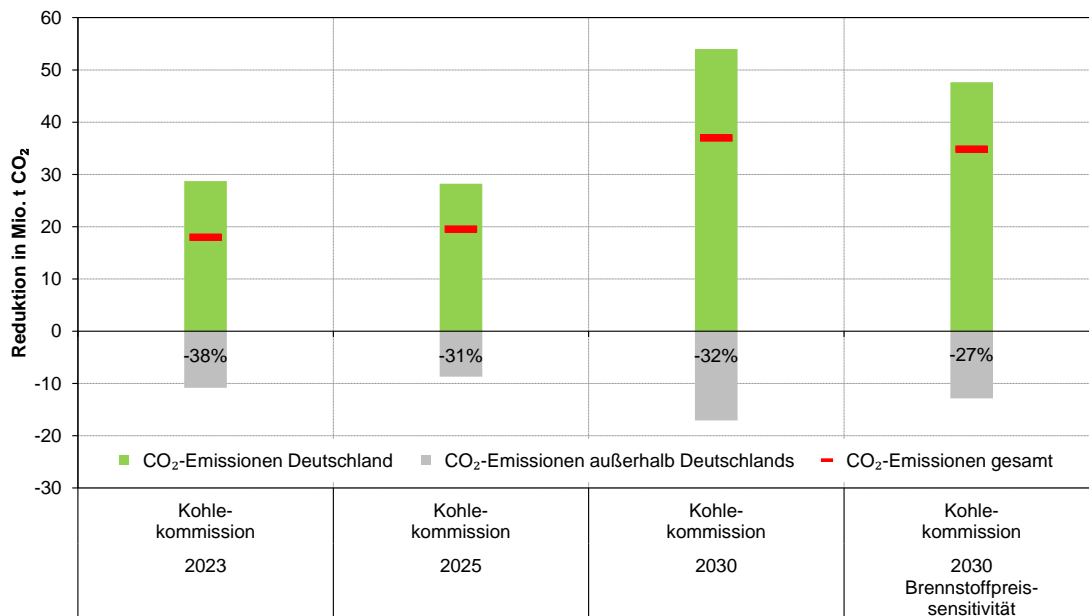
Die in Abschnitt 3.2.1 aufgezeigten Emissionsreduktionen sind zum Teil darauf zurückzuführen, dass sich die Stromproduktion von Deutschland in die Nachbarländer verlagert, sodass dort die CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen. Abbildung 3-5 zeigt die Emissionsminderung in Deutschland, den Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen außerhalb Deutschlands sowie den Emissionsminderungseffekt im Saldo. In der Abbildung sind jeweils die Veränderungen gegenüber dem Referenz-Szenario dargestellt. Es zeigt sich, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen im europäischen Saldo in allen Stützjahren sinken.

Im Jahr 2030 beträgt die Emissionseinsparung in Deutschland etwa 50 Mio. t CO<sub>2</sub>. Gleichzeitig steigen für 2030 die Emissionen im europäischen Ausland im Vergleich zwischen Referenz- und Kommission-Szenario um knapp 20 Mio. t CO<sub>2</sub> an. Der Nettoeffekt aus CO<sub>2</sub>-Einsparungen in Deutschland und höheren Emissionen im Ausland ist

aber auch in 2030 positiv und beträgt rund 35 Mio. t CO<sub>2</sub>.<sup>7</sup> Dies ist ein deutlicher Anstieg gegenüber einem Nettoeffekt von rund 20 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2023 und 2025.

Grundsätzlich ist zu beobachten, dass der Strommix in den europäischen Nachbarländern im Zeitverlauf weniger CO<sub>2</sub>-intensiv wird. Insgesamt sinkt der in den Modellrechnungen bestimmte europäische Rebound-Effekt von 38% in 2023 auf 27 bis 32% in 2030 ab. Dies ist vor allem auf den Anstieg der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien im In- und Ausland, sowie die verschlechterte Wettbewerbssituation von Steinkohle- im Vergleich zu Erdgaskraftwerken zurückzuführen.

**Abbildung 3-5: Änderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen ggü. der Referenz im europäischen Ausland, in Deutschland und im Saldo, 2023-2030**



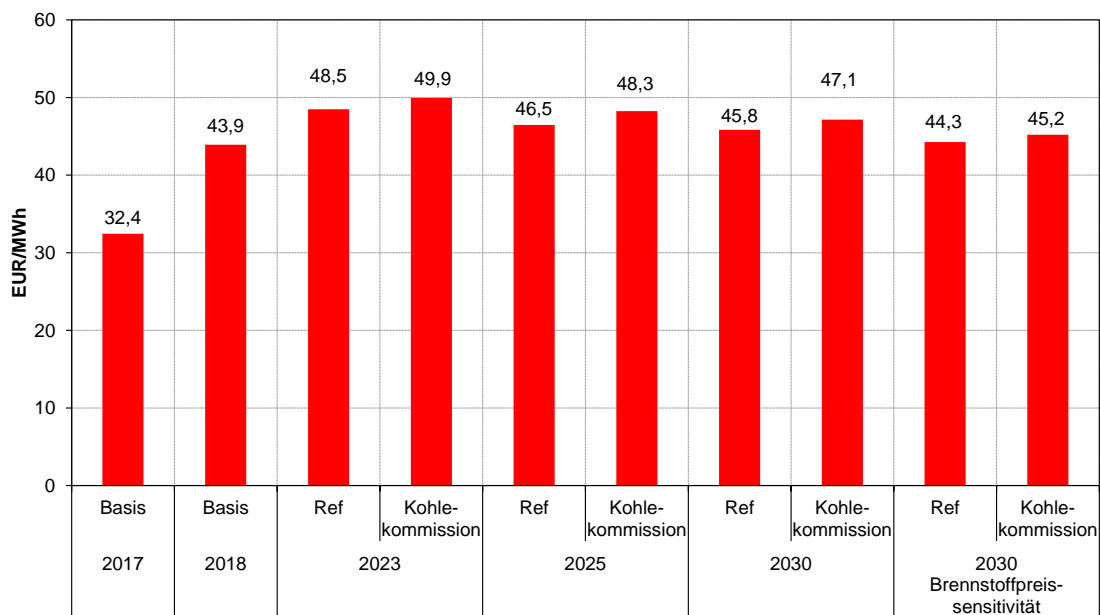
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

<sup>7</sup> In der Brennstoffpreissensitivität sinkt zwar die Emissionsreduktion in Deutschland, aber gleichzeitig sinkt auch der relative Importbedarf, sodass der Nettoeffekt nahezu unverändert bleibt.

### 3.3. Börsenstrompreise

Neben der Frage nach den Auswirkungen auf CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromaustauschs, stellt sich auch jene nach den Auswirkungen der von der Kohlekommission vorgeschlagenen Maßnahmen auf die Börsenstrompreise. 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.

**Abbildung 3-6: Entwicklung der Börsenstrompreise, 2017-2030**



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In den letzten Jahren ist ein starker Preisanstieg des Börsenstrompreises zu beobachten (Anstieg von 32 €/MWh in 2017 auf 44 €/MWh in 2018), der maßgeblich durch den Anstieg des CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreises getrieben ist. Auf Grundlage der börsengehandelten Futures wird für die Modellrechnungen angenommen, dass die CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise bis 2023 weiter steigen, während die Erdgaspreise leicht absinken (siehe auch Abschnitt 2.2.4). Gleichzeitig führt die Abschaltung der letzten Atomkraftwerke zu einer weiteren Veränderung in der Merit-Order. In der Summe der Effekte steigt der Strompreis im Großhandel an der Börse im Referenz-Szenario zwischen 2018 und 2023 um weitere 10% auf rund 49 €/MWh an.

Für 2025 und 2030 ergeben sich für das Referenz-Szenario bedingt durch den kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien wieder leicht sinkende Strompreise, so dass der Börsenstrompreis im Referenz-Szenario im Jahr 2030 noch 4% über dem Niveau von 2018 liegt.

Der Strompreiseffekt der im Szenario Kohle-Kommission abgebildeten Maßnahmen ist über den gesamten Zeitverlauf eher gering. Die Differenz ist mit 1,8 €/MWh im Jahr 2025 am höchsten, während sie 2023 und 2030 nur 1,4 bzw. 1,3 €/MWh beträgt. In der Brennstoffpreissensitivität beträgt die Differenz sogar nur 0,9 €/MWh in 2030.

Im Vergleich zu anderen Studien fällt der Effekt der hier im Kohlekommission-Szenario zugrundeliegenden Kraftwerkstillegungen relativ gering aus (Öko-Institut 2019). Hintergrund sind die in dieser Studie verwendeten aktuellen Erdgaspreise. Damit wird der Verlauf der Merit-Order-Kurve sehr flach, sodass die Preisunterschiede zwischen Erdgas- und Steinkohlekraftwerken gering sind.

## 4. Synthese und Schlussfolgerungen

Die durchgeführten Berechnungen zeigen, dass die Umsetzung der von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ empfohlenen Maßnahmen zu folgenden Minderungen der Treibhausgasemissionen in Deutschland führt:

- Werden erste von der Kohlekommission empfohlene Schritte in den kommenden vier Jahren umgesetzt, liegen die Emissionen der gesamten deutschen Stromerzeugung im Jahr 2023 bei 256 Mio. t CO<sub>2</sub>. Im Vergleich zu 1990 entspricht dies einer Emissionsminderung von 44%.
- Für das Jahr 2025 ergibt sich nach weiteren Maßnahmen ein Emissionsniveau von 226 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>, dies entspricht einer Emissionsminderung von rund 50 % im Vergleich zu 1990.
- Für das Jahr 2030 ergeben sich je nach Entwicklung des Energiemarktumfeldes Emissionsniveaus von 169 bis 182 Mio. t CO<sub>2</sub> und damit Emissionsminderungen von 60 bis 63% gegenüber 1990.
- Damit kann durch die Umsetzung der Empfehlungen der Kohlekommission das Sektorziel des Klimaschutzplans 2050 für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 sicher erreicht werden. Dies gilt jedoch insbesondere unter der Maßgabe, dass auch das Ausbauziel für die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien von 65% im Jahr 2030 auf einem relativ stetigen Pfad erzielt wird.
- Es muss explizit darauf hingewiesen werden, dass diese Emissionsminderungsbeiträge im Bereich der Braunkohle-Verstromung nur dann einen vollumfänglichen Beitrag für die Erreichung der deutschen Klimaschutzziele leisten können, wenn die im Bereich der Braunkohle-Kraftwerke ausfallenden Braunkohle-Nachfrage nicht in andere Sektoren umgelenkt wird (z.B. über einen Anstieg der Vermarktung von Braunkohlenprodukten in diversen Industriebereichen).

Die Stilllegung von Kohlekraftwerken in Deutschland führt auch zur teilweisen Übernahme der ausfallenden Produktionsmengen durch Kraftwerke im Ausland (sog. europäischer Rebound-Effekt<sup>8</sup>) und zu einer Veränderung der Strom-Außenhandels-Bilanz:

- Für alle Zeithorizonte ergibt sich auch jenseits der Bilanzgrenzen Deutschlands bzw. bei einer gesamteuropäischen Betrachtung eine klimapolitisch positive Bilanz. Der europäische Rebound-Effekt liegt für das Jahr 2023 bei knapp 38%, für das Jahr 2025 bei 31% sowie für 2030 bei 27 bis 32%, die entsprechende Zunahme der Emissionen durch die Stromerzeugung außerhalb Deutschlands liegt bei 11 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2023, 9 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2025 sowie in der Bandbreite von 13 bis 17 Mio. t CO<sub>2</sub> für das Jahr 2030.
- Für das Jahr 2023 ergibt sich durch die Außerbetriebnahme von Kohlekraftwerken in Deutschland im Zusammenspiel mit der Außerbetriebnahme erheblicher Kernkraftwerks-Kapazitäten und dem stetigen Aufwuchs der regenerativen Stromerzeugung der Umschwung eines leichten Strom-Exportsaldos in

---

<sup>8</sup> Die entsprechenden Rebound-Effekte im Inland sind in den o.g. Emissionsminderungseffekten bereits enthalten.

einen leichten Strom-Importsaldo (knapp 20 TWh). Der Strom-Import-Saldo schwächt sich bis 2025 wieder deutlich ab (ca. 10 TWh) und schwingt bis 2030 wieder in einen leichten Strom-Export-Saldo (11 bis 25 TWh) um. Sowohl die Strom-Import- wie auch die Strom-Export-Salden bewegen sich jedoch im Bereich von wenigen Prozent des deutschen Stromaufkommens. Die in den letzten Jahren erreichten, hohen Werte von bis zu 55 TWh bzw. fast 9% werden in keinem Fall wieder erreicht.

Darüber hinaus führen die von der Kohlekommission vorgeschlagenen Kraftwerksstilllegungen zum Anstieg der Strompreise am Großhandelsmarkt. Die vorliegende Modellierung zeigt jedoch klar, dass dieser Anstieg begrenzt ist und in hohem Maße vom Umfeld der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise abhängig ist. Bei den hier verwendeten – eher niedrigen Erdgaspreisen – beträgt der Strompreisanstieg nur 0,1 bis 0,2 ct/kWh.

Die hier vorgelegte Analyse zeigt, dass eine stetige Emissionsminderung nur erreicht werden kann, wenn auch stetig Kohlekraftwerkskapazitäten stillgelegt werden. Dies bedeutet, dass z.B. im Jahr 2025 zusätzliche Kraftwerke in einem Umfang von ca. 5 GW gegenüber dem Zielwert für das Jahr 2022 stillgelegt werden müssen, um einen stetigen Pfad zu erreichen.

Als Fazit kann aus energiewirtschaftlicher Sicht festgehalten werden, dass die Empfehlung der Kohlekommission ein zielführendes Ergebnis darstellen. Die Klimaziele können unter Maßgabe der Nebenbedingungen (Ausbau erneuerbarer Energien, Netzausbau, Unterstützung der Kraft-Wärme-Kopplung) robust erreicht werden, gleichzeitig entstehen auf Grundlage der aktuell absehbaren Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklungen nur moderate Belastungen für die Stromverbraucher und das Stromsystem. Neben der Ausgestaltung des Kohle-Ausstiegspfad und den entsprechenden energiewirtschaftlichen Implikationen sei abschließend jedoch auch noch auf die Vielzahl von Maßnahmen verwiesen, in die das Projekt eines geordneten Ausstiegs aus der Kohleverstromung in Deutschland eingebettet werden sollte (Matthes 2019).

## 5. Referenzen

### 5.1. Literatur

- BMUB - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2016): Klimaschutzplan 2050, Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin, November 2016. Online verfügbar unter [https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan\\_2050\\_bf.pdf](https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf), zuletzt geprüft am 25.02.2018.
- ENTSO-E (2017): Summarized and aggregated provisional data of TYNDP 2018 scenarios (used also for MAF 2017), Version of October 2017, October 2017. Online verfügbar unter [https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP2018\\_MAF2017\\_Market%20Data\\_provisional.xlsx](https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP2018_MAF2017_Market%20Data_provisional.xlsx), zuletzt geprüft am 14.12.2018.
- KWSB - Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (2019): Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Abschlussbericht. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.). Berlin, 2019. Online verfügbar unter <https://www.kommission-wsb.de/WSB/Redaktion/DE/Downloads/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?blob=publicationFile&v=4>., zuletzt geprüft am 25.02.2019.
- Matthes, F. C. (2019): Die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ hinsichtlich Klimaschutz und Energiewirtschaft, Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie und Landesplanung des Landtags Nordrhein-Westfalen, 13.02.2019. Online verfügbar unter <https://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/dokumentenarchiv/Dokument/MMST17-1199.pdf>, zuletzt geprüft am 25.02.2019.
- Öko-Institut (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft, Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation. Berlin, Mai 2017. Online verfügbar unter [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Deutsche\\_Braunkohlenwirtschaft/Agora\\_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf), zuletzt geprüft am 05.02.2018.
- Öko-Institut (2019): Strompreis- und Stromkosteneffekte eines geordneten Ausstiegs aus der Kohle-Verstromung. Berlin, 12.03.2019. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Strompreis-Stromkosteneffekte-geordneter-Ausstieg-Kohleverstromung.pdf>, zuletzt geprüft am 12.03.2019.
- Öko-Institut; BET - Büro für Energiewirtschaft und technische Planung; Klinski, Stefan (2017): Klimaschutz im Stromsektor 2030, Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung. Endbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA Climate Change, 02/2017). Dessau-Roßlau, Januar 2017. Online verfügbar unter [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1/publikationen/2017-01-11\\_cc\\_02-2017\\_strommarkt\\_endbericht.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1/publikationen/2017-01-11_cc_02-2017_strommarkt_endbericht.pdf), zuletzt geprüft am 15.02.2018.

## 5.2. Daten

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): Stromerzeugung nach Energieträgern 1990-2018.

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, Environmental Markets, Future Market, Market Data. European Emission Allowances Futures.

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

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

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



## Anhang 1: Detaillierte Ergebnisse der Modellierungen und zentrale Annahmen zu Kraftwerkskapazitäten und erneuerbarer Stromerzeugung im europäischen Ausland

**Tabelle A1- 1: Annahmen und Ergebnisse für das Referenz-Szenario, 2017-2030**

	2017	2023	2025	2030	2030 Sensitivität
<b>Erzeugungsleistung</b>					
			<b>GW (netto)</b>		
Kernenergie	10	-	-	-	-
Braunkohle	20	18	18	16	16
Steinkohle	23	19	19	16	16
Erdgas	24	21	22	19	19
Andere Fossile	8	10	10	10	10
Wasserkraft (ohne PSW)	5	6	6	6	6
Onshore-Wind	50	61	61	66	66
Offshore-Wind	5	10	11	20	20
Fotovoltaik	42	56	63	79	79
Biomasse	7	9	8	8	8
Andere Erneuerbare*	-	-	-	-	-
Kurzzeitspeicher (PSW u.a.)	9	9	9	9	9
Reserven, DSM, Importe	9	8	7	15	15
<b>Summe</b>	<b>204</b>	<b>219</b>	<b>228</b>	<b>249</b>	<b>249</b>
<i>Summe gesichert</i>	<i>106</i>	<i>91</i>	<i>92</i>	<i>84</i>	<i>84</i>
<b>Stromaufkommen</b>					
			<b>TWh (netto)</b>		
Kernenergie	72	-	-	-	-
Braunkohle	137	125	121	106	101
Steinkohle	85	65	33	36	17
Erdgas	84	83	87	82	85
Andere Fossile	20	21	21	20	20
Wasserkraft	20	21	21	21	21
Onshore-Wind	89	113	116	128	128
Offshore-Wind	18	40	45	81	81
Fotovoltaik	40	48	55	72	72
Biomasse	51	43	43	41	41
Andere Erneuerbare	4	4	4	4	4
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>620</b>	<b>562</b>	<b>548</b>	<b>591</b>	<b>571</b>
<i>davon regenerativ</i>	<i>222</i>	<i>268</i>	<i>285</i>	<i>347</i>	<i>347</i>
Nettostromimporte	-54	-4	-6	-60	-40
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschland</b>					
			<b>Mio. t CO<sub>2</sub></b>		
Braunkohle	157	140	136	117	111
Steinkohle	81	59	33	37	22
Erdgas	48	45	46	43	44
Andere Fossile	44	41	39	39	39
<b>Summe</b>	<b>330</b>	<b>285</b>	<b>255</b>	<b>236</b>	<b>217</b>
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Europa (ohne DE)</b>					
			<b>Mio. t CO<sub>2</sub></b>		
Braunkohle	264	250	236	224	223
Steinkohle	349	160	105	90	69
Erdgas	97	125	140	101	117
Andere Fossile	44	44	44	44	44
<b>Summe</b>	<b>754</b>	<b>578</b>	<b>525</b>	<b>458</b>	<b>453</b>

Anmerkung: \* Geothermie und biogener Anteil Müll, elektrische Leistung der sonstigen Erneuerbaren nicht ausgewiesen, da die Leistungen der Müllverbrennungsanlagen in der Kategorie sonstige Fossile enthalten ist.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

**Tabelle A1- 2: Annahmen und Ergebnisse für das Szenario Kohle-Kommission, 2017-2030**

	2017	2023	2025	2030	2030 Sensitivität
<b>Erzeugungsleistung</b>					
	<b>GW (netto)</b>				
Kernenergie	10	-	-	-	-
Braunkohle	20	15	14	9	9
Steinkohle	23	15	12	8	8
Erdgas	24	21	23	23	23
Andere Fossile	8	10	10	10	10
Wasserkraft (ohne PSW)	5	6	6	6	6
Onshore-Wind	50	61	61	66	66
Offshore-Wind	5	10	11	20	20
Fotovoltaik	42	56	63	79	79
Biomasse	7	9	8	8	8
Andere Erneuerbare*	-	-	-	-	-
Kurzzeitspeicher (PSW u.a.)	9	9	9	9	9
Reserven, DSM, Importe	9	15	17	26	26
<b>Summe</b>	<b>204</b>	<b>212</b>	<b>218</b>	<b>239</b>	<b>239</b>
<i>Summe gesichert</i>	106	84	82	73	73
<b>Stromaufkommen</b>					
	<b>TWh (netto)</b>				
Kernenergie	72	-	-	-	-
Braunkohle	137	103	95	61	60
Steinkohle	85	60	33	27	11
Erdgas	84	87	97	102	105
Andere Fossile	20	21	21	21	21
Wasserkraft	20	21	21	21	21
Onshore-Wind	89	113	116	128	128
Offshore-Wind	18	40	45	81	81
Fotovoltaik	40	48	55	72	72
Biomasse	51	42	43	41	41
Andere Erneuerbare	4	4	4	4	4
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>620</b>	<b>539</b>	<b>531</b>	<b>558</b>	<b>543</b>
<i>davon regenerativ</i>	222	268	286	347	347
Nettostromimporte	-54	19	11	-26	-11
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschland</b>					
	<b>Mio. t CO<sub>2</sub></b>				
Braunkohle	157	114	104	64	63
Steinkohle	81	55	32	24	11
Erdgas	48	46	50	55	56
Andere Fossile	44	41	39	39	39
<b>Summe</b>	<b>330</b>	<b>256</b>	<b>226</b>	<b>182</b>	<b>169</b>
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen Europa (ohne DE)</b>					
	<b>Mio. t CO<sub>2</sub></b>				
Braunkohle	264	249	236	225	223
Steinkohle	349	166	110	99	74
Erdgas	97	131	144	108	124
Andere Fossile	44	44	44	44	44
<b>Summe</b>	<b>754</b>	<b>589</b>	<b>534</b>	<b>475</b>	<b>465</b>

Anmerkung: \* Geothermie und biogener Anteil Müll, elektrische Leistung der sonstigen Erneuerbaren nicht ausgewiesen, da die Leistungen der Müllverbrennungsanlagen in der Kategorie sonstige Fossile enthalten ist.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

## Anhang 2: Modellbeschreibung

Das am Öko-Institut entwickelte Strommarktmodell PowerFlex ist ein Fundamentalmodell, welches thermische Kraftwerke, die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, Pumpspeicherkraftwerke und flexible Stromverbraucher kostenminimal einsetzt, um die Strom- und Fernwärmenachfrage zu decken. Es ist als lineares Optimierungsproblem in GAMS formuliert.

Der Fokus des Modells liegt auf Deutschland, es werden jedoch mit Ausnahme von Island und Zypern alle 35 ENTSO-E-Mitgliedsländer berücksichtigt. Der Detaillierungsgrad ist für Deutschland hoch, die anderen Länder werden aggregiert abgebildet. Jedes Land stellt dabei einen Knoten dar, der über Kuppelleitungen mit seinen Nachbarländern verbunden ist. Innerhalb eines Knotens wird ein einheitliches Marktgebiet ohne Netzengpässe unterstellt. Die Austauschkapazitäten zwischen den Ländern (*Net Transfer Capacities* – NTC) in beide Richtungen werden vorgegeben.

Die einzelnen Kraftwerke werden im Modell detailliert mit Hilfe technischer und ökonomischer Parameter abgebildet. Thermische Kraftwerke in Deutschland mit einer installierten elektrischen Leistung größer 100 MW werden blockscharf und mit einem individuellen Wirkungsgrad erfasst. Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen und Kraftwerke im europäischen Ausland werden in technologie- und baujahrspezifischen Gruppen zusammengefasst und mit Hilfe von typspezifischen Parametern charakterisiert.

Biomassekraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, werden über Technologieaggregate als Teil des thermischen Kraftwerksparks im Modell abgebildet. Das Stromangebot aus fluktuierenden Erzeugern (Wasser, Wind, Fotovoltaik) wird in stündlicher Auflösung vorgegeben. Die tatsächlich eingespeiste Menge wird modellendogen bestimmt, sodass das zur Verfügung stehende fluktuierende Stromangebot auch als Überschuss identifiziert werden kann. Das Erzeugungsprofil für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung setzt sich aus einem typischen Fernwärmeprofil und einer angenommenen Gleichverteilung für industrielle KWK-Anlagen zusammen.

Strom und Fernwärme werden sowohl von Anlagen der öffentlichen Versorgung als auch von Kraftwerken erzeugt, welche dem Industriesektor zuzurechnen sind. Diese Anlagen können sich bei der Strom- und Wärmeerzeugung teilweise gegenseitig substituieren. Da es für die Modellierung nicht sinnvoll ist, diese voneinander zu trennen, wird der gesamte Bereich der Kraftwerke gemeinsam modelliert. Die Gesamtheit der Kraftwerke beinhaltet demnach nicht nur die Anlagen der öffentlichen Versorgung, sondern auch die industrielle Kraftwerke (insbesondere KWK-Anlagen).

Die Stromnachfrage wird exogen vorgegeben. Darüber hinaus wird modellendogen Stromexport und -import als Austausch mit den Nachbarstaaten bestimmt.

Auf Basis einer vollständigen Voraussicht für die 8760h eines Stützjahres wird dann im Rahmen einer linearen Optimierung der kostenminimale Einsatz von thermischen Kraftwerken, Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, Pumpspeicherkraftwerken und Import/Export unter Berücksichtigung technischer und energiewirtschaftlicher Nebenbedingungen bestimmt.