

---

# Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen

---

Handlungslücke, Maßnahmen und  
Verteilungseffekte bis 2020

---

**STUDIE**

---

**Agora**  
Energiewende



---

# Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen

---

---

## IMPRESSUM

### STUDIE

Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen

Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte  
bis 2020

### ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende  
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Dr. Barbara Praetorius  
barbara.praetorius@agora-energiewende.de

Dr. Gerd Rosenkranz  
gerd.rosenkranz@agora-energiewende.de

Philipp Litz  
philipp.litz@agora-energiewende.de

### DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

enervis energy advisors GmbH  
Schlesische Straße 29 – 30 | 10997 Berlin  
Projektleitung: Julius Ecke, Uwe Hilmes, Tim Steinert

Lektorat: infotext GbR, Berlin  
Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen  
Titelbild: © Matthias Ludwig - Fotolia

**072/08-S-2015/DE**

Veröffentlichung: Juni 2015

Bitte zitieren als:

enervis energy advisors (2015): *Ein Kraftwerkspark  
im Einklang mit den Klimazielen. Handlungslücke,  
Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020.*  
Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

---

---

# Vorwort

---

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Bundesregierung hat wiederholt ihren Willen bekräftigt, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis zum Jahr 2020 um 40 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren. Dem Stromsektor kommt eine entscheidende Rolle zu, wenn dieses Ziel erreicht werden soll. Im Dezember 2014 wurde deshalb vom Bundeskabinett das *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020* beschlossen, mit dem bis 2020 ein zusätzlicher Reduktionsbeitrag des Stromsektors in Höhe von 22 Millionen Tonnen Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) erreicht werden soll.

Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist es ratsam, die Treibhausgasemissionen des Stromsektors zu den geringstmöglichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten zu senken. Agora Energiewende hat deshalb das Beratungsunternehmen enervis energy advisors GmbH beauftragt, einen möglichen Entwicklungspfad des konventionellen Kraftwerksparks zu ermitteln, der ein sektorales Minderungsziel von minus 40 Prozent im Stromsektor bei möglichst geringen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten erreicht.

Dabei kommt es auch darauf an, dass die betroffenen Kraftwerksbetreiber so wenig unnötig belastet werden wie die

privaten, gewerblichen und industriellen Stromverbraucher. Klimaschutz in Deutschland wäre – global gesehen – wenig hilfreich, wenn er lediglich dazu führen würde, dass Emissionsminderungen hierzulande eins zu eins durch Emissionen im Ausland ersetzt werden. Auch diesen Aspekt haben wir deshalb mit dem europäischen Strommarktmodell von enervis prüfen lassen.

Mit welchen Instrumenten auch immer die Klimaschutzziele des Stromsektors im Einzelnen erreicht werden, eine Lösung im Konsens der relevanten gesellschaftlichen Gruppen ist einer Durchsetzung im Streit der Interessen aus vielerlei Gründen vorzuziehen. Deshalb plädiert Agora Energiewende weiterhin für eine umfassende Initiative, mit dem Ziel, den unausweichlichen Strukturwandel in der Energie- und insbesondere in der Kohlewirtschaft ohne unnötige Verwerfungen und soziale Härten in geordneten Bahnen vollziehen zu können.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr Patrick Graichen,

Direktor Agora Energiewende

## Das Wichtigste auf einen Blick

1.

Die Emissionen aus der Stromerzeugung können bis 2020 um 40 Prozent gegenüber 1990 sinken – ohne tiefgreifende energiewirtschaftliche Folgen. Dazu müssen die ältesten Braun- und Steinkohlekraftwerke wenige Jahre vor ihrem technischen Lebensende aus dem Markt genommen werden. Die Großhandelspreise steigen bis 2020 um maximal 0,4 Cent je Kilowattstunde gegenüber der Referenz.

2.

Die Stilllegung alter Kohlekraftwerke hierzulande führt auch zu einer Senkung der Treibhausgasemissionen in Europa. Derzeit laufen Deutschlands CO<sub>2</sub>-intensive Kohlekraftwerke zunehmend für den Export und verdrängen auch jenseits der Grenzen klimafreundlichere Kraftwerke. Mit der Schließung alter deutscher Kohlekraftwerke wird diese Fehlentwicklung weitgehend korrigiert.

3.

Deutsche Kraftwerksbetreiber profitieren von der Stilllegung der ältesten Braun- und Steinkohlekraftwerke. Stilllegungen mindern die aktuellen Überkapazitäten und verbessern die Erlössituation der verbleibenden Kraftwerke. Deshalb profitieren per Saldo die meisten Kraftwerksbetreiber von den Stilllegungen – insbesondere die der großen Flotten mit Kraftwerken hoher Auslastung.

4.

Der Strukturwandel in der Kohlewirtschaft muss aktiv gestaltet werden. Erforderlich ist ein nationaler Kohlekonsens, der Planungssicherheit für die Wirtschaft schafft und sozialpartnerschaftliche Vereinbarungen für Beschäftigte umfasst. Nur so kann es gelingen, den Industriestandort Deutschland zukunftsfest zu machen – und zugleich fit für den Weltmarkt für Energiewendetechnologien.



---

# Inhalt

---

---

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung und Kernergebnisse</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Executive summary</b>	<b>13</b>
<b>3</b>	<b>Ausgangssituation und Zielstellung</b>	<b>15</b>
3.1	Klimaschutzziele und Gesamtemissionsentwicklung	15
3.2	Treiber der Emissionen der Stromerzeugung	16
3.3	Handlungslücke im Jahr 2020	17
3.4	Zielstellung der Studie	19
<b>4</b>	<b>Klimaschutzmaßnahmen und europäische Wechselwirkungen</b>	<b>21</b>
4.1	Diskutierte Klimaschutzmaßnahmen	21
4.2	Nationale Maßnahmen im europäischen Kontext	22
<b>5</b>	<b>Methodik und Definition der Szenarien</b>	<b>25</b>
5.1	Das enervis-Strommarktmodell	25
5.2	Übergeordnete Prämissen	26
5.3	Definition der Szenarien	28
5.3.1	Referenzszenario	28
5.3.2	Klimaschutzszenario	28
5.4	CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten als Stilllegungskriterium	28
<b>6</b>	<b>Strukturentwicklungen und Effekte der Klimaschutzmaßnahmen</b>	<b>33</b>
6.1	Emissionen und Zielerreichung	33
6.2	Stilllegungsentscheidungen	34
6.3	Kapazitätsentwicklung	36
6.4	Erzeugungs- und Exportbilanz	38
6.5	Entwicklung der Großhandelsstrompreise	40
6.6	CO <sub>2</sub> -Vermeidung durch die Klimaschutzmaßnahme	41
<b>7</b>	<b>Verteilungseffekte</b>	<b>43</b>
7.1	Verbraucherbelastung	43
7.2	Wirtschaftlichkeit der konventionellen Kraftwerke	44
7.2.1	Strompreiseffekte	44
7.2.2	Entwicklung der Deckungsbeiträge und Kompensationsbedarf durch Klimaschutzmaßnahmen	45

---

---

# Inhalt

---

---

<b>8</b>	<b>Diskussion der Ergebnisse</b>	<b>49</b>
8.1	Diskussion zentraler Einflussfaktoren	49
8.2	Implikationen für die instrumentelle Ausgestaltung	51
<b>9</b>	<b>Zusammenfassung und Fazit</b>	<b>53</b>
9.1	Kernergebnisse der Modellierungen	53
9.2	Fazit	53
<b>10</b>	<b>Anhang</b>	<b>55</b>
10.1	Sektorkaskadierung	55
10.2	Annahmen im Einzelnen	56
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>57</b>

---

---

# Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

---

Abbildung Z1:	CO <sub>2</sub> -Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien im Vergleich zum Zielpfad (minus 40 Prozent bis 2020)	8
Abbildung Z2:	Strompreiseffekt der Klimaschutzmaßnahmen in Cent je Kilowattstunde bei Haushalten, Gewerbe und nicht EEG-privilegierten Industriekunden gegenüber der Referenz	9
Abbildung Z3:	Brutto- und Netto-CO <sub>2</sub> -Vermeidung durch die Klimaschutzmaßnahme (links exemplarisch für das Jahr 2020)	10
Abbildung Z4:	Besserstellung des Gesamtportfolios aller Kraftwerke im Klimaschutzszenario vs. Referenzszenario	11
Abbildung 1:	Entwicklung, Projektionen und Ziele der Treibhausgasemissionen	15
Abbildung 2:	Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen der Stromerzeugung	17
Abbildung 3:	Handlungslücke im Bereich der Stromerzeugung im Jahr 2020 im Vergleich verschiedener Studien/Positionen (Vergleich basiert auf Schätzungen der enervis)	18
Abbildung 4:	Diskutierte Klimaschutzmaßnahmen	22
Abbildung 5:	Grundstruktur des enervis Fundamentalmodells (emp)	26
Abbildung 6:	Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen der Stromerzeugung nach Umweltbundesamt, politischer Zielpfad (schwarze Linie) und Ziele der vorliegenden Studie (rote Linie)	29
Abbildung 7:	Effekte einer Stilllegung in Bezug auf die <i>Merit-Order</i> und die CO <sub>2</sub> -Intensität	30
Abbildung 8:	Vermeidungskostenkurve der Stilllegungen	31
Abbildung 9:	Verlauf der CO <sub>2</sub> -Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien	33
Abbildung 10:	Stilllegung von Kohlekraftwerken zur Erreichung des CO <sub>2</sub> -Zielpfades im Klimaschutzszenario	34
Abbildung 11:	Stilllegungsentscheidungen im Klimaschutzszenario	35
Abbildung 12:	Kapazitätsentwicklung im Referenzszenario (links) und Klimaschutzszenario (rechts)	36
Abbildung 13:	Zu- und Rückbau – Referenzszenario (links) und Klimaschutzszenario (rechts)	37
Abbildung 14:	Erzeugung nach Brennstoffen – Referenzszenario (links) und Klimaschutzszenario (rechts)	38
Abbildung 15:	Erzeugung (links) und Nettoexportbilanz (rechts) – Szenariovergleich	39
Abbildung 16:	Entwicklung der Großhandelspreise absolut (links) und als Differenz (rechts)	40
Abbildung 17:	Brutto- und Netto-CO <sub>2</sub> -Vermeidung durch die Klimaschutzmaßnahme (links exemplarisch für das Jahr 2020)	41
Abbildung 18:	Endkundenpreissteigerung durch die Klimaschutzmaßnahme (Darstellung für den nicht EEG-privilegierten Letztverbrauch)	43
Abbildung 19:	Veränderung der Großhandelsumsätze im Klimaschutzszenario	45
Abbildung 20:	Besserstellung des Gesamtportfolios aller Kraftwerke im Klimaschutzszenario vs. Referenzszenario	46
<hr/>		
Tabelle 1:	Zentrale Prämissen der Szenarien	27
Tabelle 2:	Studienvergleich Handlungslücke und Prämissen 2020 (Euro real 2015; Umrechnung mit 2 % Inflation)	49
Tabelle 3:	Aktuelle Untersuchungen zur Preis- und Emissionswirkung von Kraftwerksstilllegungen	50
Tabelle 4:	Zentrale Ergebnisse der Marktszenarien	53
Tabelle 5:	Sektorkaskadierung und Treibhausgasemissionen am Beispiel des Projektionsberichts 2015 (BMUB (2015))	55
Tabelle 6:	Brennstoffpreisannahmen	56
Tabelle 7:	Kuppelkapazitäten	56
Tabelle 8:	Ausbaupfad Erneuerbare Energien und Nettostromnachfrage	56

---



# 1. Zusammenfassung und Kernergebnisse

Bis 2020 sollen die Treibhausgasemissionen in Deutschland um mindestens 40 Prozent unter das Niveau von 1990 sinken. Zum Jahresende 2014 war eine Minderung von etwa 27 Prozent erreicht. Mit ihrem am 3. Dezember 2014 im Kabinett verabschiedeten *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020* reagierte die Bundesregierung auf Prognosen, wonach das Klimaschutzziel für 2020 ohne zusätzliche Maßnahmen klar verfehlt werden würde. Als Teil des Kabinettsbeschlusses zum Aktionsprogramm legte die Bundesregierung fest, dass der Stromsektor bis 2020 zusätzlich zu den bereits beschlossenen und laufenden Maßnahmen einen Klimaschutzbeitrag von jährlich 22 Millionen Tonnen Kohlendioxidäquivalenten zu erbringen habe, als komplementäre nationale Maßnahmen zur Flankierung des Europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS). Denn die Anreizwirkung des Emissionshandels steht insbesondere wegen der andauernden Überschüsse an Kohlendioxidzertifikaten in Höhe von aktuell etwa 2,1 Milliarden Tonnen Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) und Zertifikatpreisen von nur etwa sieben Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> (Stand: Anfang 2015) infrage. Selbst für den Fall, dass die auf EU-Ebene diskutierte Reform des Emissionshandelssystems zeitnah zur Einführung einer ambitioniert ausgestalteten Marktstabilitätsreserve führt, wird dieses europäische Klimaschutzinstrument aller Voraussicht nach bis zum Ende der 2020er-Jahre keine effektiven CO<sub>2</sub>-Vermeidungsanreize entfalten.<sup>1</sup>

Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist es sinnvoll, die Treibhausgasemissionen dort zu mindern, wo das zu den geringsten Vermeidungskosten möglich ist. Ohne einen deutlichen Beitrag des Stromerzeugungssektors ist das politische Klimaschutzziel 2030 in jedem Falle nicht zu erreichen.<sup>2</sup> Um eine effiziente Strategie zur Minderung der

Emissionen aus dem Stromsektor zu ermitteln, hat Agora Energiewende deshalb das Beratungsunternehmen enervis energy advisors GmbH beauftragt, eine optimierte Strategie zur Erreichung eines sektoralen Minderungsziels von minus 40 Prozent bis 2020 am Beispiel von Kraftwerksstilllegungen im Stromsektor abzuleiten.

Die Studie modelliert dazu mit dem von enervis entwickelten Strommarktmodell zwei Szenarien. Ein Referenzszenario bildet zunächst eine CO<sub>2</sub>-Emissionsentwicklung des deutschen Stromsektors ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen ab. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen sinken in diesem Szenario im Betrachtungszeitraum bis 2020<sup>3</sup> infolge des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien zwar deutlich. Unter Zugrundelegung eines sektoralen CO<sub>2</sub>-Minderungsziels von minus 40 Prozent bis 2020 gegenüber dem Basisjahr 1990 verbleibt jedoch eine erhebliche Handlungslücke von rund 48 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> aus der Stromerzeugung (vgl. Abbildung Z1). Um die Lücke zu schließen, werden in einem Klimaschutzszenario ab 2017 Kohlekraftwerkskapazitäten sukzessive vorzeitig aus dem Markt genommen. Die betroffenen Kraftwerke könnten entweder dauerhaft stillgelegt oder in eine neben dem Markt stehende Reserve überführt werden. Insgesamt gehen so im Betrachtungszeitraum 13,7 Gigawatt an Kohlekapazitäten vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer vom Netz, wobei die Stilllegungen zum Teil nur wenige Jahre vor dem technischen Lebensende erfolgen. Kapazitätsbezogen ergibt sich eine nahezu gleichgewichtige Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken.

Als Kriterium für die iterativen Kraftwerksstilllegungen zur Schließung der Klimaschutzlücke werden CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für die Kraftwerke abgeschätzt. Aus

1 vgl. Agora Energiewende 2015: Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende ([www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/ETS/Agora\\_Hintergrund\\_Rolle\\_des\\_Emissionshandels\\_18022015\\_web.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/ETS/Agora_Hintergrund_Rolle_des_Emissionshandels_18022015_web.pdf))

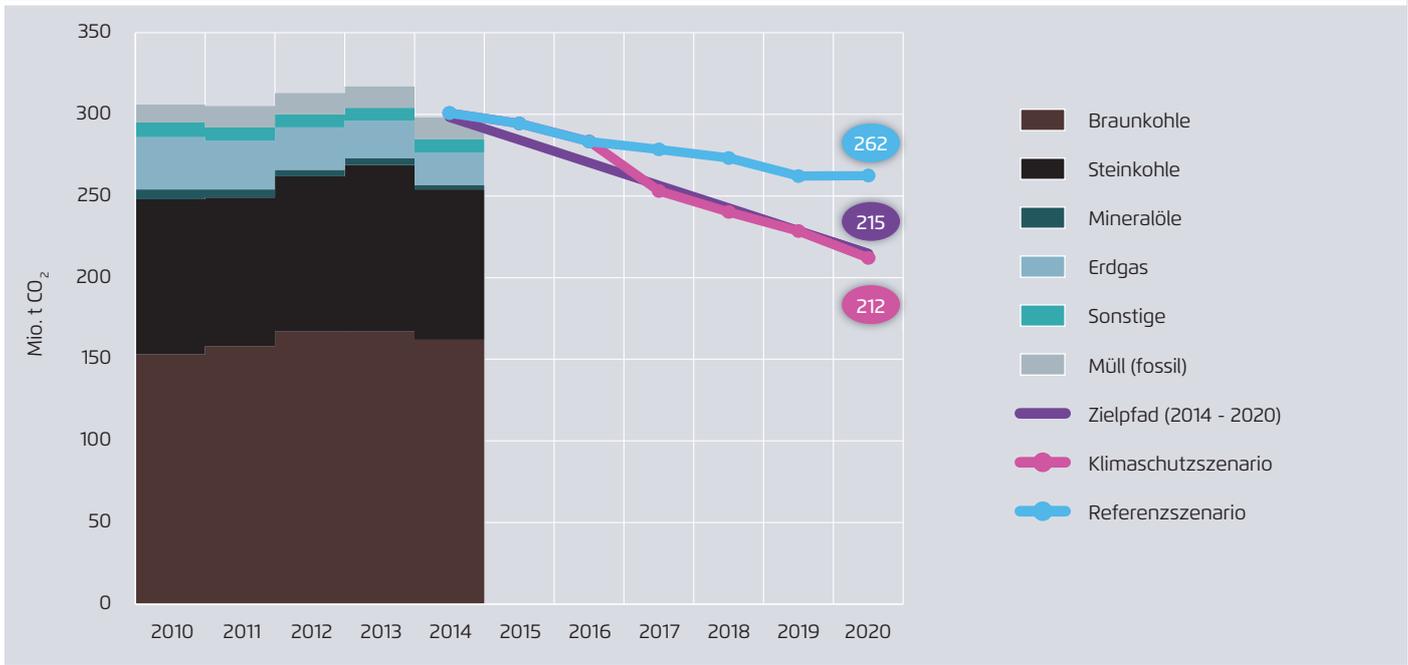
2 vgl. Agora Energiewende 2014: Klimaschutz und Energiewende: Welchen Beitrag muss die Energiewirtschaft zum Klimaschutzaktionsplan 2020 leisten? ([www.agora-energie-](http://www.agora-energie-)

[wende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/VA\\_Klimaluecke/Agora\\_Energiewende\\_Klimaschutz\\_und\\_Energiewende\\_Veranstaltungstext\\_web.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/VA_Klimaluecke/Agora_Energiewende_Klimaschutz_und_Energiewende_Veranstaltungstext_web.pdf))

3 Eine Erweiterung dieser Studie über den Zeitraum bis 2040 befindet sich in Vorbereitung.

CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien im Vergleich zum Zielpfad (minus 40 Prozent bis 2020)

Abbildung Z1



Eigene Darstellung

dem gewählten Kriterium ergibt sich eine effiziente Stilllegungsreihenfolge, die ökologische und ökonomische Eigenschaften der Kraftwerke berücksichtigt. Entlang der so generierten Vermeidungskostenkurve werden in jedem Jahr Kohlekapazitäten stillgelegt, bis der definierte Emissionspfad erreicht ist.

Basierend auf einem Vergleich von Referenz- und Klimaschutzszenario werden anschließend die Strommarkt- und Verteilungseffekte der gewählten Stilllegungsstrategie analysiert. Kernergebnisse sind die folgenden:

### Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors können ohne tiefgreifende energiewirtschaftliche Rückwirkungen bis 2020 um 40 Prozent gegenüber 1990 reduziert werden

Infolge der Angebotsverknappung durch Kraftwerksstilllegungen kommen auf dem Klimaschutzpfad Kraftwerke mit höheren Grenzkosten insgesamt häufiger zum Einsatz. Im Ergebnis steigen die durchschnittlichen Großhandelsstrom-

preise (Jahresbase) bis 2020 um bis zu 4 Euro pro Megawattstunde (0,4 Cent pro Kilowattstunde) gegenüber der Referenzentwicklung. Dieser insgesamt moderate Preisanstieg durch die vorzeitige Herausnahme von Kohlekraftwerken aus dem Markt führt zu einer noch geringeren zusätzlichen Belastung der Endkunden im Betrachtungszeitraum bis 2020. Da höhere Preise an der Strombörse zugleich die Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Umlage) senken, steigen die Endkundenpreise von Haushalten, Gewerbe sowie nicht EEG-privilegierter Industrie in den Jahren 2017 bis 2020 aufgrund der hier untersuchten Klimaschutzstrategie nur um 0,2 Cent pro Kilowattstunde (vgl. Abbildung Z2) gegenüber der Referenzentwicklung.

### Die Stilllegung alter Braun- und Steinkohlekraftwerke in Deutschland führt auch zu einer realen Senkung der Treibhausgasemissionen in Europa

Die vorzeitige Stilllegung alter Kohlekraftwerke bremst den Trend steigender Stromexporte deutlich ab. 2014 wurden

Strompreiseffekt der Klimaschutzmaßnahmen in Cent je Kilowattstunde bei Haushalten, Gewerbe und nicht EEG-privilegierten Industriekunden gegenüber der Referenz

Abbildung Z2



Eigene Darstellung

per Saldo rund 34 Terawattstunden<sup>4</sup> (gleichbedeutend mit etwa 6 Prozent) des in Deutschland erzeugten Stroms exportiert. Ohne Klimaschutzmaßnahmen ist zu erwarten, dass die Exporte weiter steigen, und zwar bis 2020 auf 42 Terawattstunden. Im Klimaschutzszenario hingegen geht der Exportüberschuss wegen der geringeren inländischen Stromerzeugung von rund 34 Terawattstunden im Jahr 2014 auf etwa 6 Terawattstunden im Jahr 2020 zurück. Insgesamt verbleibt auch im Klimaschutzszenario bis 2020 stets hinreichend gesicherte Leistung im System, um ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten.

Der rückläufige Export aus Deutschland wird im Ausland durch zusätzliche Erzeugung ausgeglichen. Im Klimaschutzszenario erhöht sich dadurch in den Nachbarmärkten die Auslastung von Gaskraftwerken. Gleichzeitig steigen auch die Benutzungsstunden ausländischer Steinkohle-

kraftwerke. Ausländische Grundlastkraftwerke wie etwa Braunkohlekraftwerke in Polen oder Kernenergieanlagen in Frankreich sind hingegen bereits weitgehend ausgelastet und können deshalb kaum zusätzlichen Strom erzeugen. Insgesamt bleibt deshalb im Mittel etwa die Hälfte der durch die Kraftwerksstilllegungen in Deutschland vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen auch EU-weit real wirksam; per Saldo sinken also durch den gewählten Klimaschutzpfad die Klimagasemissionen in Europa deutlich (vgl. Abbildung Z3).<sup>5</sup>

### Eine um wenige Jahre vorgezogene Stilllegung alter Braun- und Steinkohlekraftwerke im Klimaschutzszenario führt zu einer wirtschaftlichen Besserstellung der deutschen Kraftwerksbetreiber insgesamt

Grundsätzlich steht die fossile Stromerzeugung in Deutschland heute sowohl im Referenz- als auch im Klimaschutz-

<sup>4</sup> Neuere Zahlen der AG Energiebilanzen gehen von einem Export von 35,5 Terawattstunden im Jahr 2014 aus.

<sup>5</sup> ohne Kompensationseffekte des Europäischen Emissionshandelssystems

Brutto- und Netto-CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch die Klimaschutzmaßnahme (links exemplarisch für das Jahr 2020) Abbildung Z3



szenario unter wirtschaftlichem Druck. Gas-und-Dampf-turbinen-Kraftwerke (GuD) kommen nur selten zum Einsatz und können zu Beginn des Betrachtungszeitraums ihre fixen Betriebskosten nicht decken. Auch Steinkohlekraftwerke stehen zum Teil, in Abhängigkeit von ihrem elektrischen Wirkungsgrad, an der Grenze zur wirtschaftlichkeitsbedingten Stilllegung. Ein Grund hierfür sind die gegenwärtigen Überkapazitäten im deutschen und europäischen Strommarkt.

Die modellierten, klimapolitisch motivierten Kraftwerksstilllegungen reduzieren diese Überkapazitäten in Deutschland. Sie führen zu einer etwas erhöhten Auslastung und zu moderat höheren Großhandelspreisen für die im Markt verbleibenden Kraftwerke.

Unter dem Strich steigen die Deckungsbeiträge des Gesamtportfolios, das heißt, die wirtschaftliche Besserstellung der im Markt verbleibenden Kraftwerke übersteigt im Betrachtungszeitraum die verloren gegangenen Deckungsbeiträge der vorzeitig stillgelegten Anlagen. So erreicht die

wirtschaftliche Besserstellung kumuliert über den Betrachtungszeitraum bis 2020 eine Größenordnung von etwa 4,4 Milliarden Euro (vgl. Abbildung Z4). Insbesondere für die Betreiber mit größeren Kraftwerkspportfolios und von Anlagen mit hoher Auslastung dürfte sich dabei eine wirtschaftliche Besserstellung ergeben. Erste vorläufige Berechnungen zeigen, dass sich dieses Bild auch für einen längerfristigen Betrachtungszeitraum über 2020 hinaus nicht grundsätzlich ändert.

Ein Nebeneffekt der vorzeitigen Stilllegung alter, klimabelastender Kohlekraftwerke ist also die Verbesserung der Erlössituation der am Markt verbleibenden Kraftwerke, die der Höhe nach die entgangenen Gewinne der früher stillgelegten Kraftwerksanlagen deutlich überkompensiert. Eine Auszahlung sogenannter Stilllegungsprämien zur Kompensation entgangener Gewinne der Kraftwerksbetreiber ist den Analysen zufolge zumindest aus der Perspektive des Gesamtportfolios heraus nicht zu begründen.

Besserstellung des Gesamtportfolios aller Kraftwerke im Klimaschutzscenario vs. Referenzscenario

Abbildung Z4



**Der Klimaschutz beschleunigt den Strukturwandel in der Energie- und insbesondere der Kohlewirtschaft. Es kommt darauf an, diesen Wandel zu gestalten, Planungssicherheit für die Wirtschaft und soziale Sicherheit für Beschäftigte zu schaffen und dabei den Industriestandort Deutschland zukunftsfest zu machen. Ein Kohlekonsens kann hierfür die Grundlagen schaffen.**

Das in dieser Studie betrachtete Klimaschutzscenario mit iterativen Kraftwerksstilllegungen und CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten als Kriterium für die Stilllegungsreihenfolge modelliert einen von mehreren denkbaren Pfaden zur Einhaltung der deutschen Klimaschutzziele. Gegenwärtig wird eine Reihe verschiedener Instrumente und Maßnahmen auf ihre Wirksamkeit und ihre Wirkungen geprüft. Doch unabhängig davon, welches Instrument letztlich gewählt wird: Allen Analysen ist gemeinsam, dass die Klimaschutzziele nur dann erreichbar sind, wenn sich der Strommix in Deutschland substantiell verändert. Konkret heißt

das, dass die Kohleverstromung in den nächsten Jahren und Jahrzehnten signifikant zurückgeführt werden muss.

Der Strukturwandel im Energiesektor ist bereits seit Jahren in vollem Gange. Er wird durch die Erfordernisse des Klimaschutzes weiter beschleunigt; Unternehmen verlieren Marktanteile und Arbeitsplätze gehen verloren. Diese Entwicklung trifft zunächst vor allem fossile Kraftwerke und die Braunkohletagebaue, und sie läuft bereits seit einiger Zeit.<sup>6</sup> Ende 2014 waren in Deutschland noch etwa 21.400 Beschäftigte direkt in der Braunkohleindustrie (Kraftwerke und Tagebaue)<sup>7</sup> tätig, und etwa 5.000 weitere in Steinkohlekraftwerken.<sup>8</sup> Nach einer älteren Abschätzung waren 2009

6 DEBRIV 2014: *Braunkohle in Deutschland 2013 – Daten und Fakten*; Statistik der Kohlewirtschaft 2015: *Beschäftigte der Braunkohlenindustrie in Deutschland*. Köln 24.03.2015. Beschäftigtenzahlen für das Rheinisches Revier: Ende 2011: 11.591; Ende Februar 2015: 9.765

7 Statistik der Kohlewirtschaft (2015): *Zur Lage des Kohlenbergbaus in der Bundesrepublik Deutschland – Jahr 2014*

8 IGBCE (2014): *IGBCE Aktuell 01/2014*

darüber hinaus noch etwa 47.500 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter bei Zulieferern der Braunkohleindustrie beschäftigt.<sup>9</sup>

Auf der anderen Seite der Bilanz stehen die positiven Beschäftigungswirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz. Sie umfassen die Beschäftigten in der Energiewirtschaft selbst, in der Energieforschung, im Bereich der Herstellung von Erneuerbare-Energien-Anlagen für den deutschen Markt, der Wartung, des Betriebs, der Brennstoffbereitstellung sowie begleitender Dienstleistungen und nicht zuletzt des Exports von Erneuerbare-Energien-Anlagen beziehungsweise von Teilkomponenten. Eine Studie für das Bundeswirtschaftsministerium kam für das Jahr 2013 auf einen Bruttoeffekt von 371.300 Beschäftigten im Bereich Erneuerbarer Energien.<sup>10</sup> Erhebliche Bruttoeffekte werden auch im Bereich der Energieeffizienz erwartet. Die Umsetzung der aktuellen Effizienzziele könnte demnach bis 2020 zu 180.000 und bis 2030 zu 250.000 zusätzlichen Arbeitsplätzen führen.<sup>11</sup> Eine aktuelle Studie erwartet bezüglich des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien bis 2020 auch einen deutlichen mittleren Nettoeffekt von jährlich 18.000 zusätzlichen Arbeitsplätzen.<sup>12</sup>

Auch wenn alles darauf hindeutet, dass die Beschäftigungseffekte der Energiewende insgesamt positiv sind und voraussichtlich bleiben werden, so führen doch Stilllegungen auch zu einem Abbau von Arbeitsplätzen, und die Sorgen

der Beschäftigten in den betroffenen Branchen und Regionen sind nachvollziehbar. Das stellt die Politik ebenso wie die Akteure der Energiewirtschaft insgesamt vor Herausforderungen. In dieser Situation kommt es darauf an, den Transformationsprozess aktiv zu gestalten und Konflikte, wo immer möglich, zu entschärfen.

Die bis heute größte Leerstelle der Energiewendepolitik, nämlich die Implementierung einer konsistenten Strategie für den fossilen Kraftwerkspark, erweist sich als eine ihrer zentralen Baustellen. In der Konsequenz droht, trotz des weitgehenden Konsenses über die Ziele der Energiewende, ein neuer gesellschaftlicher Dauerkonflikt. Ziel muss es deshalb sein, den ohnehin unausweichlichen Strukturwandel in der Energie- und insbesondere in der Kohlewirtschaft ohne unnötige Verwerfungen und soziale Härten in geordneten Bahnen zu vollziehen. Deutschland benötigt dazu eine kohärente Transformationsstrategie für seinen Kohlesektor. Die sozialpartnerschaftliche Vereinbarung von Zielen und Wegen zukünftiger Entwicklungen ist gerade in diesem Sektor unserer Wirtschaft gute Tradition und eine der Stärken des Standortes Deutschland – denn mit ihr entstehen Verlässlichkeit und Zukunftssicherheit für alle Beteiligten.

---

9 EEFA (2011): *Die Rolle der Braunkohlenindustrie für die Produktion und Beschäftigung in Deutschland*. Untersuchung im Auftrag des DEBRIV

10 DLR/DIW/ZSW/GWS/Prognos 2014: *Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahre 2013 – eine erste Abschätzung*. Stand: Mai 2014. Dritter Bericht zur Bruttobeschäftigung. Im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums

11 Blazejczak, Jürgen; Edler, Dietmar; Schill, Wolf-Peter (2014): *Steigerung der Energieeffizienz: Ein Muss für die Energiewende, ein Wachstumsimpuls für die Wirtschaft*. DIW-Wochenbericht Nr. 4/2014, S. 47-59

12 DIW econ (2015): *Die Beschäftigungseffekte der Energiewende*. Eine Expertise für den Bundesverband WindEnergie e. V. und die Deutsche Messe AG. Berlin

## 2 Executive summary

Germany has set itself ambitious targets to reduce its greenhouse gas (GHG) emissions. By 2020 GHG emissions shall be at least 40 percent lower, compared to 1990 levels. While promising emission reductions were realised until the beginning of the millennium, Germany is now struggling to keep track with its reduction path. Official projections show that Germany might be failing to meet 2020 targets by approximately 5 – 8 percent. Emissions originating from the energy sector, especially from electricity generation have a major contribution to this 'emissions reduction gap'.

Currently, there is an ongoing debate in energy politics and industry about appropriate measures to meet 2020 targets. All suggested actions have in common that they are additional national measures to the European Union Emissions Trading System (EU ETS).

In this study, a reference scenario is modelled to assess the emissions reduction gap in the electricity sector according to the 40 percent target. In an additional "climate protection scenario" an adequate climate protection measure is implemented that closes this gap. Using the example of preponed retirements of lignite and coal fired power plants, resulting impacts on the energy industry and consumer prices are analysed. These retirements are modelled gradually along the emissions reduction path between 2017 and 2020. The order of retirements is determined by CO<sub>2</sub>- abatement costs within the power plant portfolio.

The analysis of the reference scenario shows that, although CO<sub>2</sub> emissions are decreasing, the electricity sector is still facing an emissions gap of around 48 million tons of CO<sub>2</sub> in 2020. This gap can be closed by a stepwise decommissioning of power plants with a total capacity of 13.7 gigawatts between 2017 and 2020. Regarding decommissioned capacity, lignite and coal fired plants are affected equally. Due to the reduction of domestic generation in the climate protection scenario the export surplus is reduced from 34 TWh in 2014 to approximately 6 TWh in 2020. Nevertheless, generation adequacy in Germany is still assured. Power

generation of decommissioned plants is replaced by plants with higher marginal cost and imports. This results in an increase of wholesale electricity prices by 4 EUR/MWh (base-load) in 2020 compared to the reference scenario. Despite the inevitable effect of a proportional compensation caused by national emission mitigation measures, about 50 percent of the national emission reductions remain effective within the European electricity market.

Currently, fossil power generation is facing a difficult economic situation. Even modern and highly efficient power plants are unable to cover their fixed operating expenses due to low power prices and declining full load hours. Depending on their efficiency, coal fired plants are struggling with low utilisation as well and therefore have to take decisions whether or not to continue operation. This changes partially in the climate protection scenario: as a result of a reduction in supply due to the decommissioning of power plants, wholesale electricity prices increase and the power plant portfolio in total benefits from the climate protection measure. This also applies to neighbouring electricity markets. For the German generation portfolio as a whole, these additional revenues overcompensate lost operating profits of decommissioned power plants. However, this does not necessarily apply to every single portfolio in the market.

Consumers are burdened with slightly increasing prices for electricity. At the same time they benefit from lower renewable support mechanism charges due to increasing power prices and subsequently decreasing support payments to renewable power generators. All in all, the climate protection scenario results in a moderate net increase in consumer prices of 0.2 ct/kWh for private households and other smaller consumers in 2020. Compared to private households, privileged customers (who only bear a minimum of renewable support charges) benefit less from decreasing support mechanism cost.



## 3 Ausgangssituation und Zielstellung

### 3.1 Klimaschutzziele und Gesamtemissionsentwicklung

Deutschland hat sich weitreichende Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen gesetzt. So sieht der Koalitionsvertrag der Bundesregierung von November 2013 eine Absenkung der Treibhausgasemissionen über alle Sektoren bis zum Jahr 2050 von 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 vor.<sup>13</sup> Dieser langfristige Zielpfad basiert auf einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent bis 2020.

Deutschland droht diese Ziele deutlich zu verfehlen. So stiegen die Emissionen im Zeitraum 2011 bis 2013 sogar an und Deutschland lag im Jahr 2013 rund 86 Millionen Tonnen über dem Zielpfad (dies entspricht 6,9 Prozent des Basis-

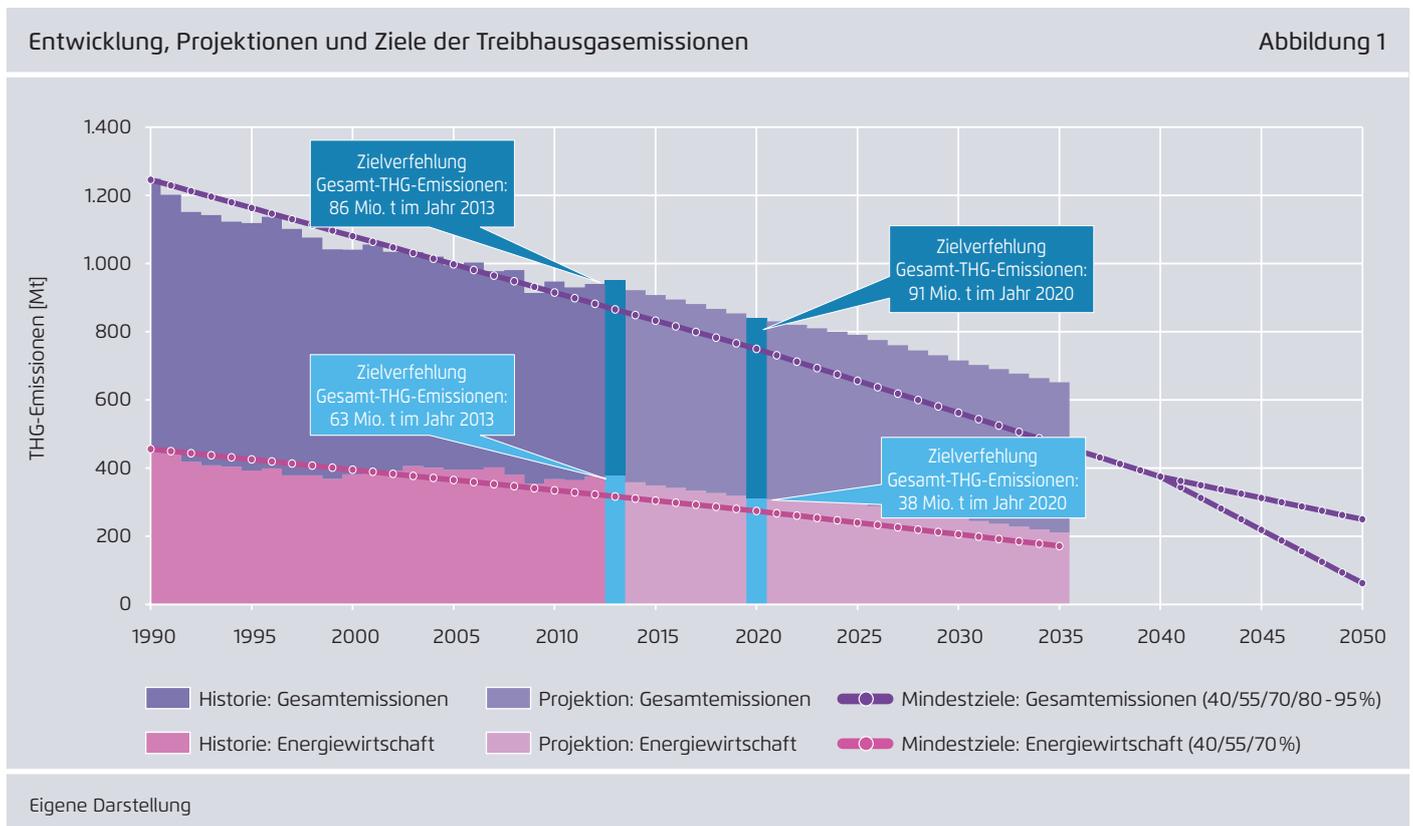
wertes von 1990).<sup>14</sup> Nach aktuellen offiziellen Projektionen wird sich diese Situation bis 2020 nicht grundsätzlich ändern. So könnten die Treibhausgasemissionen bis 2020 ohne über die bisher auf den Weg gebrachten Maßnahmen rund 91 Millionen Tonnen über dem Ziel liegen (dies entspricht 7,3 Prozent des Basiswertes).<sup>15</sup> Abbildung 1 verdeutlicht die historische und projizierte Entwicklung in Relation zu den politischen Zielen.<sup>16</sup>

14 Umweltbundesamt (2014)

15 BMUB (2015)

16 Die aktuelle Nahzeitprognose des Umweltbundesamtes für 2014 zeigt einen deutlichen Rückgang der Gesamtemissionen um 4,3 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Es handelt sich hierbei um Schätzwerte aus einer Trendfortschreibung der offiziellen Berechnungen für das Jahr 2013, zusätzlich sind die Daten durch geänderte Berechnungsvorschriften nicht mehr mit vorherigen Veröffentlichungen des Umweltbundesamtes vergleichbar. Daher wurde im Folgenden auf die Einbeziehung der Prognosewerte für 2014 verzichtet. Umweltbundesamt (2014)

13 CDU, CSU und SPD (2013)



Die Entwicklung wird maßgeblich durch die Emissionen der Energiewirtschaft geprägt.<sup>17</sup> Trotz des starken Ausbaus der Erneuerbaren Energien stiegen die Emissionen der Energiewirtschaft seit der Wirtschaftskrise des Jahres 2009 kontinuierlich an. Legt man die politischen Mindestziele als Maßstab auch an die Energiewirtschaft an, so lag diese 2013 circa 63 Millionen Tonnen hinter dem Ziel zurück. Das entspricht etwa 13,8 Prozent der Emissionen der Energiewirtschaft von 1990. Nach offiziellen Projektionen werden sich die Emissionen der Energiewirtschaft zwar dem Zielpfad leicht annähern, aber auch 2020 noch hinter den politisch formulierten Mindestzielen zurückbleiben.<sup>18</sup> So wird hier von einer Zielverfehlung von 38 Millionen Tonnen ausgegangen. Das entspräche etwa 8,4 Prozent der Emissionen der Energiewirtschaft von 1990.

Um die langfristigen Ziele einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 80 bis 95 Prozent bis 2050 zu erreichen, wird eine weitgehende Dekarbonisierung der Energiebereitstellung notwendig sein. Gerade für den Bereich der Stromerzeugung, dem mit den Erneuerbaren Energien vergleichsweise gute technische Optionen für eine Dekarbonisierung zur Verfügung stehen, impliziert dies eine nahezu vollständige Umstellung auf emissionsfreie Technologien. Damit die politischen Ziele insgesamt erreicht werden, sollte die Stromerzeugung sektoral betrachtet eher schneller voranschreiten, als hinter dem Gesamtziel zurückzubleiben.

### 3.2 Treiber der Emissionen der Stromerzeugung

Ein Großteil der Emissionen der Energiewirtschaft speist sich aus den Emissionen der Stromerzeugung und insbesondere der Kohlekraftwerke. Vor diesem Hintergrund

lassen sich die Gründe für die aktuell drohende Zielverfehlung dort gut nachvollziehen. Abbildung 2 verdeutlicht die Entwicklung der Emissionen der Stromerzeugung<sup>19</sup> nach Brennstoffen.<sup>20</sup> Auch hier wurden die politischen Ziele als lineare Entwicklung den historischen Emissionswerten vergleichend gegenübergestellt.

Erkennbar fallen auch die Emissionen der Stromerzeugung deutlich hinter die politischen Ziele zurück. Geprägt ist die Emissionsentwicklung der letzten Jahre durch einen stabilen beziehungsweise im Zeitraum 2009 bis 2013 sogar steigenden Emissionsbeitrag der Braun- und Steinkohlekraftwerke. In der Prognose des Umweltbundesamtes für 2014 ist ein Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen insbesondere aus der Verstromung von Steinkohle und Erdgas erkennbar.<sup>21</sup>

Neben einer sukzessiven Inbetriebnahme von Kohlekraftwerken in den letzten Jahren erklären zwei zentrale Ursachen diesen in der Öffentlichkeit häufig als Energiewendeparadoxon bezeichneten Effekt. Ausschlaggebend ist hier ein Einbruch der Preise für Kraftwerkssteinkohle relativ zu den Großhandelspreisen für Erdgas und das gleichzeitig niedrige Preisniveau von Emissionszertifikaten. In dieser Situation weist die Stromerzeugung von Kohlekraftwerken niedrige Kosten auf (relativ zu Gaskraftwerken) und die Einspeisung der Erneuerbaren Energien verdrängt nicht etwa die Stromerzeugung von Kohlekraftwerken, sondern reduziert die Einsatzstunden von vergleichsweise emissionsarmen Gaskraftwerken. Zu berücksichtigen ist dabei auch, dass der aktuelle Exportüberschuss aus diesen Effekten resultiert. Ein Teil der deutschen Emissionen trägt damit zur Deckung des Stromverbrauchs im europäischen Ausland bei und vermeidet dort Stromerzeugung – und mit ihr verbundene CO<sub>2</sub>-Emissionen.

17 Die Energiewirtschaft ist hier dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) folgend definiert und umfasst die Strom- und Wärmerzeugung der (Kraft-Wärme-Kopplungs-)Kraftwerke der Energiewirtschaft (das heißt nicht die Emissionen der Industriekraftwerke) und weitere Emissionen des Umwandlungssektors (Heizwerke...) sowie die flüchtigen energiebedingten Emissionen.

18 BMUB (2015)

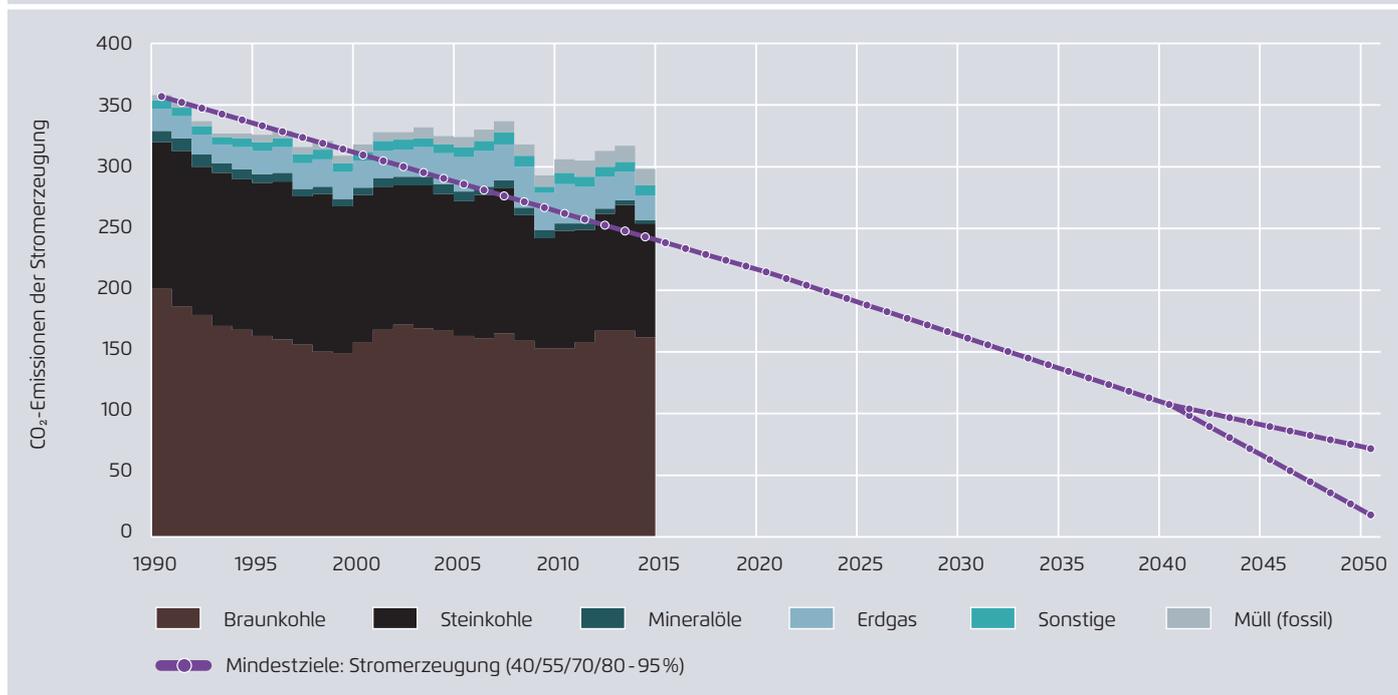
19 Hier wurden die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung (über alle Sektoren) bilanziert. Dies umfasst auch die industrielle (Eigen-)Erzeugung. Die Emissionen der Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung sind an dieser Stelle nicht erfasst; Werte für 2014: enervis Schätzung basierend auf vorläufigen Werten der Bruttostromerzeugung nach AGEB 2015.

20 Umweltbundesamt (2014)

21 Umweltbundesamt (2015)

Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung

Abbildung 2



Eigene Darstellung

Unter den Ursachen ist das niedrige Preisniveau im Europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS) hervorzuheben, zurückzuführen auf einen hohen Zertifikateüberschuss. So baute sich bis Ende 2013 im Emissionshandelssystem ein Überschuss von über zwei Milliarden Zertifikaten auf.<sup>22</sup> Somit liegt dieser über der jährlichen Nachfrage nach Zertifikaten in der gesamten Europäischen Union. Der Überschuss geht ursächlich zurück auf den durch die Wirtschaftskrise verursachten Einbruch in der Nachfrage, die Nutzung internationaler Projektgutschriften und den beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien. Solange dieser Überschuss nicht abgebaut ist, sind keine deutlichen Preisimpulse und Lenkungseffekte aus dem Emissionshandelssystem zu erwarten. Zwar sind aktuell verschiedene Anpassungen daran absehbar, diese werden den Schwerpunkt ihrer Wirkung aber erst deutlich nach 2020 entfalten.<sup>23</sup> Somit würden diese Maßnahmen selbst im Fall ihrer

<sup>22</sup> Agora Energiewende (2015)

<sup>23</sup> Agora Energiewende (2015)

zügigen Implementierung zu spät wirksam, um einen Beitrag zur Erfüllung des 2020-Zieles zu leisten.

Es lässt sich daher festhalten, dass auch vor dem Hintergrund der politischen Diskussion rund um die (beschleunigte) Einführung einer Marktstabilitätsreserve nicht davon auszugehen ist, dass sich an den zugrunde liegenden Treibern der Zielverfehlung strukturell und zeitnah etwas ändert. Auch der beschlossene Atomausstieg trägt zu einem ungünstigen Ausblick in Bezug auf die Emissionsentwicklung bei, da wegfallende Erzeugungsbeiträge der Kernenergie durch andere, zum Teil emissionsintensivere, Technologien ersetzt werden.

### 3.3 Handlungslücke im Jahr 2020

Die vorgenannten Gründe tragen dazu bei, dass Deutschland ausweislich offizieller Projektionen und verschiedener wissenschaftlicher Prognosen die für 2020 gesetzten Ziele ohne zusätzliche Maßnahmen deutlich verfehlen wird. Illustriert

wird dies in Abbildung 3 anhand einer Auswertung unterschiedlicher Projektionen.

Der Vergleich unterschiedlicher Projektionen wird dabei häufig dadurch erschwert, dass verschiedene Bezugsgrößen und Sektorabgrenzungen genutzt werden, sodass, je nach zugrunde liegender Definition, die Handlungslücke unterschiedlich ausfällt beziehungsweise zu interpretieren ist. Für Abbildung 3 wurden für die verschiedenen Studien die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung geschätzt.<sup>24</sup> Diese Emissionen umfassen die Emissionen aller Kraftwerke in Deutschland abzüglich der Emissionen, die der Wärmeauskopplung aus der Kraft-Wärme-Kopplung zugerechnet werden.<sup>25</sup> Auch im weiteren Verlauf dieser Studie wird der Schwerpunkt der Analysen auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung gelegt.

24 Dabei handelt es sich um Schätzungen der enervis; Rahmenannahmen für Schätzungen wurden anhand des Projektionsberichts 2015 rekonstruiert.

25 Baten, et al. (2014)

Dargestellt sind jeweils die prognostizierten Mehremissionen in der Stromerzeugung gegenüber einem sektoralen 40-prozentigen Reduktionziel im Jahr 2020 – die sogenannte sektorale Handlungslücke. Wird die sektorale Handlungslücke nicht vollständig geschlossen, so müsste diese Zielverfehlung durch Anstrengungen in anderen Sektoren kompensiert werden. Deutlich wird die enorme Spannweite der Einschätzungen, gerade auch zwischen Referenz- und Zielszenarien. So zeigen die links aufgeführten Balken eher ungünstige Entwicklungen, im mittleren Bereich liegen Referenzprojektionen. Rechts zeigen Zielszenarien auf, dass im Kontext der langfristigen Dekarbonisierungsziele auch eine Übererfüllung des 2020-Ziels durch den Sektor der Stromerzeugung sinnvoll sein könnte.

Das Klimaschutzaktionsprogramm der Bundesregierung sieht zusätzliche Maßnahmen zum Klimaschutz im Stromsektor in der Größenordnung von 22 Millionen Tonnen bis 2020 vor (der Begriff „Stromsektor“ bezieht dabei die Strom-

Handlungslücke im Bereich der Stromerzeugung im Jahr 2020 im Vergleich verschiedener Studien/Positionen (Vergleich basiert auf Schätzungen der enervis)

Abbildung 3



Eigene Darstellung

und KWK-Wärmeerzeugung ein).<sup>26</sup> Ein Großteil der in Abbildung 3 gezeigten Studien sieht im Bereich der Stromerzeugung eine größere Handlungslücke im Jahr 2020. Bleibt die Stromerzeugung hinter ihrem sektoralen Zielpfad zurück, so müssten andere Sektoren dies durch zusätzliche Vermeidungsbeiträge kompensieren. Zwar weist das Klimaschutzaktionsprogramm relevante Einsparungen in den anderen Sektoren aus, diese sind jedoch bisher nicht vollständig konkretisiert und können daher zum jetzigen Zeitpunkt nicht hinsichtlich ihrer Realisierbarkeit eingeschätzt werden.

Festzuhalten bleibt, dass über das Bestehen einer Handlungslücke weitgehende Einigkeit herrscht. Weniger ausgeprägt ist die Einigkeit darüber, wie groß die Handlungslücke ist und welche energiepolitischen Implikationen daraus abgeleitet werden sollten. Aktuell werden in der energiewirtschaftlichen Öffentlichkeit, aber auch in der Politik, verschiedene Klimaschutzmaßnahmen diskutiert, die darauf abzielen, die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland zu reduzieren.

### 3.4 Zielstellung der Studie

Die folgende Aufzählung charakterisiert die zentralen Analyseziele der vorliegenden Studie, insbesondere in Abgrenzung zur bereits zu diesem Themenkomplex veröffentlichten Literatur:

- modellgestützte Abschätzung der Handlungslücke im Bereich der Stromerzeugung bis 2020, basierend auf einer aktuellen Referenzentwicklung
  - Hier liegt der Fokus auf dem Zeitraum bis 2020, in dem erwartungsgemäß große Anstrengungen für den Klimaschutz notwendig sein werden und auf den sich momentan der Fokus des öffentlichen Interesses richtet.
  - Hinsichtlich der Langfristentwicklung von 2020 bis 2040 werden ergänzende Untersuchungen durchgeführt, die im Rahmen einer späteren Studie veröffentlicht werden.
  - Das Segment der Stromerzeugung wird untersucht, weil hier aktuell eine besonders große Handlungslücke besteht.
- Die Strommarktmodellierungen erfolgen dabei unter Berücksichtigung auch von Retrofit- und Stilllegungsentscheidungen im Kraftwerkspark und können somit helfen, ein realistisches Bild der Handlungslücke ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen zu zeichnen.
- qualitative Analyse der Wirkungen von nationalen Klimaschutzmaßnahmen und Diskussion der konzeptionellen Begründbarkeit von nationalen Klimaschutzmaßnahmen vor dem Hintergrund der europäischen Wechselwirkungen
- modellgestützte Analyse der Wirkungen einer Klimaschutzmaßnahme, die die Zielerreichung bis 2020 ermöglicht
  - Der Fokus liegt hier auf dem Instrument der Kraftwerksstilllegungen nach einem transparent abgeleiteten Kriterium. Hier liegt ein Schwerpunkt darauf, in Form der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten ein energiewirtschaftlich fundiertes Kriterium für die Auswahl und Reihenfolge von Stilllegungen abzuleiten, welches ökologische und ökonomische Effekte kombiniert betrachtet.
  - Basierend auf diesem Szenario erfolgt eine Analyse der Struktureffekte einer solchen Klimaschutzmaßnahme: Welche Effekte hätte diese Maßnahme auf die Erzeugungsstruktur einerseits und die Strompreise andererseits?
  - Die Modellierung der Strompreiseffekte ermöglicht eine Analyse der Verteilungseffekte der Klimaschutzmaßnahme. Dies bezieht sich auf die von den Verbrauchern zu tragenden Mehrbelastungen, aber insbesondere auch auf die Mehrerlöse des Kraftwerksbestandes durch den Anstieg der Großhandelspreise, die bisher weniger im Fokus der öffentlichen Diskussion standen.
  - Im Ergebnis steht hier eine Quantifizierung der Größenordnung einer (insgesamt) an die Kraftwerksbetreiber zu entrichtenden Zahlung zur wirtschaftlichen Flankierung des Strukturwandels beziehungsweise eine Abschätzung darüber, ob – und wenn ja, in welcher Höhe – Prämienzahlungen insgesamt gerechtfertigt sein könnten.

Die benannten Themen werden im Folgenden ausgeführt.

<sup>26</sup> BMUB (2014)



## 4 Klimaschutzmaßnahmen und europäische Wechselwirkungen

### 4.1 Diskutierte Klimaschutzmaßnahmen

Um das deutsche Reduktionsziel für 2020 zu erreichen, wurden verschiedene Klimaschutzmaßnahmen vorgeschlagen, die inzwischen eine intensive öffentliche Debatte zwischen Branchenverbänden, Umweltorganisationen und der Politik entfacht haben. Abbildung 4 zeigt die diskutierten Vorschläge in einer Einordnung nach Art der vorgeschlagenen Maßnahme und dem jeweiligen Handlungsumfang (indikativ).

Grundsätzlich lassen sich drei Varianten von Klimaschutzmaßnahmen unterscheiden:

1. Preisbasierte Mechanismen sind Klimaschutzmaßnahmen, die darauf abzielen, die variablen Kosten von Kohlekraftwerken gegenüber denen von Gaskraftwerken zu verteuern. Hier lassen sich verschiedene, im Grundsatz ähnlich wirkende, Varianten denken (CO<sub>2</sub>-Steuern, CO<sub>2</sub>-Mindestpreise, Brennstoffsteuern usw.). Im Ergebnis reduzieren sich Stromerzeugung und CO<sub>2</sub>-Emissionen von Kohlekraftwerken. Im Gegenzug sinken die (Netto-)Exporte und Gaskraftwerke steigern ihre Erzeugung. Insgesamt sinken die Emissionen ab. Indirekt kann ein solcher Mechanismus auf einen vorgezogenen Marktaustritt von Kohlekraftwerken hinwirken.
2. Mengengbasierte Instrumente steuern die CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht über eine Preisfestsetzung, sondern mittels einer Mengenvorgabe. Es wird also für einzelne Kraftwerke oder Kraftwerksportfolios eine Mengengbegrenzung festgelegt. Diese kann sich auf die Stromerzeugung, die CO<sub>2</sub>-Emissionen oder auch den Brennstoffbedarf über einen zu definierenden Zeitraum beziehen. Im Ergebnis werden die betroffenen Kraftwerke (gegebenenfalls nach Optimierung über ein Portfolio von Kraftwerken) ihre Gebotsstrategie (Einpreisung von Opportunitätskosten) und ihre Einsatzweise an die Begrenzung anpassen und so mittelbar ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen senken. Auch dieser Mecha-

nismus kann zu einem vorgezogenen Marktaustritt von Kohlekraftwerken beitragen.

3. Es gibt jedoch auch Instrumente, die direkt auf Marktaustritte hinwirken. Marktaustritte lassen sich im Grundsatz durch zwei Arten von Instrumenten erreichen:
  - Stilllegungen durch ordnungspolitische Instrumente: Die Setzung oder Anhebung von umweltpolitisch motivierten Anforderungen an die Kraftwerke können kostenintensive Anpassungen oder Stilllegungen von Kraftwerken erforderlich machen.
  - Marktaustritte durch finanzielle Anreize: Durch finanzielle Anreize können zeitweise oder dauerhafte Marktaustritte von Kraftwerken motiviert werden. Diese Anreize können wiederum preisbasiert (Stilllegungsprämie) oder mengenbasiert (Ausschreibung von Reservekapazitäten) ermittelt werden.

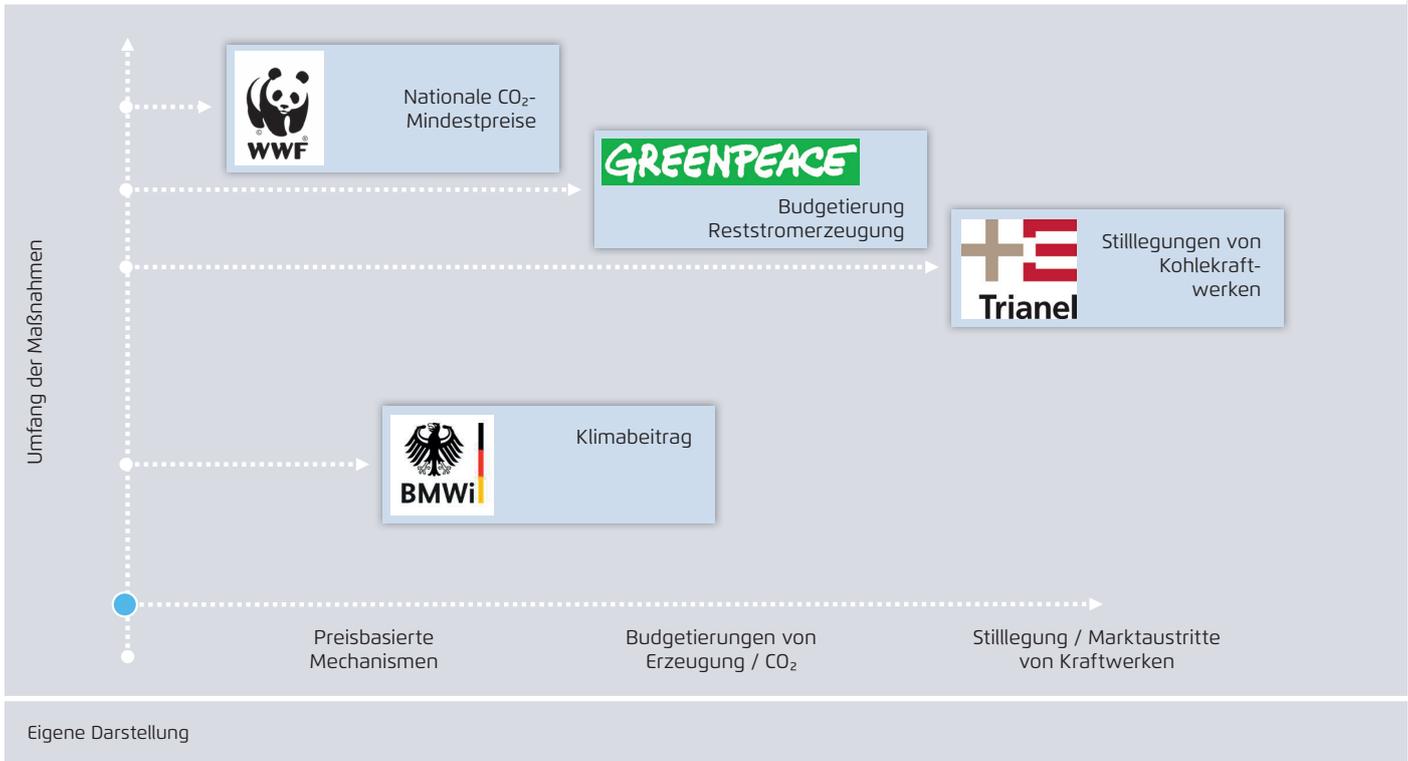
Inzwischen hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) einen konkreten und offiziellen Vorschlag für die Ausgestaltung einer Klimaschutzmaßnahme zur Erreichung der 2020-Ziele vorgelegt.<sup>27</sup> Hier sollen die CO<sub>2</sub>-Emissionen insbesondere älterer Braun- und Steinkohlekraftwerke ab einem altersabhängigen jährlichen Budget mit zusätzlichen Kosten durch den Kauf und die anschließende Stilllegung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten belegt werden (Details siehe enervis 2015<sup>28</sup>). Es handelt sich dabei um einen Mechanismus, der als eine Kombination von preis- und mengenbasierten Instrumenten zu klassifizieren ist. Im Ergebnis werden die betroffenen älteren Kraftwerke die Kosten für den Bezug zusätzlicher CO<sub>2</sub>-Zertifikate ab Erreichen der jährlichen CO<sub>2</sub>-Begrenzung einpreisen. Aber auch vor dem Erreichen der Budgetgrenzen werden die Betreiber ihre Erzeugung zeitlich umstrukturieren, um insgesamt über das Jahr dem möglichen Gewinnoptimum nahezukommen (Einpreisung von Opportunitätskosten durch Budget-

<sup>27</sup> BMWi (2015)

<sup>28</sup> enervis (2015)

Diskutierte Klimaschutzmaßnahmen

Abbildung 4



tierung). Beide Effekte bedingen eine Reduktion der Stromerzeugung und der CO<sub>2</sub>-Emissionen dieser Anlagen bis hin zur Stilllegung. Im Ergebnis sollen nach Planung des BMWi die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors (Strom- und KWK-Wärmerzeugung) im Jahr 2020 zusätzlich um 22 Millionen Tonnen sinken.

Unabhängig davon, wie ein mögliches nationales Klimaschutzinstrument letztendlich ausgestaltet sein könnte, sollte berücksichtigt werden, dass das explizite Ziel eines solchen Instruments die Reduktion der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken ist. Ein solches Instrument kann somit auch die Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten zur Folge haben. Die grundsätzliche Wirkung wird in dieser Studie am Beispiel einer spezifischen Klimaschutzmaßnahme (Stilllegungen) analysiert.

Die diskutierten Klimaschutzinstrumente haben darüber hinaus ähnliche Wechselwirkungen mit der europäischen Ebene, die im Folgenden diskutiert werden.

#### 4.1 Nationale Maßnahmen im europäischen Kontext

Klimaschutzmaßnahmen auf nationaler Ebene stehen aufgrund der zunehmenden Einbindung des deutschen Strommarktes in europäische Strukturen vor verschiedenen Herausforderungen. Hierbei sind mehrere Ebenen von Wechselwirkungen zu beachten.

Das klimapolitische Ziel hinter Klimaschutzmaßnahmen ist es, den Strombedarf statt durch emissionsintensive Kohlekraftwerke durch andere, weniger CO<sub>2</sub>-intensive Technologien (zum Beispiel durch Gaskraftwerke) zu decken. Die Kraftwerke im deutschen Marktgebiet sind jedoch durch Übertragungskapazitäten mit den benachbarten Marktgebieten verbunden und stehen im Wettbewerb mit ausländischen Kraftwerken. Momentan geht, gerade in Stunden mit hoher Erneuerbare-Energien-Einspeisung, ein relevanter Anteil der Stromerzeugung deutscher Kohlekraftwerke in den Export. Im Ergebnis ist Deutschland per Saldo Nettoexporteur in einer Größenordnung von 34 Terawattstunden

den (oder sechs Prozent der Bruttoerzeugung).<sup>29</sup> Wird die Erzeugung von Kraftwerken in Deutschland durch Klimaschutzmaßnahmen reduziert, so führt dies zu einem Abbau des aktuellen (Netto-)Exportüberschusses. Ein Erzeugungsrückgang der deutschen Kohlekraftwerke beziehungsweise die dadurch zurückgehenden (Netto-)Exporte werden in den Nachbarregionen durch die Erzeugung aus eigenen Kraftwerken ersetzt. Diese Erzeugung stammt nicht nur aus Gaskraftwerken, sondern anteilig auch aus Braun- und Steinkohlekraftwerken. Dieser Verlagerungseffekt führt dazu, dass Emissionen, die in Deutschland durch eine Klimaschutzmaßnahme reduziert werden, im europäischen Ausland durch Mehrerzeugung anderer Kraftwerke teilweise kompensiert werden.

Diese Kompensationseffekte mindern grundsätzlich die klimapolitische Effektivität von nationalen Klimaschutzmaßnahmen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass weiterhin ein positiver Klimaschutzbeitrag der Klimaschutzmaßnahmen verbleibt. Geht man im Übrigen davon aus, dass die europäischen Nachbarländer jeweils nationale Klimaziele verfolgen, führt eine durch den Abbau der deutschen Nettoexporte hervorgerufene Verlagerung (beziehungsweise Rückführung) von Emissionen ins Ausland dazu, dass dort vermehrt Anstrengungen zum Klimaschutz ausgelöst werden und der Vermeidungsbeitrag dadurch noch steigt. Damit sich Klimaschutzmaßnahmen gut in ein System nationaler Klimaziele einfügen, sollte jedoch vermieden werden, dass Länder dadurch strukturell, das heißt langfristig und umfangreich, unausgeglichene Stromaußenhandelsbilanzen aufweisen.

Neben den rein strommarktbedingten Interaktionen gilt es auch zu berücksichtigen, dass ein Großteil der deutschen Kraftwerke in den europäischen Zertifikatehandel (EU-ETS) eingebunden ist. Grundsätzlich führt jede nationale Maßnahme in diesem Sektor (zum Beispiel auch der geförderte Ausbau der Erneuerbaren Energien) dazu, dass eine dadurch erreichte CO<sub>2</sub>-Reduktion an anderer Stelle in Europa

ausgeglichen wird. Das ist die Folge eines marktendogenen Regelmechanismus über den Zertifikatepreis: Jede Nachfragereduktion (= Emissionsreduktion) durch politische Maßnahmen trägt zu einem Absinken des Zertifikatepreises bei, der wiederum zu einer Zunahme der Nachfrage nach Zertifikaten (= Emissionszunahme) von anderen Akteuren führt.

Jedoch ist das Europäische Emissionshandelssystem absehbar und trotz der derzeit diskutierten Reformvorhaben voraussichtlich bis Ende der 2020er-Jahre weiter von Überschüssen und einem niedrigen Preisniveau gekennzeichnet.<sup>30</sup> In einem von Überschüssen gekennzeichneten Emissionshandelssystem würden Klimaschutzmaßnahmen diese in den kommenden Jahren weiter erhöhen. Dies sei anhand konkreter Zahlen verdeutlicht: Die derzeit in Deutschland diskutierten zusätzlichen Einsparungen in einem Umfang von 22 Millionen Tonnen im Stromsektor im Jahr 2020 würden die bereits bestehenden Überschüsse gegenüber 2,1 Milliarden Zertifikaten im Jahr 2014 um etwa ein Prozent erhöhen.<sup>31</sup> Die zusätzlichen Überschüsse wären also klein in Relation zu den bereits bestehenden.

Die Zertifikateüberschüsse im Emissionshandelssystem, die in den nächsten Jahren noch größer werden können, führen zu einem anhaltend niedrigen Zertifikatpreis. Der Emissionshandel setzt daher aktuell keine Anreize für eine schrittweise Dekarbonisierung der Stromerzeugung und der europäischen Wirtschaft insgesamt. Deshalb verhandelt die Europäische Union derzeit die sogenannte Marktstabilitätsreserve, die Zertifikateüberschüsse in Zukunft automatisch abschöpfen und in eine Reserve verlagern soll. So soll der Überschuss – zunächst vorläufig – aus dem Markt genommen werden, mit dem Ziel, wieder zu nennenswerten Preissignalen am Emissionshandelsmarkt zu kommen. Die Auflösung der Marktstabilitätsreserve würde dann in der Zukunft erfolgen, wenn tatsächlich eine Zertifikateknappheit entsteht, zum Beispiel indem das Mengengerüst des

29 AG Energiebilanzen, 2015; Neuere Zahlen der AG Energiebilanzen gehen von einem Export von 35,5 Terawattstunden im Jahr 2014 aus.

30 Agora Energiewende (2015)

31 Hier nur bezogen auf die Einsparung im Jahr 2020, wenngleich eine Klimaschutzmaßnahme über mehrere Jahre einen Effekt auf die Überschüsse haben würde und die kumulierte Wirkung somit höher läge.

Emissionshandelssystem für eine nachfolgende Handelsperiode entsprechend ambitioniert abgesenkt wird.

Eine ausreichend groß dimensionierte Marktstabilitätsreserve würde also dazu führen, dass durch zusätzliche nationale Klimaschutzmaßnahmen frei werdende Emissionsberechtigungen zeitnah abgeschöpft werden und nicht mehr zu einer Erhöhung von Emissionen anderswo in Europa führen können. Nach aktuellen Projektionen<sup>32</sup> weist die Marktstabilitätsreserve, wenn so ausgestaltet, wie von der Kommission vorgeschlagen, jedoch bis circa 2030<sup>33</sup> keine weitere Flexibilität auf (das heißt, sie wird jedes Jahr bereits maximal genutzt, um die bestehenden Überschüsse abzuführen). Die Marktstabilitätsreserve könnte unter diesen Annahmen auf zusätzliche Überschüsse aus einer Klimaschutzmaßnahme erst ab 2030 reagieren, bis dahin würde eine Klimaschutzmaßnahme die Überschüsse im Emissionshandelssystem weiter erhöhen. Diese zusätzlichen Überschüsse würden jedoch bis 2030 – wenn überhaupt – nur eine marginale Preiswirkung im Emissionshandelssystem entfalten. Doch erst dann, wenn die Klimaschutzmaßnahme eine Preiswirkung entfaltet, kommt es real zu zusätzlichen Emissionen, die die CO<sub>2</sub>-Vermeidung der Klimaschutzmaßnahme kompensieren können.

Eine Kompensation nationaler Klimaschutzmaßnahmen durch den Emissionshandel erfolgt also im Schwerpunkt erst nach Abbau des regulär vorhandenen Überschusses, gegebenenfalls erst in der übernächsten Handelsperiode, und ist somit nicht nur mit großen Unsicherheiten verbunden, sondern bis dahin auch grundsätzlich behebbar. So können die nationalen Maßnahmen bei der Mengenausstattung der (über-)nächsten Handelsperiode berücksichtigt werden. Denkbar wäre auch eine Anpassung des Mengengerüsts des Emissionshandelssystems in der laufenden Handelsperiode, zum Beispiel durch Nichtallokation oder Stilllegung von Zertifikaten.<sup>34</sup> Alternativ könnten die Regelungen der

Marktstabilitätsreserve so angepasst werden, dass sie flexibler auf nationale Klimaschutzmaßnahmen reagieren kann und einmal abgeschöpfte Zertifikate gegebenenfalls nicht mehr in den Markt zurückführt.

Solange die Überschüsse des Emissionshandelssystems also effektive Vermeidungsanreize verhindern und sich die Erweiterung des Emissionshandelssystems um eine wirksame Marktstabilitätsreserve oder ein vergleichbares Instrument im politischen Prozess befindet, spielen ambitionierte nationale Klimaschutzziele und die zu ihrer Erreichung eingesetzten Maßnahmen eine wichtige flankierende Rolle.

---

32 Agora Energiewende (2015)

33 Dies basiert unter anderem auf der Annahme eines jährlich um ein Prozent sinkenden Bedarfs an Zertifikaten.

34 Der Diskussionsvorschlag des BMWi sieht zum Beispiel einen ähnlichen Mechanismus vor, wonach

---

betroffene Emissionszertifikate dauerhaft dem Emissionshandelssystem entzogen werden sollen.

## 5 Methodik und Definition der Szenarien

Das folgende Kapitel stellt das verwendete Strommarktmodell vor und geht auf die grundlegenden Prämissen der Modellberechnungen ein. Darauf aufbauend werden die untersuchten Szenarien einzeln erläutert.

### 5.1 Das enervis-Strommarktmodell

Für die Modellierung der Markt- und Emissionsentwicklungen wurde das von enervis entwickelte Strommarktmodell enervis Market Power (eMP) verwendet. Das Modell bildet den deutschen Stromsektor sowie die für Deutschland relevanten Nachbarmärkte integriert ab.

Die Preisbildung erfolgt in einer stündlichen Auflösung auf Basis kurzfristiger Grenzkosten. Hierbei wird unterstellt, dass Kraftwerke immer dann zum Einsatz kommen, wenn sie durch den Betrieb mindestens ihre variablen Betriebskosten decken. Diese setzen sich im Wesentlichen aus Brennstoff-, CO<sub>2</sub>- sowie variablen Wartungs- und Instandhaltungskosten zusammen. Die Angebotskurve, die sogenannte *Merit-Order*, entsteht durch die aufsteigende Sortierung der Kraftwerke nach ihren Grenzkosten. Technische und betriebswirtschaftliche Beschränkungen der jeweiligen Kraftwerkstypen werden über eine Anpassung der *Merit-Order* erfasst. Diese umfassen zum Beispiel die Verfügbarkeiten, Flexibilitätparameter und -kosten der Kraftwerke.

Die Modellierung des Kraftwerkseinsatzes erfolgt unter detaillierter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit dem Ausland. Abgebildet werden die europäischen Strommärkte des UCTE-Netzgebietes<sup>35</sup>. Stehen günstigere Kraftwerke in Nachbarmärkten zur Lastdeckung zur Verfügung, entstehen

innerhalb der Restriktion der verfügbaren Grenzkuppelstellen Stromimporte beziehungsweise -exporte. Der Marktpreis wird durch das letzte gerade noch zur Nachfragedeckung abgerufene Kraftwerk gesetzt und als Einheitspreis an alle abgerufenen Kraftwerke ausgezahlt. Kraftwerke mit Grenzkosten unterhalb des Marktpreises erzielen dadurch einen Beitrag zur Deckung ihrer Fixkosten. Innerhalb der modellierten Preiszonen werden keine Netzengpässe unterstellt. Dies folgt der Annahme, dass der Netzausbau innerhalb Deutschlands und der europäischen Nachbarmärkte mittel- bis langfristig im ausreichenden Maße erfolgt.

Kraftwerksneubauten sowie -ertüchtigungen (sogenannte Retrofits) werden innerhalb des Modells grundsätzlich auf zwei verschiedene Arten abgebildet. Zum einen werden heute bereits angekündigte oder im Bau befindliche Kraftwerksneubauten oder -ertüchtigungen modellexogen direkt als gesetzte Prämissen berücksichtigt. Zum anderen erfolgen Kraftwerksneubauten beziehungsweise -ertüchtigungen modellendogen auf Basis der Einschätzung zur Wirtschaftlichkeit – insbesondere unter Berücksichtigung der zugehörigen Kapitalkosten. In diesem Zusammenhang werden für jedes Kraftwerk der erwartete Kraftwerkseinsatz sowie die damit einhergehenden Kosten und Erträge abgebildet. Das Modell vergleicht alle zur Verfügung stehenden Kraftwerkstypen und berücksichtigt im Rahmen des Entscheidungsprozesses die unter den gegebenen Prämissen wirtschaftlichsten Alternativen.

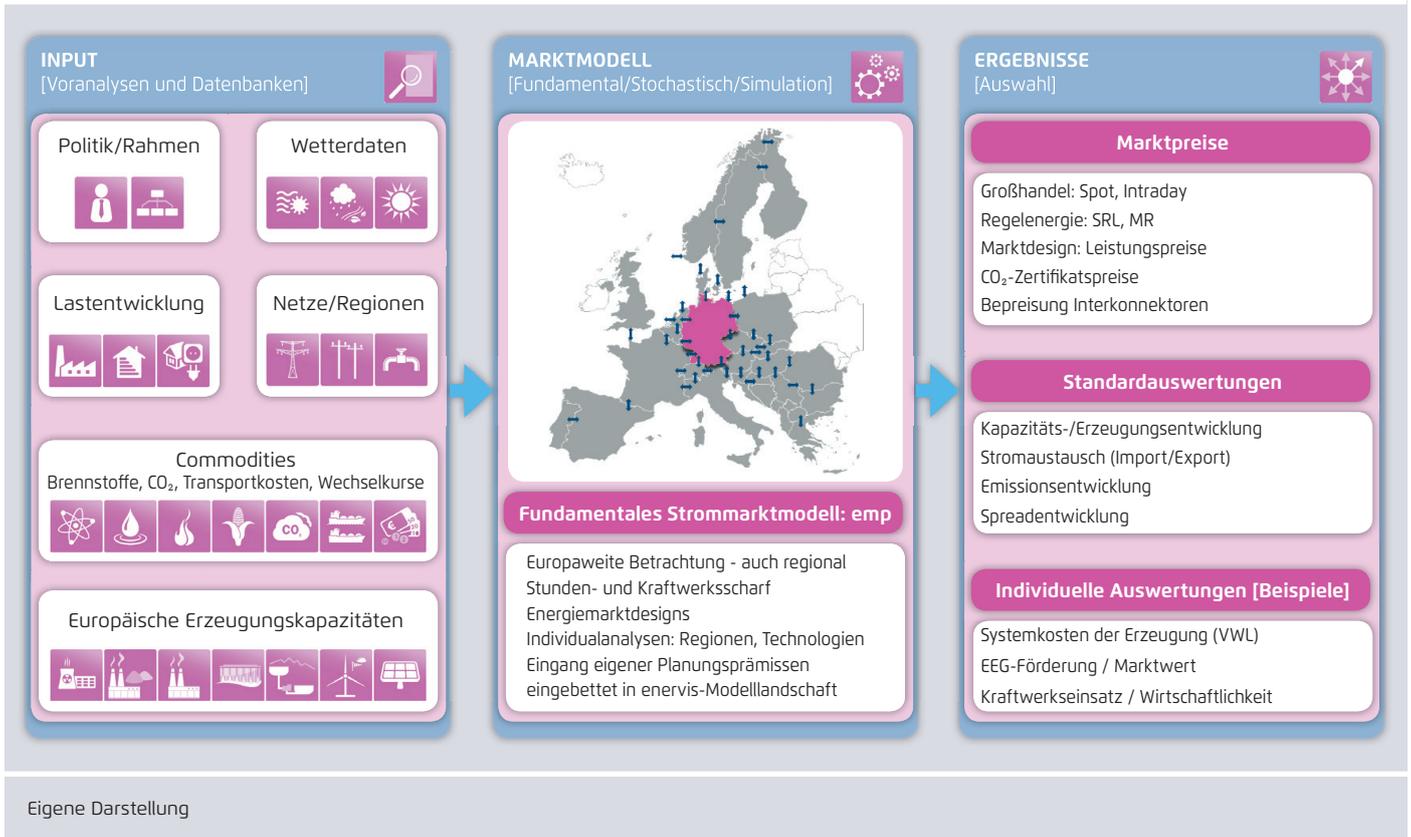
Die künftigen Einspeisestrukturen von Onshore-Windkraft, Offshore-Windkraft und Photovoltaik werden, basierend auf historischen langjährig vorliegenden, stundenscharfen und regional separierten Referenzdaten, stundengenau in der Marktmodellierung abgebildet und geben die möglichen Strukturverschiebungen durch die zunehmende Einspeisung Erneuerbarer Energien wieder.

Die nachfolgende Abbildung 5 fasst die wesentlichen Ein- und Ausgangsdaten sowie die abgebildeten Regionen des verwendeten Strommarktmodells zusammen.

35 UCTE steht für Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, zu Deutsch: Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität. Die UCTE war bis 2009 für die Koordinierung des Betriebes und die Erweiterung des europäischen Netzverbundes zuständig. Seit dem 1. Juli 2009 hat der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity) diese Aufgaben übernommen.

Grundstruktur des enervis Fundamentalmodells (eMP)

Abbildung 5



## 5.2 Übergeordnete Prämissen

Im Folgenden werden grundlegende Annahmen über die zukünftige Entwicklung des deutschen und europäischen Strommarktes kurz erläutert.

- Für die **Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise** wurden aktuelle Terminpreisnotierungen für die Frontjahre 2015 bis 2017 herangezogen. Die Annahmen der weitergehenden Preisentwicklung der *Commodities* basieren auf dem New Policies Scenario des *World Energy Outlook 2014 (WEO-2014)* der International Energy Agency. Die Preisentwicklung wurde zwischen dem Ende der Terminpreise ab 2018 und dem WEO-Szenario für das Jahr 2025 interpoliert.
- **Gesetzte Kraftwerksneubauten** wurden gemäß aktuellen Veröffentlichungen der Kraftwerksbetreiber mit ihrem voraussichtlichen Inbetriebnahmedatum erfasst. Ins-

gesamt werden somit rund 6.300 Megawatt Gas- und Dampfturbinen- und Steinkohlekraftwerke bis 2019 modellexogen berücksichtigt, die sich aktuell in der Bau-phase befinden oder noch nicht ihren regulären Betrieb aufgenommen haben.

- Die **Stromnachfrage** wurde als konstant auf dem Niveau des Jahres 2014 angenommen. Der zusätzliche Stromverbrauch des ab 2018 angenommenen Ausbaus der Elektromobilität wird durch Effizienzmaßnahmen kompensiert. Insgesamt bleibt die Stromnachfrage somit konstant auf dem im Jahr 2014 gegenüber den vorhergehenden Jahren relativ niedrigen Niveau.
- Der weitere **Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien** orientiert sich an den übergeordneten Ausbauzielen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2014, bezogen auf den Bruttostromverbrauch. Die technologische Zusammensetzung des Ausbaus orientiert sich an den Zielvorgaben des EEG 2014. Fehlmengen zur Erreichung des übergeordneten Ausbauziels (erst nach 2020 relevant)

wurden so ergänzt, dass das Technologieverhältnis insgesamt weitgehend erhalten bleibt.

- Die verfügbaren **Kuppelkapazitäten** basieren unter anderem auf dem *Monitoringbericht 2014* der Bundesnetzagentur.<sup>36</sup> Für den zukünftigen Ausbau der Interkonnektoren wurden Annahmen der Agora-Studie *Stromspeicher in der Energiewende* verwendet.<sup>37</sup> Diese repräsentieren eine gegenüber den Ausbauzielen des Netzentwicklungsplans eher konservative Einschätzung.
- Stein- und Braunkohlekraftwerken stehen am Ende ihrer technischen Lebensdauer **Retrofitmaßnahmen** zur Verfügung. Eine einmalige Retrofitoption für weitere zehn Betriebsjahre steht dem Modell mit Investitionskosten von 25 Prozent des Neubaus in allen Modellregionen zur Verfügung. Die Annahmen zu Retrofitkosten wurden mit Kraftwerksbetreibern diskutiert und insgesamt als angemessen angesehen. Der Retrofit berücksichtigt zusätzlich eine Wirkungsgradverbesserung in Abhängigkeit der Kraftwerksgeneration und -technologie.
- Das modellierte **Strommarktdesign** orientiert sich an den Vorschlägen des Grünbuchs des Bundeswirtschaftsministeriums zur Entwicklung eines *Energy-only*-Mark-

tes 2.0.<sup>38</sup> Dabei wird angenommen, dass die notwendige Vorhaltung von Flexibilität allein durch einen funktionierenden *Energy-only*-Markt angereizt werden kann. Entsprechend wurden europaweit umfangreiche Potenziale von atypischen, das heißt besonders fixkostenarmen, Flexibilitäten angenommen.

- Bei der Entwicklung der **atypischen Flexibilitäten** sind Annahmen zur Lastreduktion, zum Potenzial von Netzersatzanlagen und zur Lastverschiebung zu unterscheiden.
  - Das Potenzial der Lastreduktion fokussiert sich auf industrielle Stromverbraucher, die ab einem individuellen Strompreissignal bereit sind, ihre Last zu reduzieren, ohne dass es zu einer zeitnahen Nachholung kommen muss. Das unterstellte Potenzial und das Gebotsverhalten dieser Flexibilitäten orientieren sich an den Annahmen der *Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen* für das BMWi.<sup>39</sup>
  - Netzersatzanlagen können mit einem maximalen Potenzial von 4.500 Megawatt erschlossen werden und gliedern sich mit ihrem Gebotspreis in den Bereich günstiger Lastreduktionspotenziale ein.

36 Bundesnetzagentur, et al. (2014)

37 FENES et. al (2014)

38 BMWi (2014)

39 BMWi (2014)

## Zentrale Prämissen der Szenarien

Tabelle 1

Prämissen	Erläuterungen
<b>Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisannahmen</b>	Terminmarktnotierungen für die Frontjahre 2015 bis 2017 / 2018 bis 2024 Interpolation zwischen Terminpreisen und dem Stützjahr 2025 des <i>World Energy Outlook 2014</i> (New Policies Scenario)
<b>gesetzte Kraftwerksneubauten</b>	gemäß aktuellen Veröffentlichungen, rund 6.300 Megawatt konventionelle Kraftwerksleistung bis 2019
<b>Stromnachfrage</b>	konstante Nettostromnachfrage auf dem Niveau von 2014
<b>Erneuerbare Energien</b>	Ausbaupfad nach aktuellen politischen Zielvorgaben des EEG 2014
<b>Interkonnektoren</b>	gemäß <i>Monitoringbericht 2014</i> der Bundesnetzagentur, konservativere Annahmen zur Ausbautwicklung gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2015
<b>Retrofitmaßnahmen</b>	Option zur Lebensdauerverlängerung um zehn Jahre und Wirkungsgradverbesserung für Braun- und Steinkohleanlagen zu 25 Prozent der spezifischen Investitionskosten von Neuanlagen
<b>Marktdesign</b>	Orientierung am Grünbuch des BMWi: <i>Energy-only</i> -Markt 2.0 und Kraftwerksreserve / umfangreiche Lastflexibilitätsannahmen in Deutschland und den Nachbarregionen
<b>atypische Flexibilitäten</b>	europaweite, umfangreiche Annahmen zum technischen/ökonomischen Potenzial von Lastreduktion, Netzersatzanlagen und Lastverschiebung

Eigene Darstellung

- Lastverschiebungspotenziale im Haushaltssegment werden in Anlehnung an die Agora-Studie *Stromspeicher in der Energiewende* zum Ausbau der Lastverschiebung modelliert.<sup>40</sup>

Die Annahmen zu den Lastflexibilitäten wurden für alle Modellregionen anhand ihrer Spitzenlast skaliert und in ihrer Preisstruktur übernommen.

### 5.3 Definition der Szenarien

Die im vorangegangenen Kapitel vorgestellten Prämissen bilden die Grundlage der Modellrechnungen. Diese werden zwischen den beiden Szenarien konstant gehalten, um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Im Folgenden stehen die Annahmen im Fokus, die sich zwischen den Szenarien unterscheiden und die somit charakterprägend für die Szenarien sind.

#### 5.3.1 Referenzszenario

Das Referenzszenario dient primär der Bewertung der CO<sub>2</sub>-Emissionsentwicklung des deutschen Stromsektors, sollten keine zusätzlichen Maßnahmen zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen durchgeführt werden. Die Prämissen entsprechen einem derzeit üblichen energiewirtschaftlichen Annahmesatz und stehen für eine von vielen Akteuren als realistisch eingeschätzte, mittlere Entwicklung (Referenzentwicklung).

Die Markt- und die daraus resultierende Emissionsentwicklung unter den vorgestellten Prämissen bilden die Basis zur Bewertung der Handlungslücke, also der Mehremissionen gegenüber den politischen Zielen. Das Szenario dient darüber hinaus als Referenzentwicklung zur Bewertung der aus den Stilllegungen resultierenden Verteilungseffekte für das Kraftwerkportfolio und die Endverbraucher.

#### 5.3.2 Klimaschutzszenario

Im Klimaschutzszenario wird ein Zielpfad der Emissionsentwicklung entsprechend der Klimaschutzziele des *Koalitionsvertrages zwischen CDU, CSU und SPD* vom November

2013 bis zum Jahr 2020 abgebildet. Hierzu wird angenommen, dass die im Modell erfassten Emissionen eine Reduktion um 40 Prozent gegenüber ihrem Basiswert aus dem Jahr 1990 erreichen müssen.

Betrachtet werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung (das heißt ohne Emissionen der Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung) über alle Sektoren (Energiewirtschaft, Industrie, Sonstige). Als geeigneter Basiswert für das Jahr 1990 können dabei die durch das Umweltbundesamt regelmäßig publizierten Emissionswerte der Stromerzeugung herangezogen werden.<sup>41</sup>

Im Klimaschutzszenario erfolgen vorgezogene Marktaustritte von Kohlekraftwerken, um die im Referenzszenario identifizierte Handlungslücke zu schließen. Dazu werden anhand einer aus der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve (siehe Kapitel 5.4) abgeleiteten Reihenfolge Kohlekapazitäten stillgelegt, um den im Referenzszenario definierten Emissionszielpfad zu erreichen. Dabei erfolgt eine lineare Hinleitung auf das Emissionsziel von 215 Millionen Tonnen im Jahr 2020 (Abbildung 6). Die ersten Stilllegungen sind zu Beginn des Jahres 2017 wirksam. Die Stilllegung ist dabei als ein Marktaustritt zu verstehen, der sowohl technische Stilllegungen als auch einen Wechsel der betroffenen Kraftwerke in eine neben den Markt stehende Kraftwerksreserve umfassen kann.

### 5.4 CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten als Stilllegungskriterium

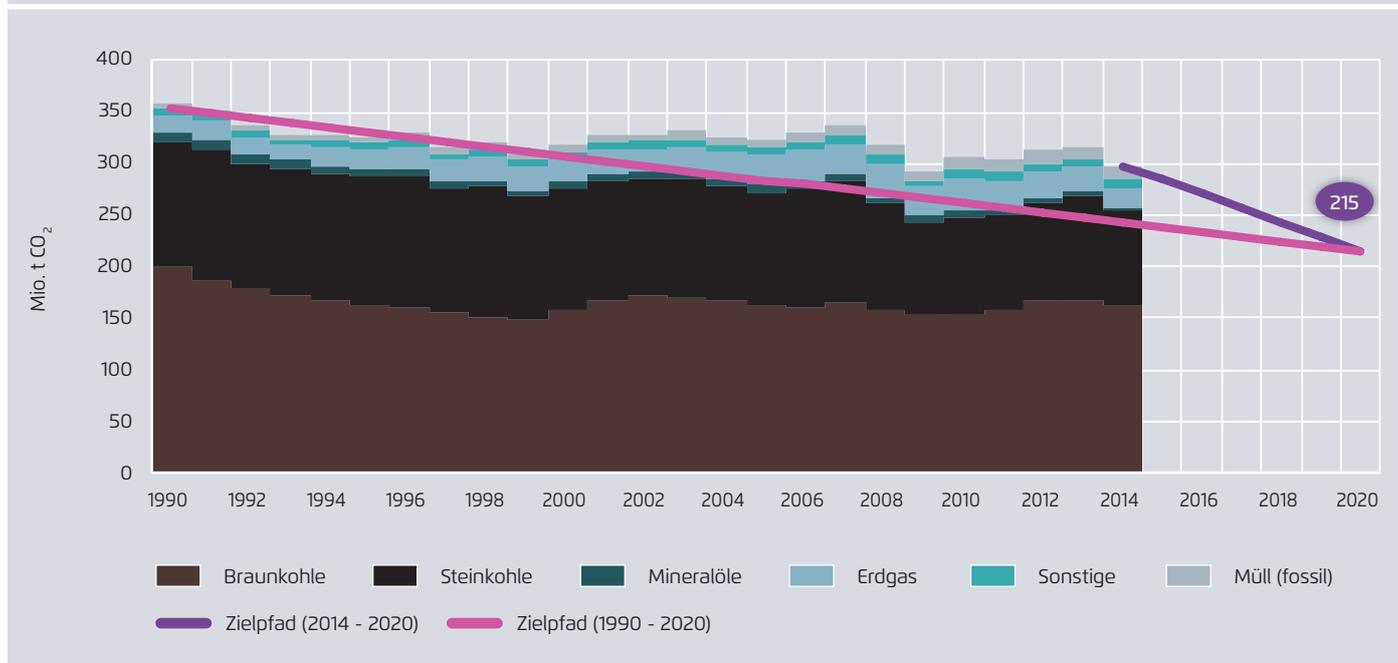
Bei der Modellierung von Stilllegungsszenarien gilt es, eine Reihenfolge zu bestimmen, in der die Kohlekraftwerke frühzeitig dem Markt entzogen werden sollen. Hierfür müssen geeignete Stilllegungskriterien definiert werden. Hier fokussiert sich die Diskussion häufig auf die Kriterien Alter, Wirkungsgrad, Brennstofftyp und gegebenenfalls auch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anteil der Kraftwerke. Erkennbar stehen diese Kriterien stellvertretend für die Umweltverträglichkeit der Kraftwerke. Sie lassen sich daher rechnerisch in der Eigenschaft Emissionsintensität der Stromerzeugung (t/MWh<sub>el</sub>) zusammenfassen. Dabei wird jedoch

40 FENES et al. (2014)

41 Umweltbundesamt (2014)

Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung nach Umweltbundesamt, politischer Zielpfad (pinke Linie) und Ziele der vorliegenden Studie (lila Linie)

Abbildung 6



Umweltbundesamt 2015; Eigene Darstellung

häufig vernachlässigt, dass nicht nur emissionsbezogene Eigenschaften als Stilllegungskriterium eine Rolle spielen, sondern dass die Kraftwerke auch energiewirtschaftlich betrachtet einen unterschiedlichen Wert aufweisen. Vergleicht man zwei Kraftwerke mit gleicher Emissionsintensität, so sollte zuerst dasjenige Kraftwerk stillgelegt werden, das energiewirtschaftlich betrachtet einen niedrigeren Wert aufweist.

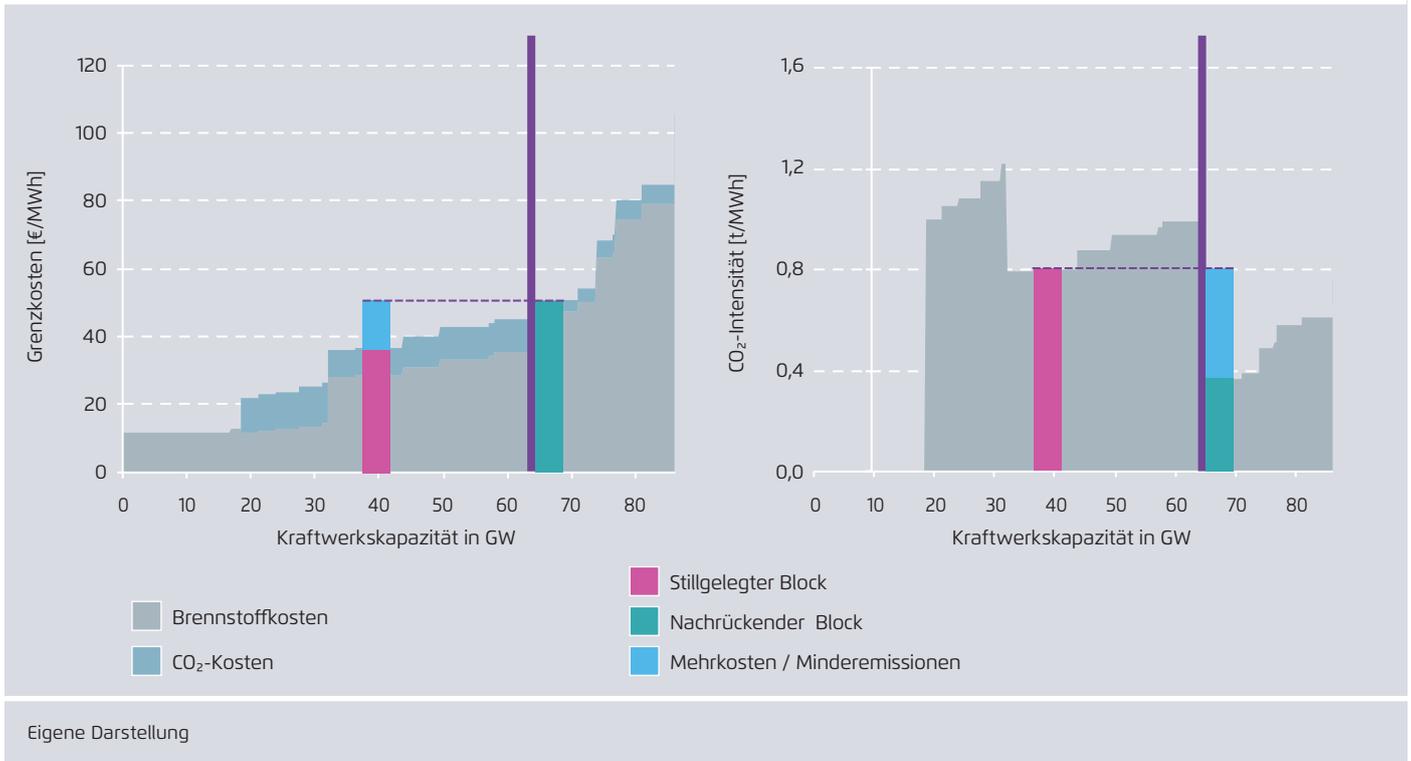
Es gilt also, ein übergeordnetes Stilllegungskriterium zu definieren, welches eine Abwägung zwischen ökologischen und ökonomischen Eigenschaften von Kraftwerken vornimmt. Dies betrifft insbesondere die vergleichende Behandlung von Braun- und Steinkohlekraftwerken. Um ökologische und ökonomische Eigenschaften verschiedener Handlungsoptionen transparent in einem gemeinsamen Kriterium zusammenzufassen, hat sich in der wissenschaftlichen und energiewirtschaftlichen Diskussion das Konzept der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten etabliert. Dies dient insbesondere auch als eine Basis zur Ableitung von (energiepolitischen) Handlungsempfehlungen.

Abbildung 7 illustriert das Vorgehen. Die linke Seite der Abbildung zeigt eine schematische *Merit-Order* des deutschen Kraftwerksparks nach Grenzkosten. Die rechte Seite erfasst die CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromerzeugung in der Reihenfolge des Kraftwerkseinsatzes. Erkennbar führt der grenzkostenoptimale Einsatz der Kraftwerkskapazitäten zu einer Einsatzreihenfolge, die deutlich von einer Einsatzreihenfolge nach CO<sub>2</sub>-Intensität abweicht. Innerhalb der Brennstoffgruppen fällt die CO<sub>2</sub>-Intensität dem Wirkungsgrad folgend ab. Für eine einzelne Stunde sei eine beispielhafte (Residual-)Lastsituation angenommen (lila vertikale Linie).

Eine Stilllegung führt nun zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Stromerzeugung (rechts), indem ein Kraftwerk mit hoher CO<sub>2</sub>-Intensität durch ein Kraftwerk (in diesem Fall gasbasiert) ersetzt wird, welches in der *Merit-Order*-Logik abgerufen wird. Gleichzeitig kommt es zu zusätzlichen Kosten (blaue Fläche), indem ein Kraftwerk mit niedrigen Grenzkosten durch ein Kraftwerk mit höheren Grenzkosten (oder auch durch Importe) ersetzt wird. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bilden sich dann aus der Relation

Effekte einer Stilllegung in Bezug auf die Merit-Order und die CO<sub>2</sub>-Intensität

Abbildung 7



aus den Kosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung und dem Nutzen in Form von Emissionsreduktion, das heißt, aus der Kosten-Nutzen-Relation ergeben sich die Vermeidungskosten als ein Effizienzmaß.

Es sind dabei Annahmen über Emissionsintensität und Kosten jeweils für die stillzulegenden Kraftwerke, aber insbesondere auch in Hinsicht auf den Verdrängungsmix zu treffen, um Vermeidungskosten abzuleiten. Die Berechnungen erfolgen in der vorliegenden Studie detailliert für die stillzulegenden Kraftwerke, jedoch relativ vereinfacht (statisch) für den Verdrängungsmix. Als Verdrängungsmix wurde eine Mischung von Importen und Gas- und -Dampfturbinen-Kraftwerken angenommen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es hier weniger um eine exakte Abbildung der Höhe der Vermeidungskosten als vielmehr um eine transparente Ableitung einer Reihenfolge der Stilllegung der Kraftwerke geht (zuerst Braun- oder Steinkohle).

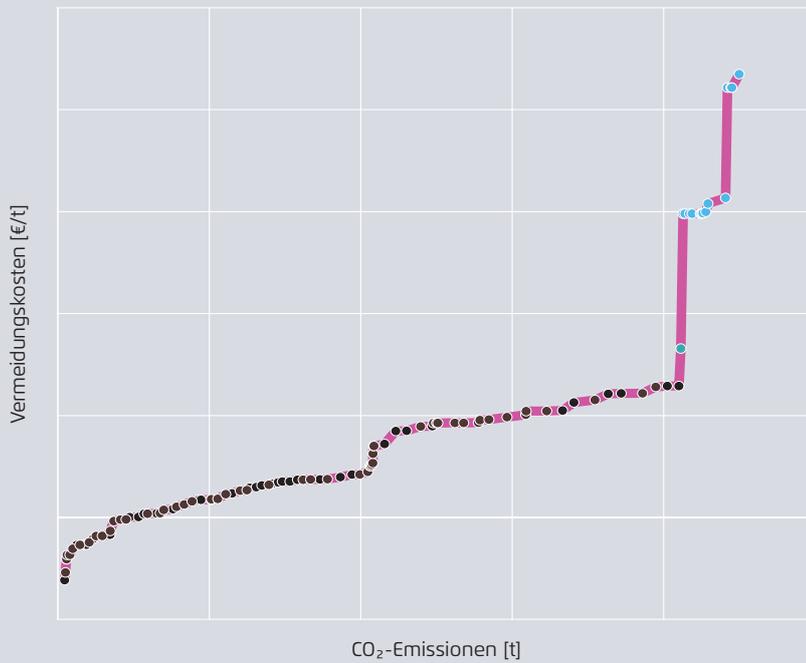
Abbildung 8 zeigt beispielhaft eine unter diesen Maßgaben ermittelte Vermeidungskostenkurve für das Jahr 2020.

Die Punkte der Vermeidungskostenkurve stehen für Cluster von Kraftwerken und ihre jeweiligen Vermeidungskosten. Auf der y-Achse sind die hier ermittelten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten aufsteigend sortiert dargestellt. Die x-Achse stellt kumuliert die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke in der Referenzentwicklung dar.

Im Ergebnis spielen am linken Rand der Vermeidungskostenkurve weniger effiziente, und daher tendenziell alte Braun- und Steinkohlekraftwerke, eine Rolle. Eine eindeutige Präferenz in Hinsicht auf die Stilllegung nach Brennstoffen ergibt sich also nicht. Innerhalb der Brennstoffgruppen ist durch Alter und die grundsätzlich dem Alter folgende Wirkungsgradiententwicklung bereits eine recht eindeutige Stilllegungsreihenfolge vorgegeben. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (hier geclustert dargestellt nach Einsatzschwerpunkt) spielen nur nachgelagert eine Rolle bei den Stilllegungen. Das heißt: Anlagen mit höherem Kraft-Wärme-Kopplungs-Anteil werden erst nachrangig stillgelegt, da die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten hier recht hoch liegen.

Vermeidungskostenkurve der Stilllegungen\*

Abbildung 8



- Steinkohle
- Braunkohle
- KWK Braunkohle
- KWK Steinkohle

\* Auffällig ist, dass die Vermeidungskostenkurve (ganz links) auch negative Kosten erfasst. Dies repräsentiert eine Situation, in der die Systemkosten bei gleichzeitiger CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch eine Stilllegung sinken. Dies ist vor dem Hintergrund, der durch die Stilllegung vermiedenen fixen Betriebskosten erklärbar.

Eigene Darstellung



## 6 Strukturentwicklungen und Effekte der Klimaschutzmaßnahmen

### 6.1 Emissionen und Zielerreichung

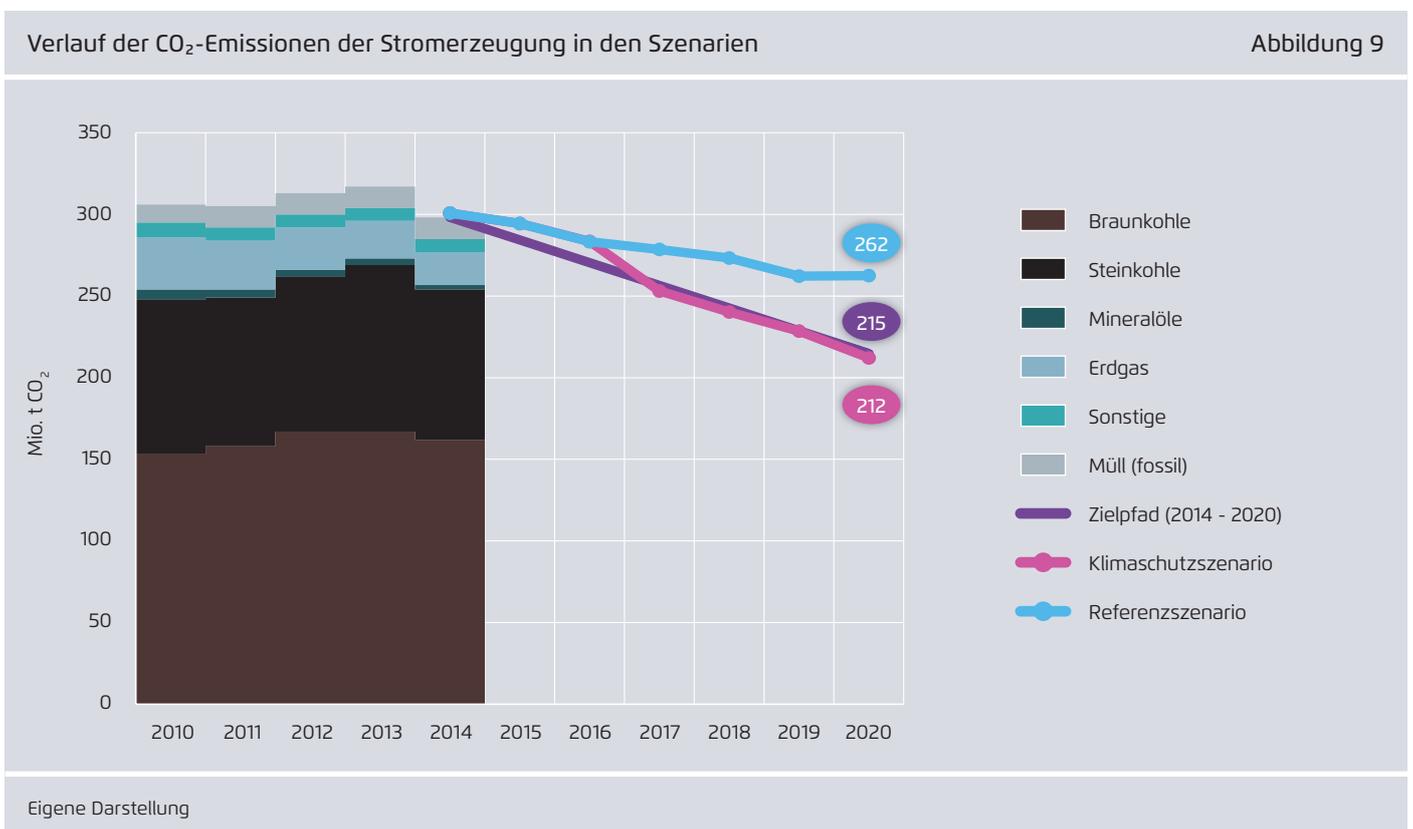
Abbildung 9 zeigt den zeitlichen Verlauf der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung. Dargestellt sind die Ergebnisse der beiden Szenarien in Relation zu den historischen Werten seit 2010, aufgeschlüsselt nach Brennstoffen.<sup>42</sup>

Im Referenzszenario sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2019 ab, um dann im Jahr 2020 noch einmal leicht anzusteigen. Dabei steigt die Differenz zum sektoralen politischen Zielpfad jedoch kontinuierlich an. Überträgt man den sektoralen Emissionsanteil der Stromerzeugung aus 1990 auf das 2020-Ziel, ergibt sich eine Handlungslücke von rund 48

Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. Die aus dem Referenzszenario abgeleitete sektorale Handlungslücke liegt somit über den im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 des Bundesumweltministeriums ausgewiesenen zusätzlichen Klimaschutzmaßnahmen im Stromsektor (Strom- und KWK-Wärmerzeugung) von 22 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>.

Das Klimaschutzszenario unterscheidet sich bis zu den ersten Stilllegungen nicht vom Referenzszenario. Ab 2017 werden die Stilllegungen von Kohlekapazitäten wirksam und die CO<sub>2</sub>-Emissionen liegen auf dem definierten Zielpfad. Das 2020-Ziel wird um rund drei Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> leicht unterschritten, bedingt durch die Stilllegung eines größeren Kohleblocks.

<sup>42</sup> Umweltbundesamt (2014).



## 6.2 Stilllegungsentscheidungen

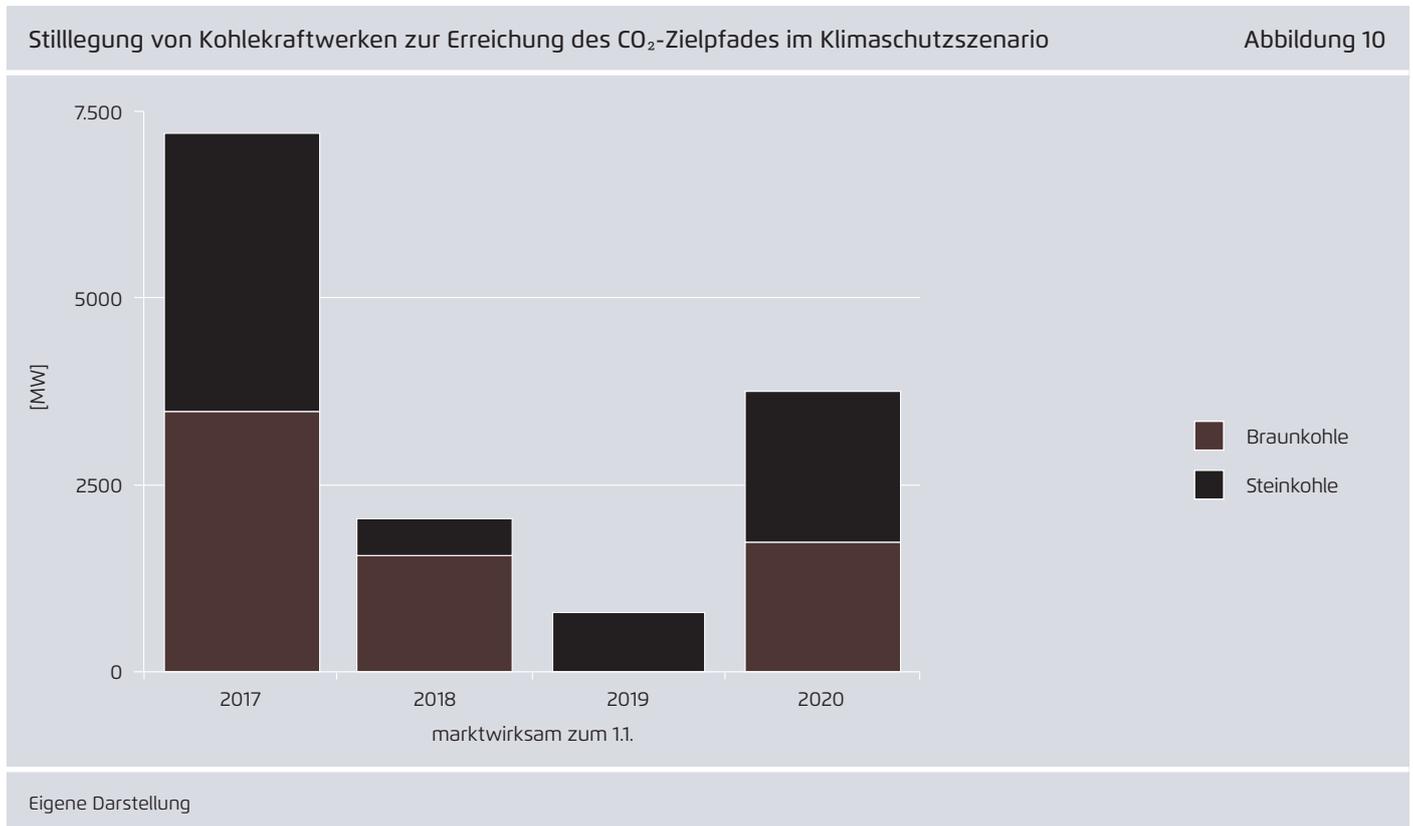
Zur Erreichung des CO<sub>2</sub>-Zielpfades werden im Klimaschutzszenario Kraftwerksstilllegungen im Kohlesektor durchgeführt. Die Stilllegungen werden erstmalig wirksam zum Beginn des Jahres 2017. In den Folgejahren werden entlang der Stilllegungsreihenfolge der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve (siehe Kapitel 5.4) Kohlekraftwerke aus dem Markt genommen, bis der Zielpfad erreicht wird.

Abbildung 10 zeigt die zur Zielerreichung notwendigen Kraftwerksstilllegungen im Zeitraum 2017 bis 2020. Im Jahr 2017 werden Kohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 7,2 Gigawatt frühzeitig dem Markt entzogen. Diese setzen sich zu etwa gleichen Anteilen aus Stein- und Braunkohleblöcken zusammen. Der Bedarf an zusätzlichen Stilllegungen nimmt in den beiden Folgejahren mit 2 Gigawatt beziehungsweise 0,8 Gigawatt deutlich ab, nachdem durch die Stilllegungen im Jahr 2017 eine Niveauekorrektur der Emissionen vorgenommen wurde. Zur Erreichung des Zielpfades müssen im Jahr 2020 weitere 3,7 Gigawatt vor dem Ende

ihrer technischen Lebensdauer aus dem Markt ausscheiden. Zur Zielerreichung ist somit eine vorzeitige Stilllegung von insgesamt rund 13,7 Gigawatt Kohlekapazitäten notwendig, die sich nach dem Kriterium der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten etwa hälftig (leistungsbezogen) auf Stein- und Braunkohlekraftwerke aufteilen.

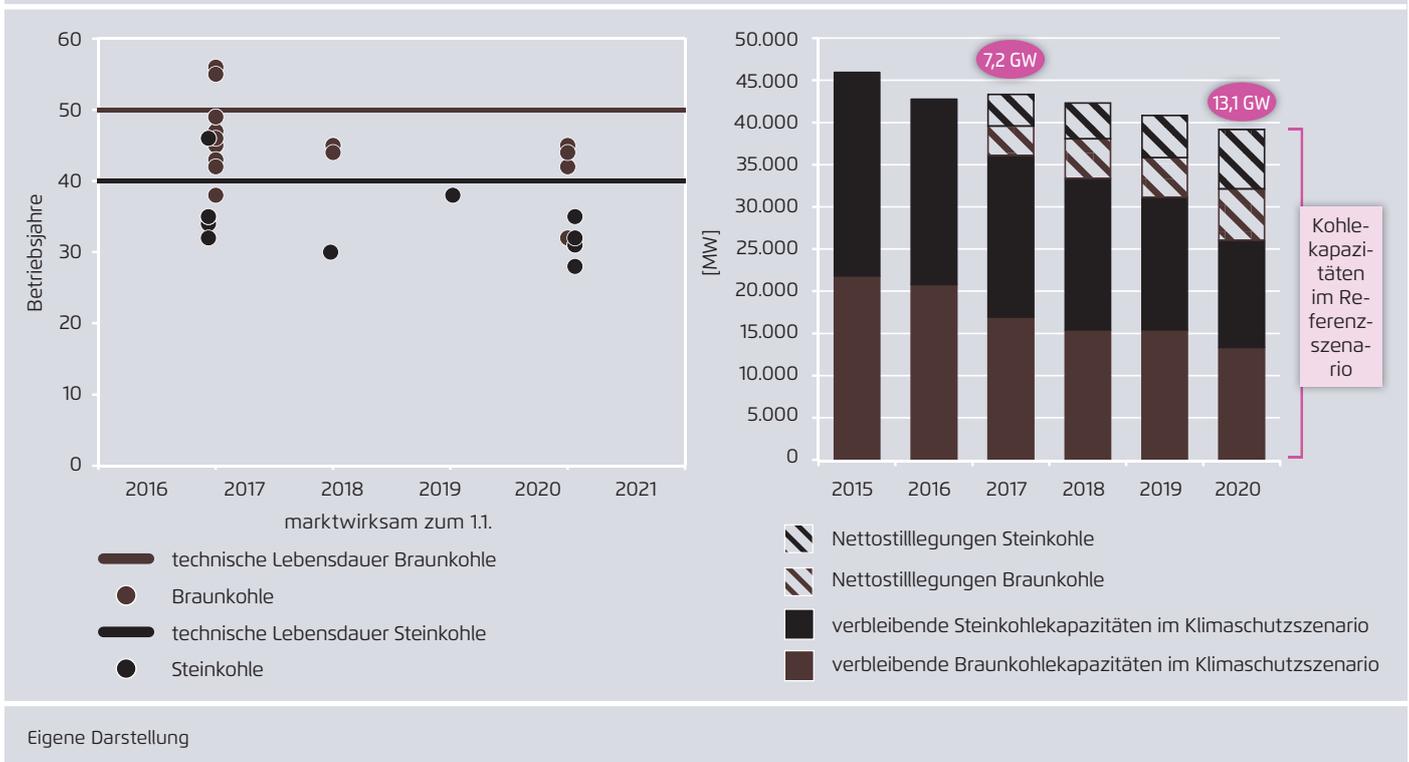
Jedoch greift diese kumulierte Betrachtung (Bruttostilllegung) zur Bewertung der sich daraus ergebenden Markteffekte zu kurz. Marktwirksam wird nicht die gesamte im Zeitraum 2017 bis 2020 stillgelegte Kraftwerksleistung, sondern lediglich die reale Differenz der Kohlekapazitäten zwischen dem Referenz- und dem Klimaschutzszenario, im Folgenden Nettostilllegung genannt. Wird ein Kraftwerk beispielsweise zwei Jahre vor dem Ende seiner technischen Lebensdauer stillgelegt, ist dieser Eingriff nur für zwei Jahre marktwirksam. Danach unterscheidet sich die Leistungsbilanz nicht mehr von der Referenzentwicklung, die wirksame Nettostilllegung wäre null.<sup>43</sup> Der Umfang der wirksa-

43 Mögliche Zubauentscheidungen durch veränderte Preissignale



Stilllegungsentscheidungen im Klimaschutzszenario

Abbildung 11



men Nettostilllegung liegt daher unterhalb des Umfanges der Bruttostilllegungen. Eine Stilllegung ist also umso länger wirksam, je jünger die Anlage ist und umso länger sie daher noch weiterbetrieben worden wäre. Entscheidend für den zusätzlichen Stilllegungsbedarf im Folgejahr ist somit, wie viel früher Kraftwerke vor ihrer eigentlichen technischen Lebensdauer stillgelegt wurden.

Abbildung 11 verdeutlicht diesen Zusammenhang. Auf der linken Seite der Abbildung sind alle frühzeitig stillgelegten Kraftwerksblöcke mit ihrer Lebensdauer (y-Achse) über dem Jahr der Stilllegung (x-Achse) abgetragen. Die graue und die braune Linie verdeutlichen die angenommene technische Lebensdauer von 50 Jahren für Braun- beziehungsweise 40 Jahren für Steinkohlekraftwerke. Im Jahr 2017 werden die betroffenen Stein- und Braunkohleblöcke circa fünf Jahre vor Ablauf ihrer technischen Lebensdauer vorzeitig aus dem Markt genommen. Die Zeitspanne der vorzeitigen Marktentnahme nimmt dabei im Zeitverlauf zu. So

werden die Blöcke im Jahr 2020 im Durchschnitt neun Jahre vorzeitig stillgelegt.

Erkennbar ist, dass im Jahr 2016 zwei Braunkohleblöcke und ein Steinkohleblock bereits ihre technischen Lebensdauern überschritten haben. Dies ist darauf zurückzuführen, dass für Kraftwerke, die zu Beginn des Betrachtungszeitraums bereits ihre technische Lebensdauer überschritten haben, angenommen wurde, dass sie sich bereits in der lebensdauererweiternden Retrofitphase befinden und ihre Laufzeit somit zehn Jahre höher liegt.

Die rechte Seite der Abbildung 11 zeigt die aus den vorgezogenen Stilllegungen resultierende Nettostilllegung des Klimaschutzszenarios. Dargestellt sind der Verlauf der verbleibenden Braun- und Steinkohlekapazitäten sowie die Nettostilllegungen, aufgeteilt nach Braun- und Steinkohle. Die Summe der verbleibenden Kapazitäten und der Nettostilllegungen ergibt die Kapazitätsentwicklung des Referenz-

im In- und Ausland sind im Beispiel nicht berücksichtigt.

szenarios.<sup>44</sup> Vergleicht man die Nettostilllegungen mit den Bruttostilllegungen aus Abbildung 10, so ergibt sich eine kleinere Differenz. So resultieren im Jahr 2020 Nettostilllegungen von 13,1 Gigawatt im Vergleich zu 13,7 Gigawatt Bruttostilllegungen. Bei einigen Stilllegungen handelt es sich also um eine nur um wenige Jahre vorgezogene Stilllegung.

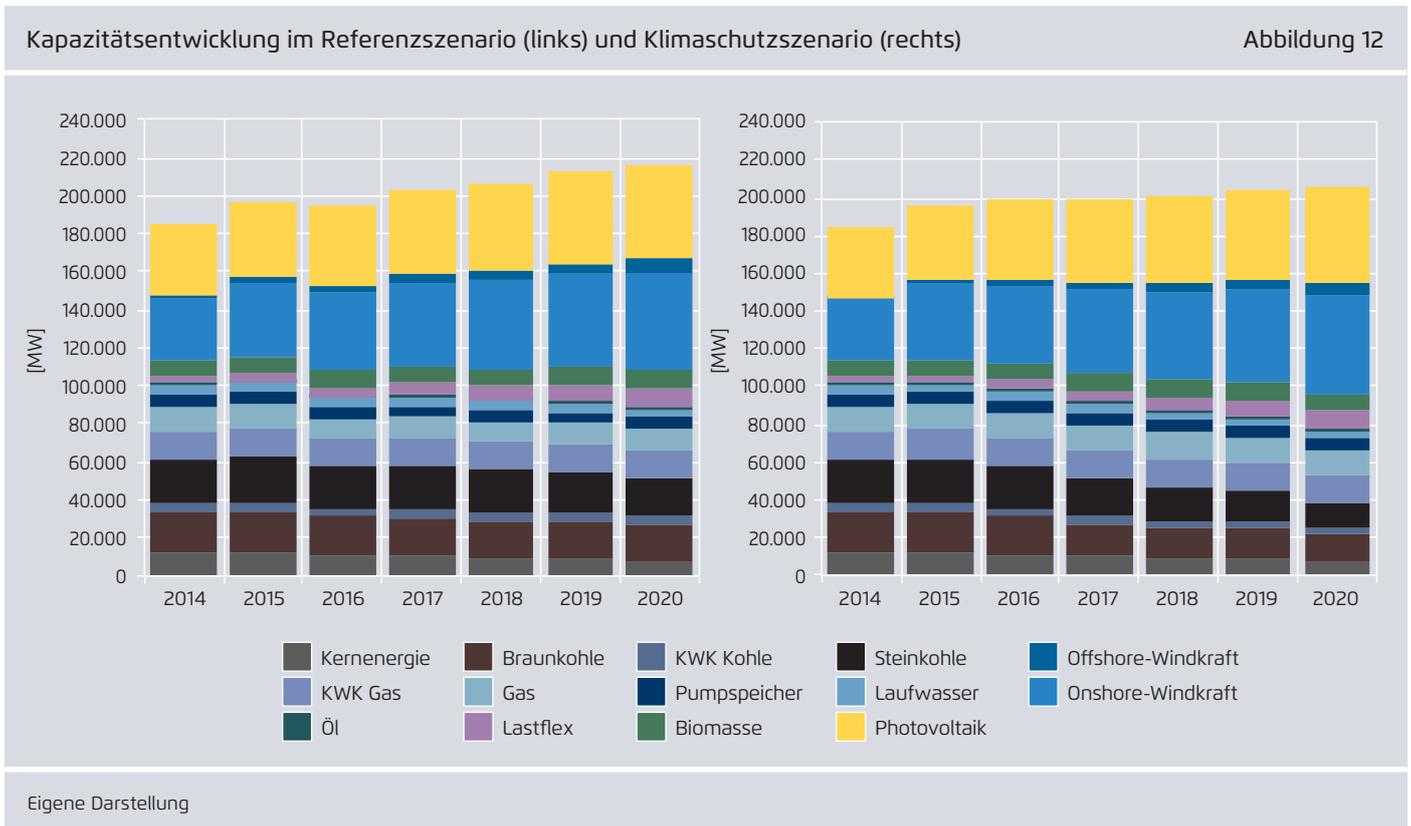
### 6.3 Kapazitätsentwicklung

Abbildung 12 zeigt den Verlauf der installierten Kraftwerkskapazitäten des Referenz- (links) und des Klimaschutzszenarios (rechts). Der deutsche Kraftwerkspark unterliegt selbst in diesem kurzen Betrachtungszeitraum spürbaren Veränderungen. Grund dafür sind der kontinuierliche Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten sowie strukturelle Veränderungen des konventionellen Kraftwerksparks.

44 Dies ergibt sich vor dem Hintergrund, dass im Klimaschutzszenario keine Kohlezubauten zugelassen wurden und im Referenzszenario keine solchen erfolgen.

Bereits im Referenzszenario gehen Kapazitäten im Betrachtungszeitraum altersbedingt, wirtschaftlich getrieben oder durch den gesetzlichen Kernenergieausstieg vom Netz. Diese Kapazitäten werden aufgrund fehlender Preissignale nicht ersetzt (dabei wäre ein Ersatz aufgrund der Projektierungsdauer von Kraftwerken auch kaum möglich). Eine deutliche Abweichung in der Entwicklung der Kohlekapazitäten ist im Klimaschutzszenario durch die vorzeitigen Stilllegungen erkennbar. Trotz der umfassenden Klimaschutzmaßnahmen nimmt die installierte Gesamtkapazität durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien sukzessive zu. Auch das Lastflexibilitätspotenzial zeigt annahmebasiert im Zeitverlauf bis 2020 bereits eine dynamische Entwicklung. Trotz der vorgezogenen Stilllegungen ergibt sich im Betrachtungszeitraum ein hinreichendes Niveau an gesicherter Leistung, um weiterhin ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Während sich der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien in beiden Szenarien nicht unterscheidet, sind deutli-



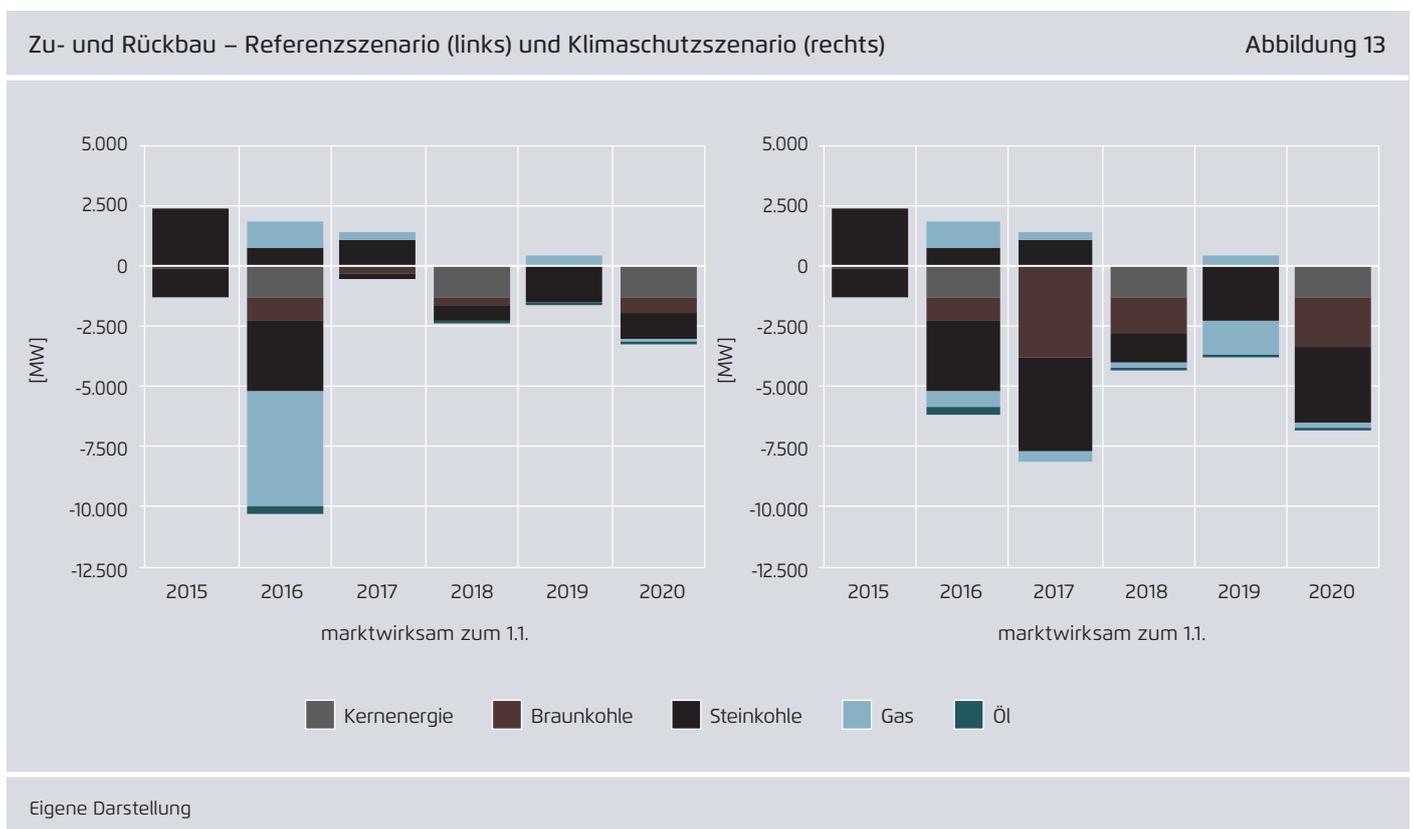
che Unterschiede in der Veränderung des konventionellen Kraftwerksparks zwischen den Szenarien erkennbar. Da die Kraftwerksstilllegungen des Klimaschutzszenarios die Wirtschaftlichkeit der im Markt verbleibenden Kraftwerke in Abhängigkeit ihrer Position in der *Merit-Order* verändern, können die Stilllegungen Einfluss auf wirtschaftlichkeitsbedingte Zu- und Rückbauten haben.

Abbildung 13 zeigt den Zu- und Rückbau der beiden Szenarien im Vergleich nach Brennstofftypen. Die Marktaustritte sind negativ, die Neubauten positiv jeweils zum Zeitpunkt der Marktwirksamkeit dargestellt (das heißt Neubauten ab dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme, Stilllegungen ab dem Zeitpunkt ihrer Außerbetriebnahme).

Bei dem dargestellten Zubau handelt es sich ausschließlich um modellexogen gesetzte Kraftwerkszubauten. Infolge mangelnder Wirtschaftlichkeit findet im Betrachtungszeitraum in beiden Szenarien kein darüber hinausgehender modellendogener Zubau konventioneller Kraftwerke statt.

Retrofitentscheidungen für Kohlekraftwerke, die annuitärisch betrachtet deutlich geringere Investitionskosten als neue Kraftwerke aufweisen, werden im Modellierungszeitraum nicht positiv gefällt. Es kommt daher auch in der Referenzentwicklung zu Stilllegungen von Kohlekraftwerken nach Erreichen der technischen Lebensdauer. Zusätzlich zu den wirtschaftlichkeits- und altersbedingten Marktaustritten zeigt sich auch der stetige Kernenergieausstieg in den Stilllegungen.

Im Unterschied zum Klimaschutzszenario finden im Referenzszenario wirtschaftlich bedingte Stilllegungen von Gaskraftwerken im Umfang von 4,8 Gigawatt im Jahr 2016 statt. Durch das Überangebot von häufig preissetzenden Kohlekapazitäten können diese Gaskraftwerke ihre fixen Betriebskosten im Zeitraum bis zu ihrer Stilllegung nicht decken. Im Klimaschutzszenario verbessert sich die Wirtschaftlichkeit dieser Kraftwerke im Kontext der Stilllegungen im Kohlektor. Einige der Anlagen gehen jedoch bereits bis 2020 nach Erreichen ihrer technischen Lebensdauer vom Netz, es handelt sich also um alte Kraftwerke.



Durch die Klimaschutzmaßnahme kommt es im Betrachtungszeitraum zu keiner Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit. Die Spitzenlast kann im Klimaschutzszenario auch ohne die Aktivierung von Nachfrageflexibilitäten gedeckt werden. Vorläufige Ergebnisse von weitergehenden Modellierungen zeigen, dass auch über einen längeren Betrachtungszeitraum die Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt.<sup>45</sup>

### 6.4 Erzeugungs- und Exportbilanz

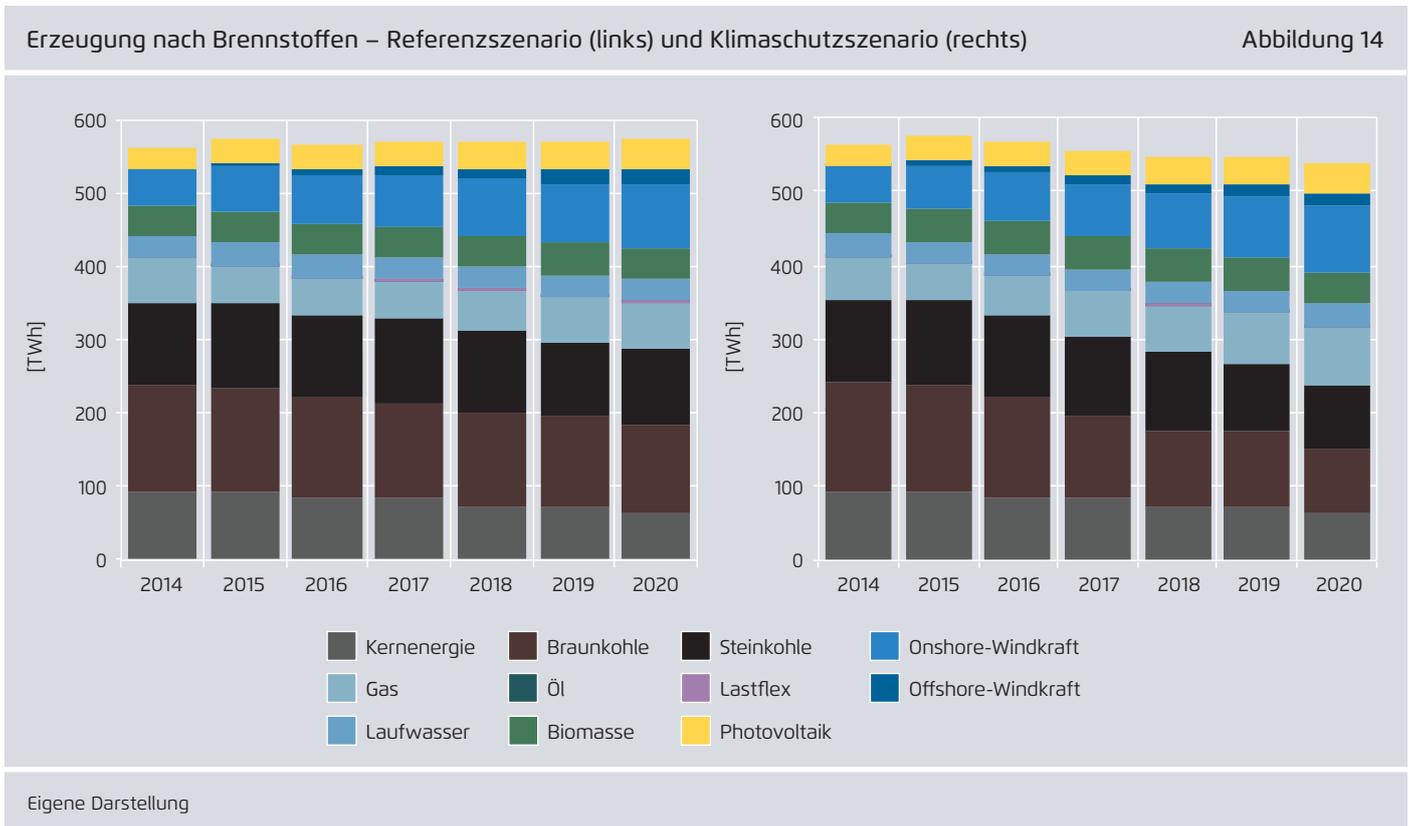
Die veränderte Leistungsentwicklung im Klimaschutzszenario gegenüber der Referenz wirkt direkt auf den Kraftwerkseinsatz der im Markt verbleibenden Kraftwerke und führt bei gleicher Stromnachfrage somit sowohl zu einer veränderten Erzeugungs- als auch zu einer veränderten Exportbilanz.

<sup>45</sup> Die Langfristentwicklung bis zum Jahr 2040 wird in einer Folgestudie separat untersucht.

Im Referenzszenario ist ein stetiger Rückgang der konventionellen Stromerzeugung im Zuge der altersbedingten Marktaustritte erkennbar (Abbildung 14). Gleichzeitig steigt die Einspeisung der Erneuerbaren Energien im Zeitverlauf und lässt die Gesamterzeugung im Betrachtungszeitraum leicht ansteigen.

Im Klimaschutzszenario ist ein Erzeugungsrückgang durch die Stilllegungen erkennbar; die Gesamterzeugung sinkt im Jahr 2020 um rund 25 Terawattstunden im Vergleich zum Jahr 2014.

In Abbildung 15 ist der zeitliche Verlauf der Stromerzeugung und -nachfrage (linke Seite) sowie die daraus resultierende Nettoexportbilanz (rechte Seite) der beiden Szenarien dargestellt. Die Nettostromnachfrage in der linken Grafik ist aufgrund des Verbrauchs insbesondere von Pumpspeichern nicht ganz konstant und schwankt im Betrachtungszeitraum leicht.



Im Referenzszenario ergibt sich eine insgesamt leichte Zunahme der Erzeugung. Im Zuge der umfangreichen Stilllegungen im Kohlesektor und der gesetzlich vorgesehenen Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld sinkt die nationale Erzeugung dabei in beiden Szenarien 2016 leicht ab. In den folgenden Jahren 2017 bis 2020 wird der Marktaustritt weiterer Kohle- und Kernkraftwerke durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien kompensiert, sodass die Erzeugung in der Referenzentwicklung leicht ansteigt. Dadurch ergibt sich ein weiter ansteigender Exportüberschuss zwischen 34 und 42 Terawattstunden (siehe dazu die rechte Seite der Abbildung 15).

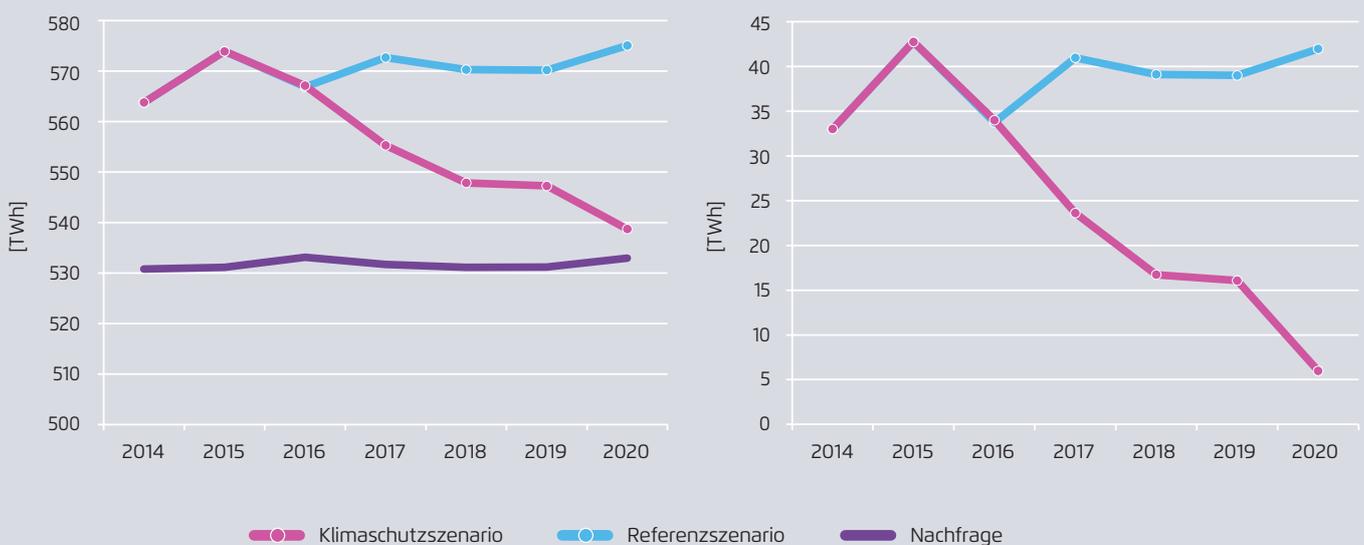
Im Stilllegungsszenario geht die Stromerzeugung durch die Stilllegungen im Kohlesegment ab 2017 deutlich zurück. So werden im Jahr 2020 in Deutschland 36 Terawattstunden weniger Strom als im Referenzszenario erzeugt. Die Herausnahme von Kohlekapazitäten führt dabei zu einem Abbau von Überkapazitäten und den daraus resultierenden Stromexporten. Gleichzeitig steigen nicht nur die Auslas-

tung von Gas- und -Dampfturbinen-Anlagen und von im Markt verbleibenden Kohlekraftwerken in Deutschland, sondern auch die Importe aus Nachbarländern mit günstigeren Kraftwerkskapazitäten an. Dies führt insgesamt zu einem sukzessiven Abbau der (Netto-)Exportüberschüsse hin zu einer fast ausgeglichenen Außenhandelsbilanz im Jahr 2020. Vorläufige Ergebnisse von Modellierungen über einen längeren Betrachtungszeitraum zeigen, dass sich Deutschland im Zuge des Kernenergieausstiegs und weiterer Kraftwerksstilllegungen für einen begrenzten Zeitraum sogar zu einem Nettoimporteure von Strom entwickelt. Der mit dem Kernenergieausstieg verbundene Preiseffekt und die daraus resultierenden Kraftwerksneubauten sowie der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien führen diese Entwicklung jedoch bereits nach wenigen Jahren wieder zurück.<sup>46</sup>

46 Die Langfristentwicklung bis zum Jahr 2040 wird im Detail in einer Folgestudie separat untersucht.

Erzeugung (links) und Nettoexportbilanz (rechts) – Szenariovergleich

Abbildung 15



Eigene Darstellung

## 6.5 Entwicklung der Großhandelsstrompreise

Der Verlauf des Strompreisniveaus im Betrachtungszeitraum lässt sich in zwei Phasen einteilen.

Bis 2017 ist die Entwicklung der Großhandelsstrompreise (Basepreis) im Referenzszenario relativ flach. Dies ist im Wesentlichen auf die für die Frontjahre 2014 bis 2017 relativ konstanten Terminmarktnotierungen für Kohle und CO<sub>2</sub> zurückzuführen. Diese Einschätzung deckt sich mit den aktuellen Terminmarktnotierungen aus dem Handelszeitraum des ersten Quartals 2015 für die Frontjahre 2016 und 2017. Die gehandelten EEX-Terminmarktnotierungen können also fundamental durchaus nachvollzogen werden beziehungsweise die Ergebnisse des Strommarktmodells spiegeln den Marktpreis wider. In Folge der ab 2018 stärker ansteigenden Prämissen für Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, der weiteren altersbedingten Stilllegungen von Kohlekapazitäten und des

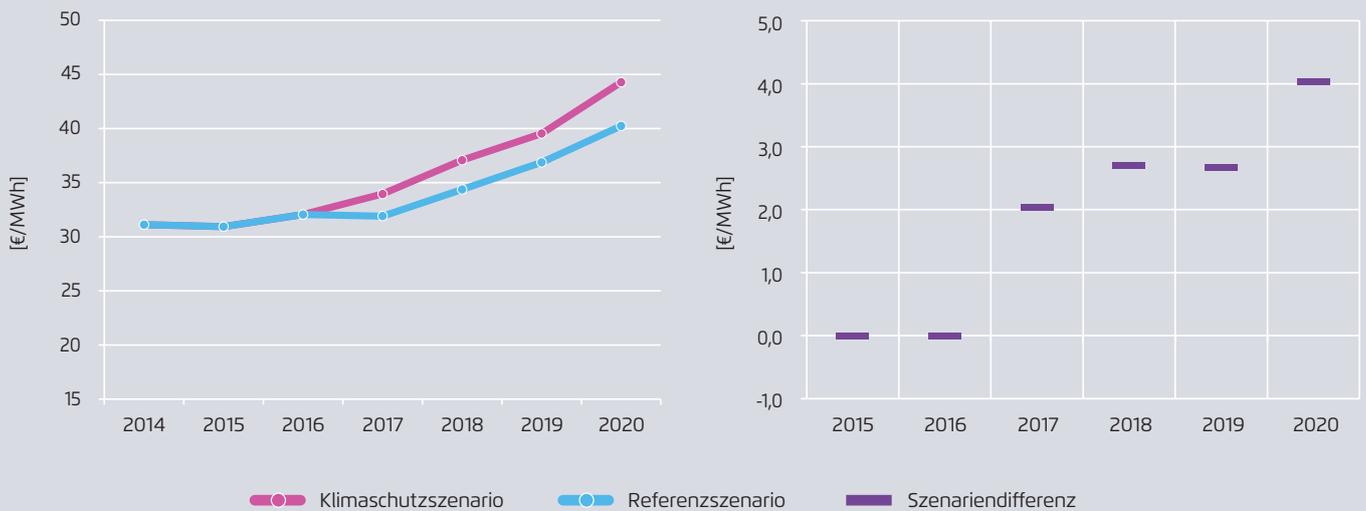
Kernenergieausstieges steigt das Strompreisniveau im Zeitraum 2018 bis 2020 deutlicher an.<sup>47</sup>

Allen diskutierten Klimaschutzmaßnahmen ist zu eigen, dass es zu einem Anstieg der Großhandelspreise relativ zu einem Szenario ohne Klimaschutzmaßnahmen kommt. Dies geschieht entweder durch direkte Kostenaufschläge, durch Einpreisung von Opportunitätskosten oder durch die Verknappung des Angebots. Werden, wie in der hier vorgestellten Betrachtung, Kraftwerke kurzfristig oder permanent dem Markt entzogen, so verknappt sich das Angebot und die

47 Die den Modellrechnungen zugrunde liegenden Annahmen und daraus resultierende Preissteigerungen liegen über aktuellen (aber ab 2018 sukzessive illiquiden) Terminmarktnotierungen der EEX. Dies weist auf niedrigere *Commodity*-Preisannahmen der Marktakteure gegenüber den WEO-Projektionen hin. Für die weitergehenden Analysen dieser Studie hat die absolute Höhe der Strompreise jedoch nur geringe Relevanz, da alle Effekte auf einer Differenzbetrachtung zwischen den beiden Szenarien basieren. Ausschlaggebend ist daher primär die Differenz zwischen den Szenarien und weniger die absolute Höhe der Strompreise.

Entwicklung der Großhandelspreise absolut (links) und als Differenz (rechts)\*

Abbildung 16



\* Die minimal negative Differenz im Jahr 2016 erklärt sich durch wirtschaftlich bedingte Stilllegungen von Gaskraftwerken im Referenzszenario, die im Klimaschutzszenario nicht stattfinden.

Eigene Darstellung

fehlenden Kraftwerke werden durch Kapazitäten mit teureren Grenzkosten ersetzt. Wie stark der Strompreis ansteigt, hängt dabei davon ab, wie die Klimaschutzmaßnahme ausgestaltet und in welchem Umfang eingegriffen wird. Je mehr Angebot dem Markt entzogen wird und je niedriger dabei die Grenzkosten der betroffenen Kraftwerke sind, desto stärker steigt der mittlere Preis (temporär) an.

Im Klimaschutzszenario steigt der Strompreis daher ab 2017 moderat gegenüber dem Referenzszenario an. Durch die vorzeitige Stilllegung von Kohlekapazitäten verschiebt sich die *Merit-Order* nach links und Kraftwerke mit höheren Grenzkosten setzen (etwas) häufiger den Marktpreis. Im Zuge der weiteren Stilllegungen zur Erreichung des Zielpfades steigt der Basepreis im Klimaschutzszenario gegenüber der Referenz um bis zu vier Euro je Megawattstunde zum Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2020 an (siehe Abbildung 16). Erste vorläufige Ergebnisse zur Untersuchung der mittel- und langfristigen Wirkungen des hier vorgestellten Klimaschutzinstruments zeigen auf, dass dieser

Wert zunächst noch einmal um etwa ein bis zwei Euro je Megawattstunde steigt und danach wieder zurückgeht.

## 6.6 CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch die Klimaschutzmaßnahme

Wie bereits in Abschnitt 4.2 erläutert, darf die Einbindung Deutschlands in die Struktur des europäischen Strommarkts nicht vernachlässigt werden. Hierbei ist zu beachten, dass die frühzeitigen Stilllegungen von Kohlekraftwerken nicht nur eine höhere Auslastung inländischer (Gas-)Kraftwerke zur Folge haben. Durch den Rückgang der deutschen (Netto-)Exporte steigt auch die Auslastung ausländischer Kraftwerke an. Sind sowohl günstigere Erzeugungskapazitäten in einem Nachbarmarkt als auch Übertragungskapazitäten zu diesem Land verfügbar, wird der Erzeugungsrückgang der deutschen Kohlekraftwerke gegebenenfalls auch durch einen Stromimport ersetzt. Beide vorgenannten Effekte führen zu höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Auslandsmärkten.

Brutto- und Netto-CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch die Klimaschutzmaßnahme (links exemplarisch für das Jahr 2020) Abbildung 17



Eigene Darstellung

In Abbildung 17 werden diese Effekte anhand der Modellergebnisse näher erläutert. Die linke Seite der Abbildung zeigt die Auswirkung der Stilllegungen auf den europäischen Marktverbund exemplarisch im Modelljahr 2020. Durch die (Netto-)Stilllegung von 13,1 Gigawatt Braun- und Steinkohlekapazitäten gegenüber der Referenz werden im deutschen Kraftwerkspark 50,4 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> weniger emittiert (Bruttovermeidung). Analysiert man die CO<sub>2</sub>-Vermeidung im Jahr 2020 im gesamten Raum des Europäischen Emissionshandelssystems (inklusive Deutschland), so wird der Vermeidungseffekt durch die europäischen Ausgleichseffekte gemindert. Es werden zwar effektiv weiterhin 26,7 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart (Nettovermeidung), die Differenz zur CO<sub>2</sub>-Bruttovermeidung in Deutschland (das heißt 23,7 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>) wird jedoch in den Nachbarmärkten durch zusätzliche Emissionen kompensiert (Kompensationseffekt).

Auf der rechten Seite der Abbildung 17 sind die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Betrachtungszeitraum sowie die Anteile von Nettovermeidung und Kompensationseffekten dargestellt. Insgesamt werden im Mittel über den Betrachtungszeitraum, und trotz der europäischen Kompensationseffekte, netto rund 50 Prozent der Bruttovermeidung im Betrachtungszeitraum wirksam.<sup>48</sup> Geht man davon aus, dass die europäischen Nachbarländer jeweils nationale Ziele verfolgen, so führt diese durch den Abbau der deutschen Nettoexporte hervorgerufene Rückverlagerung von Emissionen ins Ausland dazu, dass dort vermehrt Anstrengungen zum Klimaschutz ausgelöst und Mehremissionen mittelfristig abgebaut beziehungsweise reduziert werden. Der Nettoeffekt läge dann näher am Bruttoeffekt.

---

48 In Bezug auf Kompensationsmechanismen des Europäischen Emissionshandelssystems selbst siehe den Abschnitt 4.2. Diese Effekte wurden hier nicht einbezogen.

## 7 Verteilungseffekte

Die durch die Klimaschutzmaßnahmen verursachten Auswirkungen auf die Entwicklung der Großhandelsstrompreise verändern sowohl die wirtschaftliche Situation der Kraftwerksbetreiber als auch die Verbraucherbelastung. Die Ursachen und daraus resultierenden Verteilungswirkungen werden im folgenden Kapitel erläutert.

### 7.1 Verbraucherbelastung

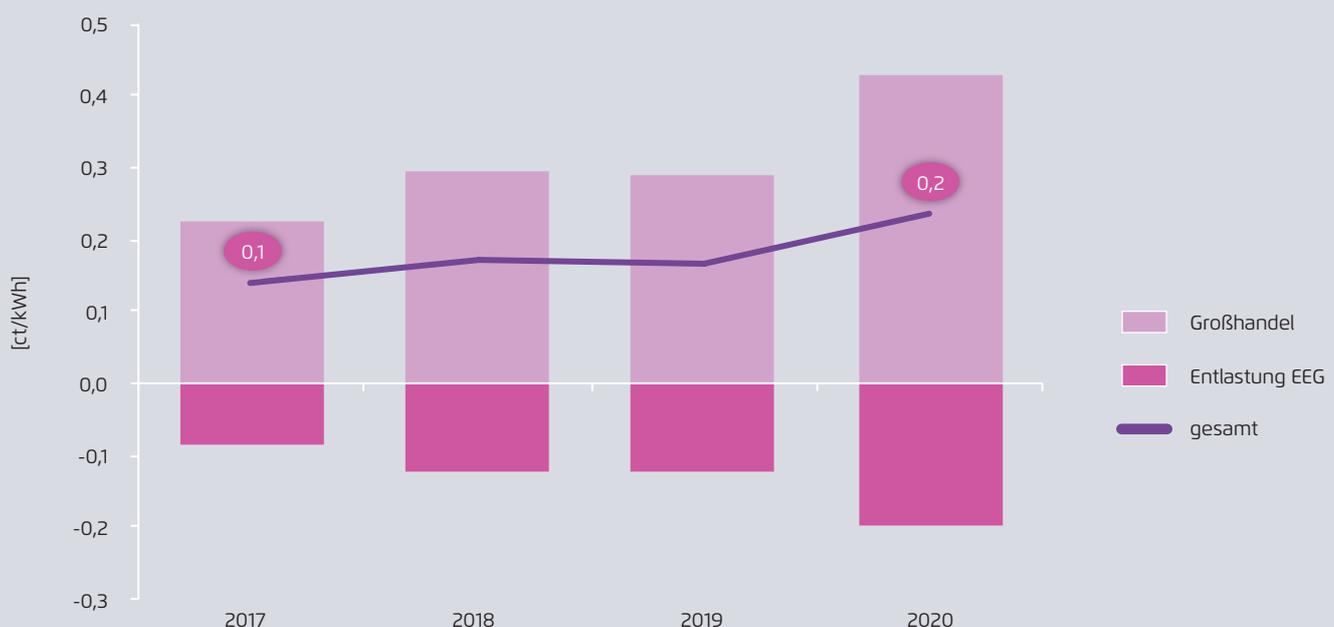
Die Verbraucherbelastung durch die Klimaschutzmaßnahmen schlägt sich vor allem in zwei Bestandteilen des Endkundenstrompreises nieder: in der Großhandelspreiskomponente und der EEG-Umlage. Würden zur Flankierung von Stilllegungen finanzielle Anreize gesetzt, müssten auch diese Kompensationszahlungen an die Kraftwerksbetreiber von den Verbrauchern getragen werden.

Die Steigerung des Großhandelspreises wird, nach einer gewissen Übergangszeit, von den Vertrieben an die Endkundensegmente weitergereicht. Davon sind alle Verbrauchergruppen, egal ob Großverbraucher, Gewerbe- oder Haushaltskunden, gleichermaßen betroffen.

Eine Verbraucherentlastung kann sich hingegen über die Entwicklung des EEG-Kontos ergeben. Ein Anstieg der Großhandelspreise entlastet den Wälzungsmechanismus und senkt die Differenzkosten der Förderung der Erneuerbaren Energien. Dabei gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass der Entlastungseffekt insgesamt unterhalb der Mehrbelastung durch den Anstieg der Großhandelspreiskomponente liegt. Von dem Entlastungseffekt profitieren die verschiedenen Endkundensegmente auch nicht in gleicher Höhe. Aufgrund der etwa gleichmäßigen Belastung aller Endkundensegmente über den Großhandelspreis und der stärkeren Entlastung kleinerer Stromverbraucher über die EEG-Um-

Endkundenpreissteigerung durch die Klimaschutzmaßnahme (Darstellung für den nicht EEG-privilegierten Letztverbrauch)

Abbildung 18



Eigene Darstellung

lage werden kleine Stromverbraucher im Verhältnis zu den größeren Stromverbrauchern durch eine Klimaschutzmaßnahme (spezifisch) insgesamt weniger belastet.

In Summe beläuft sich die Nettomehrbelastung der Endkunden infolge des Großhandelspreisanstiegs und der Entlastung des EEG-Kontos über den Betrachtungszeitraum auf 4,6 Milliarden Euro. Den Großhandelsmehrkosten von 6,4 Milliarden Euro steht eine Senkung der EEG-Differenzkosten von 1,9 Milliarden Euro gegenüber. Abbildung 18 zeigt den daraus resultierenden Endkundenpreisanstieg für nicht EEG-privilegierte Letztverbraucher im Betrachtungszeitraum.

Legt man den Großhandelspreiseffekt auf den Letztverbrauch um, ergibt sich eine spezifische Mehrbelastung von 0,2 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2017 bis 0,4 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2020. Dieser Preisanstieg ist unabhängig vom Endkundensegment von allen Verbrauchern zu zahlen. Gleichzeitig ergibt sich eine Preisentlastung über die gesunkenen EEG-Differenzkosten. Von dieser Entlastung profitieren nicht EEG-privilegierte Letztverbraucher vollständig, privilegierte Letztverbraucher hingegen nur anteilig.<sup>49</sup> Sie liegt für den nicht EEG-privilegierten Letztverbrauch bei rund 0,1 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2017 bis zu 0,23 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2020. Insgesamt ergibt sich somit für den nicht privilegierten Letztverbrauch nur eine Nettopreissteigerung von 0,1 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2017 und von 0,2 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2020.

## 7.2 Wirtschaftlichkeit der konventionellen Kraftwerke

Im Referenzszenario ändert sich die wirtschaftliche Lage für Erdgas- und Steinkohlekraftwerke über den Betrachtungszeitraum nicht wesentlich. Durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien in einer bereits durch Überkapazitäten geprägten Situation sind häufig Steinkohlekraftwerke preissetzend. Dies führt dazu, dass auch moderne Gaskraftwerke mit elektrischen Wirkungsgraden von über 60 Pro-

zent niedrige Auslastungen verzeichnen können. Entsprechend niedrig liegen die Deckungsbeiträge II<sup>50</sup> (DB II). Auch Steinkohleanlagen stehen, in Abhängigkeit ihres elektrischen Wirkungsgrades, an der Grenze zur wirtschaftlichen Stilllegung. Neuere Anlagengenerationen weisen jedoch positive Deckungsbeiträge II auf, die sie zur anteiligen Kapitalkostendeckung einsetzen können. Braunkohleblöcke weisen eine bessere Wirtschaftlichkeit auf als Steinkohleanlagen.

Durch die Kraftwerksstilllegungen im Klimaschutzszenario ändern sich sowohl der Einsatz als auch die erzielbaren Erlöse für die im Markt verbleibenden Blöcke. Infolge der Verknappung des Angebotes werden Marktpreise häufiger durch Anlagen mit höheren Grenzkosten gesetzt – die Wirtschaftlichkeit des Bestandes verbessert sich.

### 7.2.1 Strompreiseffekte

Die Anstiege der Großhandelspreise im Klimaschutzszenario bringen eine begrenzte wirtschaftliche Besserstellung des konventionellen Kraftwerksparks mit sich. Abbildung 19 zeigt die wichtigsten Komponenten und deren Verteilung aus Perspektive der deutschen Kraftwerksbetreiber. Dargestellt sind jährliche Werte über den Betrachtungszeitraum, die sich jeweils auf Veränderungen zwischen dem Referenz- und dem Klimaschutzszenario beziehen.

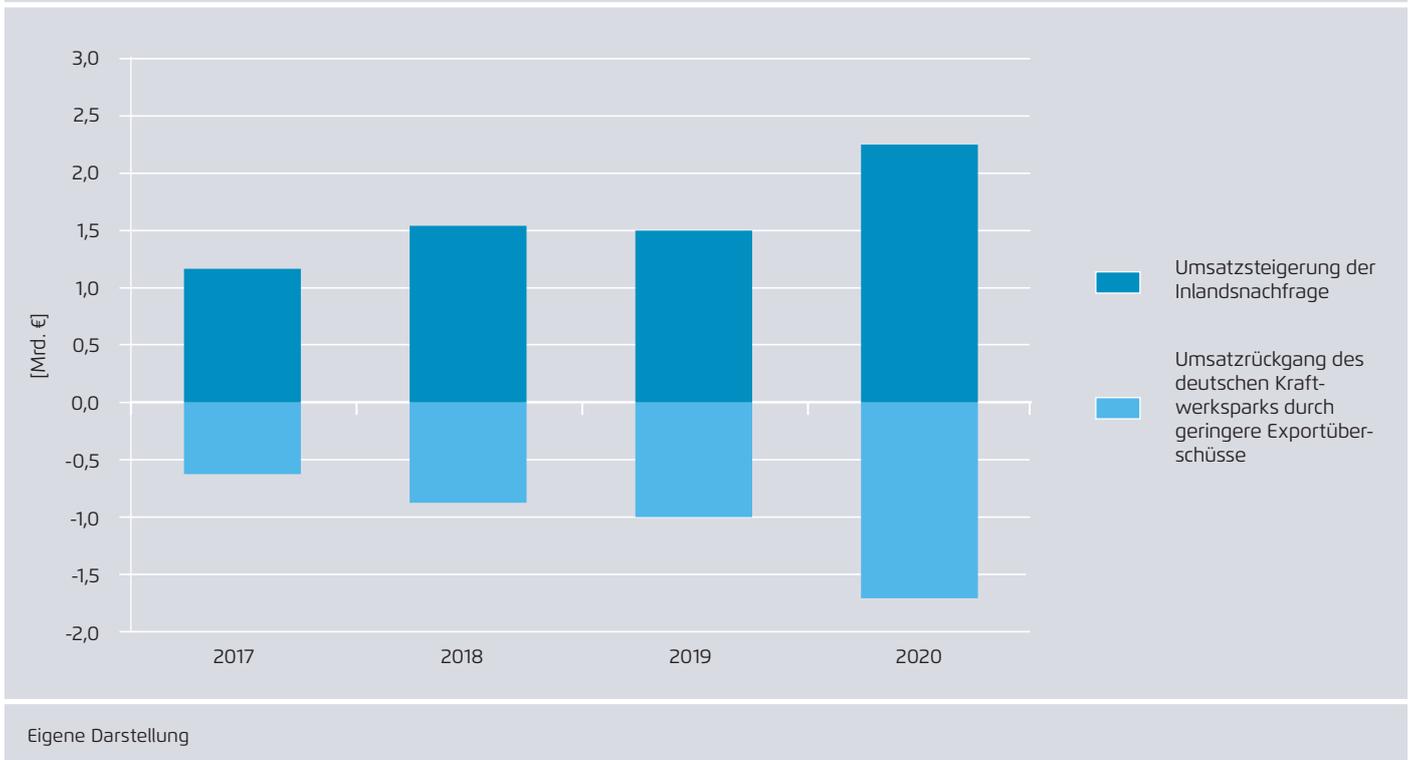
Aus den Preissteigerungen ergibt sich eine Erhöhung der durch Stromverkauf an die Nachfrage erzielbaren Umsätze (Stromnachfrage stündlich bewertet zu Großhandelsstrompreisen). Diese Umsatzsteigerung nimmt, bei konstanter Nachfrage und steigender Preisdifferenz zwischen den Szenarien, im Zeitverlauf weiter zu. Doch nicht die gesamte Umsatzsteigerung kommt dem deutschen Kraftwerkspark zugute. So wirkt der Rückgang des (Netto-)Exportüberschusses für den deutschen Kraftwerkspark ebenfalls erlösmindernd (Nettoexportzeitreihe, stundenscharf bewertet).

<sup>49</sup> Prognos (2014)

<sup>50</sup> Deckungsbeiträge (DB) II = Erlöse an Großhandels- und Systemdienstleistungsmärkten – variable Betriebskosten – fixe Betriebskosten

Veränderung der Großhandelsumsätze im Klimaschutzscenario

Figure 19



Die gesteigerten Erlöse verteilen sich darüber hinaus auch nicht gleichmäßig auf die Anlagen. So geht ein Teil der Erlöse an die durch das EEG geförderten Anlagen und senkt dadurch deren Förderkosten (stundenscharf ermittelter Markterlös). Außerdem profitieren insbesondere die im Markt verbleibenden Kraftwerke des klassischen Grundlastbereichs. Je höher die Vollbenutzungsstunden eines Kraftwerks, desto höher fällt die absolute Besserstellung gegenüber der Referenz aus.

Eine alleinige Analyse der Veränderung der Großhandelsumsätze ist jedoch unzureichend, da durch die Stilllegungen auch variable und fixe Betriebskosten der aus dem Markt genommenen Anlagen vermieden werden. Diese werden im folgenden Kapitel über die Betrachtung der Veränderung der Deckungsbeiträge II berücksichtigt.

### 7.2.2 Entwicklung der Deckungsbeiträge und Kompensationsbedarf durch Klimaschutzmaßnahmen

Die vorzeitige Stilllegung von Kraftwerken könnte zu Verlusten für die Betreiber führen, wenn diese Kraftwerke ansonsten positive Deckungsbeiträge über ihre fixen Betriebskosten hinaus erwirtschaftet hätten. Um Kraftwerksbetreiber zumindest zwischen dem Weiterbetrieb und der vorzeitigen Marktentnahme von Kohleblöcken indifferent zu stellen, könnten deshalb Kompensationszahlungen in Erwägung gezogen werden. Zur Quantifizierung einer Kompensation für das Gesamtportfolio konventioneller Bestandsanlagen gilt es, drei Effekte der Klimaschutzmaßnahmen zu berücksichtigen:

- 1. Durch die Stilllegungen von Stein- und Braunkohleblöcken im Klimaschutzscenario entgehen den betroffenen Kraftwerksbetreibern Stromhandelserlöse in den Jahren der Lebensdauerverkürzung. Gleichzeitig sparen sie Kosten ein, die aus dem Betrieb der Anlagen entstehen (variable und fixe Betriebskosten). Relevant für

den Kompensationsbedarf sind daher die entgangenen Deckungsbeiträge II – also der Betrag, der für den Kapitaldienst und die weitere Gewinnverwendung zur Verfügung steht.

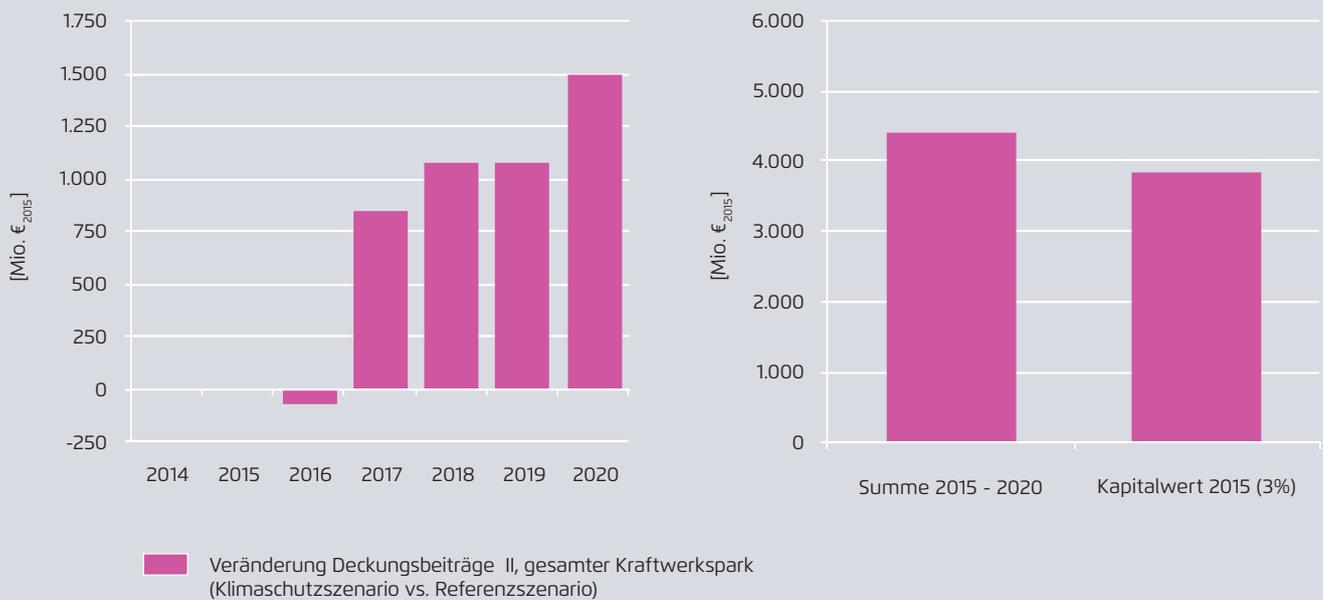
- 2. Darüber hinaus profitieren betroffene Blöcke noch vor ihrer Stilllegung von höheren Börsenpreisen, sofern sie nicht entsprechend der Stilllegungsreihenfolge als erste Kraftwerke den Markt verlassen. Die Deckungsbeiträge II dieser Anlagen sind bis zum Zeitpunkt des frühzeitigen Marktaustritts höher als in der Referenzentwicklung, was kompensationsmindernd berücksichtigt werden sollte.
- 3. Auch die Mehrerlöse der im Markt verbleibenden, von den Stilllegungen nicht betroffenen Kraftwerke sind zu berücksichtigen. Sie erwirtschaften durch die gestiegenen Großhandelspreise höhere Deckungsbeiträge II als in der Referenzentwicklung und tragen daher mildernd zum Kompensationsbedarf (des Kraftwerksparks insgesamt, losgelöst von der Betreiberzusammensetzung) bei.

Somit ergibt sich eine mögliche Kompensationszahlung aus der Differenz der Deckungsbeiträge II des konventionellen Bestandskraftwerksparks zwischen dem Referenz- und Klimaschutzszenario. Abbildung 20 zeigt die Entwicklung der Deckungsbeiträge des Gesamtportfolios aller Kraftwerke in einer Jahr-für-Jahr-Betrachtung (links) sowie kumuliert über den Betrachtungszeitraum (rechts). Positive Beträge bedeuten dabei eine Besserstellung der Gesamtheit der Kraftwerksbetreiber durch die Klimaschutzmaßnahme, negative eine Schlechterstellung. Um der zeitlichen Struktur der Zahlungen Rechnung zu tragen, wurde aus der jährlichen Entwicklung der Deckungsbeiträge II ein Kapitalwert mit drei Prozent Realverzinsung gebildet und entsprechend dargestellt.

Es wird deutlich, dass mit Ausnahme des Jahres 2016 das Bestandsportfolio insgesamt durch die Klimaschutzmaßnahme besser gestellt wird als im Referenzszenario. Dieser Effekt nimmt im Zeitverlauf zu. Die Besserstellung der im Markt verbleibenden Kraftwerke überkompensiert also die entgangenen Deckungsbeiträge II der vorzeitig stillgeleg-

Besserstellung des Gesamtportfolios aller Kraftwerke im Klimaschutzszenario vs. Referenzszenario

Abbildung 20



Eigene Darstellung

ten Kraftwerke. Dies hängt vor allem mit der angespannten wirtschaftlichen Lage der stillgelegten Anlagen zusammen. Die stillgelegten Kraftwerke erzielen derzeit ohnehin nur geringe positive Deckungsbeiträge II im laufenden Betrieb. Durch die Herausnahme aus dem Markt verbessert sich jedoch die Wirtschaftlichkeit der verbleibenden Kraftwerke. Dieses Ergebnis spiegelt auch die aufgrund von Überkapazitäten angespannte wirtschaftliche Situation des konventionellen Kraftwerksparks.

In Summe ergibt sich im Betrachtungszeitraum bis 2020 also eine deutliche Besserstellung der Gesamtheit der Kraftwerksbetreiber im Klimaschutzszenario gegenüber dem Referenzszenario in Höhe von 4,4 Milliarden Euro. Nach Abzinsung ergibt sich ein Kapitalwert von 3,8 Milliarden Euro.

Die Verteilung dieses zusätzlichen Deckungsbeitrags auf die einzelnen Marktakteure hängt dabei von der Technologiezusammensetzung des jeweiligen Kraftwerksportfolios ab. Betreiberportfolios mit einem höheren Anteil an Grundlastkapazitäten profitieren von den Stilllegungen stärker als

andere Akteure. Das Ergebnis begründet sich vor allem aus der aktuell angespannten wirtschaftlichen Lage der Kraftwerke, die sich erst im Zuge des Abbaus der Überkapazitäten und des Kernenergieausstiegs nach 2020 tendenziell entspannen dürfte. Im Klimaschutzszenario führen die Stilllegungen zu einer um einige Jahre vorgezogenen Minderung der Überkapazitäten und damit zu einer Verbesserung der wirtschaftlichen Situation für das Gesamtportfolio aller Kraftwerke.<sup>51</sup> Die Auszahlung von Stilllegungsprämien zur Flankierung von Kraftwerksstilllegungen ist also, zumindest über das Gesamtportfolio betrachtet, nicht zwingend.

---

51 Die Langfristentwicklung bis zum Jahr 2040 wird in einer Folgestudie untersucht. Vorläufige Ergebnisse zeigen aber: Auch wenn die wirtschaftlichen Effekte der Klimaschutzmaßnahmen bis zum Zeitpunkt der Stilllegung der Kraftwerke betrachtet werden, ändern sich die vorgenannten Kernaussagen nicht in ihrer Tendenz.



## 8 Diskussion der Ergebnisse

### 8.1 Diskussion zentraler Einflussfaktoren

Den Ausgangspunkt der weiteren Analysen stellt die Abschätzung der Handlungslücke bezüglich der Emissionen der Stromerzeugung bis 2020 im Referenzszenario dar. Für diese Studie wurden keine Sensitivitäten im Sinne eines Szenariokorridors betrachtet. Daher ist es sinnvoll, die Abschätzung der Handlungslücke relevanter Studien und die dort zugrunde gelegten Annahmen mit den hier vorgestellten Ergebnissen zu vergleichen. Exemplarisch wurden hierzu der Netzentwicklungsplan 2014 sowie der aktuelle Projektionsbericht 2015 herangezogen (siehe Tabelle 2).

Die Ergebnisse des Netzentwicklungsplans 2014 (Szenario C) zur Handlungslücke decken sich grundsätzlich mit dem Projektionsbericht und den Ergebnissen dieser Studie. Szenario C stellt jedoch die optimistische Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans dar. Im Szenario A erhöht sich die Handlungslücke auf 90 Millionen Tonnen. Diese Differenz resultiert aus den unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung der Zusammensetzung des Kraftwerksparks zwischen den Szenarien. Mit einem CO<sub>2</sub>-Preis von 26 Euro pro Emissionsberechtigung (EUA) wählten die Netzbetreiber im Vergleich eine eher hoch liegende Annahme über die zukünftige Entwicklung der Zertifikatspreise.

Trotz Abweichungen bei den Annahmen kommt auch der Projektionsbericht 2015 zu einem ähnlichen Ergebnis in Bezug auf die Handlungslücke. So liegt der Nettostromverbrauch im Projektionsbericht circa fünf Prozent höher als der hier zugrunde gelegte. Da im Referenz- und im Klimaschutzszenario über den Betrachtungszeitraum bis 2020 keine Retrofitoptionen realisiert werden, können auch die im Projektionsbericht angenommenen Lebensdauern von Kohlekraftwerken (bei Steinkohlekraftwerken 50 Jahre) als emissionssteigernd gegenüber der vorliegenden Studie eingestuft werden.

Wenngleich die Ergebnisse der vorliegenden Studie zur Handlungslücke sich insgesamt gut in die Ergebnisse der Vergleichsstudien einfügen, dürfen die Annahmen in ihrer Wirkmächtigkeit nicht unterschätzt werden. So stellen beispielsweise die Annahmen zur Entwicklung des Nettostromverbrauchs einen wichtigen Hebel auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen dar. Durch die Annahme einer konstanten Nachfrage auf dem Niveau von 2014 wurde von einem nachhaltigen Verbrauchsrückgang gegenüber der Historie ausgegangen. Inwiefern dieser Effekt auf temporäre Effekte zurückzuführen ist, muss sich in den kommenden Jahren erst noch zeigen. So hätte die Annahme einer höheren Nachfrage zum Beispiel auf dem Niveau von 2013 nicht nur zu einer höheren Auslastung der Steinkohlekraftwerke,

Studienvergleich Handlungslücke und Prämissen 2020 (Euro real 2015; Umrechnung mit zwei Prozent Inflation) Tabelle 2

Zum Jahr 2020	Netzentwicklungsplan 2014	Projektionsbericht 2015	enervis-Modellergebnisse
CO <sub>2</sub> -Preis [€/EUA ]	26	11	13
Steinkohle-Preis [€/MWhth]	11	10	10
Nettostrom-verbrauch [TWh]	535	543	520
Lebensdauerannahmen [Jahre]	-	Steinkohle: 55 + x Retrofit Braunkohle: 55 + x Retrofit	Steinkohle: 40 + 10 Retrofit Braunkohle: 50 +10 Retrofit
Handlungslücke Emissionen der Stromerzeugung [Mio. t CO <sub>2</sub> ]	Szenario A: 90 Szenario C: 48	42 - 52*	48

\* enervis-Abschätzung. Verfahren siehe auch Anhang 10.1.

Eigene Darstellung

Aktuelle Untersuchungen zur Preis- und Emissionswirkung von Kraftwerksstilllegungen

Tabelle 3

Publikation	Ausgestaltung der Klimaschutzmaßnahme <sup>1</sup>	Preiswirkung (Maximum)	CO <sub>2</sub> -Wirkung (2020 <sup>2</sup> )
DIW <sup>3</sup>	3 GW Steinkohle 6 GW Braunkohle	1,3 ct/kWh	-23 Mio. t
BDI <sup>4</sup>	3,7 GW Steinkohle 6,6 GW Braunkohle	0,7 ct/kWh	Inland: -59 Mio. t Ausland: +32 Mio. t
BMWi <sup>5</sup>	Klimabeitrag	0,2 ct/kWh	-22 Mio. t
enervis-Modellergebnisse	7 GW Steinkohle 6 GW Braunkohle	0,4 ct/kWh	Inland: -50 Mio. t Ausland: +24 Mio. t

1 Dabei ist zu beachten, dass die Angaben über das Stilllegungsvolumen nicht direkt vergleichbar sind, da sie sich auf unterschiedliche Jahre beziehen.

2 Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die BMWi-Angabe auf den Stromsektor bezieht (Strom- und KWK-Wärmerzeugung), wohingegen sich die anderen Studien auf die Emissionen der Stromerzeugung beziehen.

3 DIW (2014)

4 BDI (2014)

5 BMWi (2015)

Eigene Darstellung

sondern gegebenenfalls auch zu Retrofitmaßnahmen im Referenzszenario geführt und so zu einer höher liegenden Handlungslücke beigetragen.

Die Preis- und Emissionswirkungen von Klimaschutzmaßnahmen zur Emissionsreduktion, mit einem Fokus auf Kraftwerksstilllegungen, waren auch Gegenstand anderer Untersuchungen, deren Ergebnisse in Tabelle 3 zusammengefasst sind.

Der Preiseffekt der Klimaschutzmaßnahme wird von hier ausgewerteten Quellen auf maximal 0,7 Cent je Kilowattstunde in Bezug auf den mittleren Strompreis durch Stilllegungen im Umfang von rund zehn Gigawatt abgeschätzt. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) geht von einer Preissteigerung von 1,3 Cent je Kilowattstunde aus. Jedoch wurde bei der DIW-Analyse von einer unveränderten Importbilanz ausgegangen, sodass die preisdämpfenden Effekte des europäischen Stromhandels nicht berücksichtigt wurden. Auch die Studienverfasser des DIW kommen daher zum Ergebnis, dass der ermittelte Preiseffekt vermutlich deutlich zu hoch liegt. Auch die emissionsmindernde Wirkung von Stilllegungen im Inland wird unter diesen Annahmen tendenziell unterschätzt.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geht in seinem aktuellen Ausgestaltungsvorschlag der Klimaschutzmaßnahme (Klimabeitrag) von einer Preiswirkung von maximal 0,2 Cent Kilowattstunde aus. Dies bezieht sich jedoch auf eine Emissionsminderung von nur 22 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> und entspricht somit weniger als der Hälfte der hier adressierten Lücke. Vor diesem Hintergrund ist, wenngleich auch die energiewirtschaftliche Wirkung des vom BMWi vorgeschlagenen Klimabeitrags von den in dieser Studie analysierten Stilllegungen abweicht, ein niedriger Preiseffekt nicht unrealistisch. Insgesamt fügen sich die Preiseffekte der ausgewerteten Studien somit in ein plausibles Gesamtbild ein.

## 8.2 Implikationen für die instrumentelle Ausgestaltung

Folgende Punkte lassen sich aus den Analysen mit Blick auf die instrumentelle Ausgestaltung von Klimaschutzmaßnahmen ableiten.

### Umfang der Klimaschutzmaßnahmen bis 2020 und übergeordnete Flexibilitätsanforderungen:

- Das untersuchte Referenzszenario zeigt eine sektorale Handlungslücke von 48 Millionen Tonnen in Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 2020.
- Die Untersuchung impliziert daher, dass zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen im Umfang von 22 Millionen Tonnen im Stromsektor (Strom- und KWK-Wärmeerzeugung) tendenziell nicht hinreichend sein werden, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung auf ihren sektoralen Zielpfad zurückzubringen.<sup>52</sup>
- Eine Gesamtzielerreichung ist, wenn die mengenmäßig bedeutsamen Emissionen der Stromerzeugung trotz des starken Ausbaus der Erneuerbaren Energien keinen proportionalen Beitrag zur Zielerreichung leisten, zwar theoretisch möglich, erscheint aber wenig realistisch und müsste durch große zusätzliche Anstrengungen in anderen Sektoren realisiert werden.
- Bereits im Zeitraum bis 2020 erreichen relevante Kohlekraftwerkskapazitäten in einer Größenordnung von fünf bis sechs Gigawatt die hier angenommenen Grenzen ihrer technischen Lebensdauer. Für diese Anlagen stehen somit Entscheidungen über lebensdauerverlängernde Maßnahmen an (Retrofit). In der energiewirtschaftlichen Praxis bedeutet dies, dass zunehmend relevantere (Re-)Investitionen notwendig werden, auch wenn diese gegebenenfalls weniger punktuell anfallen als hier angenommen, sondern sich über einen gewissen Zeitraum strecken lassen.
- Die anstehenden Retrofit-Entscheidungen werden im Zeitraum bis 2020 modellendogen (un)wirtschaftlichkeitsbedingt negativ entschieden. Dennoch bestehen hier

größere Risiken in Bezug auf die Emissionsentwicklung, sollte sich die Wirtschaftlichkeit dieser Kraftwerke unerwartet positiv entwickeln.<sup>53</sup>

- Die Modellergebnisse zeigen somit auf, dass eine Klimaschutzmaßnahme ein hohes Maß an Flexibilität aufweisen sollte, um auf unerwartete Entwicklungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen reagieren zu können. Entweder sollte eine solche Flexibilität in dem Instrument selbst vorgesehen sein oder das Instrument sollte in einen flexiblen Prozess eingebettet werden, der eine regelmäßige Anpassung an aktuelle Entwicklungen ermöglicht. Letzteres wäre für preisgesteuerte Instrumente und auch für den aktuellen BMWi-Vorschlag relevant. Diesen Entscheidungsrahmen gilt es jedoch möglichst transparent zu gestalten, um den Kraftwerksbetreibern so weit möglich Planungssicherheit zu geben.

### Verteilung der Klimaschutzmaßnahmen auf die Kraftwerke:

- Losgelöst von der detaillierten Ausgestaltung der Klimaschutzmaßnahmen sollte sich die Aufteilung der Emissionsvermeidung auf die Kraftwerke aus energiewirtschaftlicher Perspektive so weit wie möglich an den CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten orientieren und weniger an verhandlungstaktisch bestimmten Einflussfaktoren (wie der Betroffenheit von einzelnen Bundesländern/Betreibern).
- Innerhalb der Brennstofftypen (Stein- und Braunkohle) ergibt sich aus den CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten eine relativ eindeutige Stilllegungsreihenfolge entsprechend der elektrischen Effizienz korrespondierend zum Alter der Anlagen. Der Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung sollte dabei jedoch mit in die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten eingehen, da Anlagen mit größerem Kraft-Wärme-Kopplungs-Anteil tendenziell höhere CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten aufweisen und somit erst nachrangig betroffen sein sollten.<sup>54</sup>

52 Gemeint ist die Einhaltung des übergreifenden Zielpfades, der bis 2020 eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von minus 40 Prozent gegenüber 1990 anstrebt.

53 Die Langfristentwicklung bis zum Jahr 2040 wird in einer Folgestudie untersucht.

54 Daneben sind einzelne (eher kleinere) Kohleanlagen, resultierend aus der jeweiligen Wärmeversorgungsaufgabe, nicht kurzfristig ersetzbar.

→ In Bezug auf die Aufteilung der Klimaschutzmaßnahmen auf Braun- und Steinkohleanlagen steht im Ergebnis eines solchen Vorgehens ein in der Perspektive bis 2020 (leistungsbezogen) etwa gleichgewichteter Mix aus alten Braun- und Steinkohlekraftwerken mit geringem Kraft-Wärme-Kopplungs-Anteil. Erzeugungsbezogen dominiert die Braunkohle.

lich bei allen mengenbasierten Instrumenten zum Tragen und ist in ihrer Strompreiswirkung nur schwer abschließend zu beurteilen. Auch bei dem Klimabeitrag des BMWi kann es in einem gewissen Umfang zur Einpreisung von Opportunitätskosten kommen.

### **Instrumentelle Ausgestaltung der Klimaschutzmaßnahmen:**

- Im Fokus der Modellierungen stand die Abbildung von Stilllegungen als eine Art Archetyp der Klimaschutzmaßnahmen, ohne hiermit eine Empfehlung dieser Klimaschutzmaßnahme vorzunehmen. Anhand der Klimaschutzmaßnahme „Stilllegungen“ lassen sich jedoch einige allgemeingültige Effekte analysieren, die Aussagekraft sowohl für eine Stilllegung als auch für eine Überführung von Kraftwerken in eine Reserve aufweisen.
- Die Mehrerlöse der Kraftwerksbetreiber über den insgesamt moderaten Anstieg des Großhandelspreises und die Verbesserung der Auslastung liegen in den hier durchgeführten Modellierungen in einer Größenordnung, die die Auszahlung einer zusätzlichen finanziellen Prämie für die Durchsetzung der Klimaschutzmaßnahme als nicht zwingend erscheinen lässt. Dies gilt zumindest für den Kraftwerksbestand insgesamt, wenngleich nicht zwangsläufig für jedes Betreiberportfolio. Auch für die größeren Kraftwerksportfolios erscheint es jedoch nach den hier vorgelegten Ergebnissen als wahrscheinlich, dass die Portfolioeffekte die verloren gegangenen Deckungsbeiträge der stillgelegten Anlagen (über-)kompensieren.
- Auch wenn zum Beispiel im Wege von Konsensverhandlungen ein Interessensausgleich zwischen unterschiedlichen Betreibern erwogen würde, wäre auf Basis der Ergebnisse dieser Untersuchung ein Kompensationsbedarf nach vorzeitigen Kraftwerksstilllegungen nicht zwingend.
- Ein Vorteil von Stilllegungen gegenüber komplexen und gerade mengenbasierten Klimaschutzinstrumenten liegt darin, dass es nicht zu einer Einpreisung von Opportunitätskosten kommen kann. Die Einpreisung von Opportunitätskosten in die Strompreisgebote kommt grundsätz-

## 9 Zusammenfassung und Fazit

### 9.1 Kernergebnisse der Modellierungen

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse der Modellrechnungen zusammen:

Zentrale Ergebnisse der Marktszenarien		Tabelle 4	
		Referenzszenario	Klimaschutzszenario
<b>Prämissen</b>	<b>Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisannahmen</b>	identischer Prämissensatz (Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preise, Last, Erneuerbare-Energien-Ausbau, Interkonnektoren, Marktdesign etc.) basierend auf dem New Policies Scenario des WEO-2014, auf politischen Zielvorgaben und weiteren öffentlichen Studien	
<b>Kernergebnisse der Szenarien</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	sinkende CO <sub>2</sub> -Emissionen, aber Verfehlung des sektoralen Zielpfades: Handlungslücke von 48 Mio. t CO <sub>2</sub> im Jahr 2020	Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen in Deutschland entlang des Zielpfades (-40 % bis 2020). Netto-CO <sub>2</sub> -Vermeidung trotz Ausgleich im EU ETS ca. 50 %
	<b>Kapazitäten</b>	wirtschaftliche Stilllegung von 4,8 GW GuD, kein wirtschaftlicher Zubau, keine positiven Retrofitentscheidungen	vorzeitige Stilllegung von 13,7 GW Braun- und Steinkohle, keine wirtschaftlichen Stilllegungen oder Neubauten, keine positiven Retrofitentscheidungen
	<b>Erzeugung und Nettoexporte</b>	steigende Erzeugungs- und Nettoexportentwicklung	deutlich sinkende Jahreserzeugung, fast ausgeglichene Handelsbilanz (6 TWh Nettoexport) im Jahr 2020
	<b>Basepreisentwicklung</b>	flache Preisentwicklung bis 2017 (aufgrund der angenommenen Brennstoffpreise), danach gleichmäßiger Preisanstieg	Preisanstieg ab 2017 (+2 €/MWh) durch Stilllegungen ggü. Referenz, Effekt wird stärker im Zuge der weiteren Angebotsverknappung bis 2020 (+4 €/MWh)
<b>Verteilungseffekte</b>	<b>Kraftwerksbetreiber</b>	Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des konventionellen Kraftwerksparks insgesamt durch höhere Auslastung und Preissteigerung im Klimaschutzszenario, DB-II-Verluste der vorzeitig dem Markt entzogenen Anlagen werden überkompensiert	
	<b>Verbraucher</b>	Endkundenpreissteigerung von maximal ca. 0,4 ct/kWh durch die Großhandelspreissteigerung bei gleichzeitiger EEG-Differenzkostenentlastung, nicht EEG-privilegierte Letztverbraucher werden netto nur mit maximal 0,2 ct/kWh belastet	

Eigene Darstellung

### 9.2 Fazit

Zentrales Ziel der vorliegenden Studie war es, eine Strategie zur energiewirtschaftlich effizienten Schließung der Handlungslücke zur Erreichung eines Klimaschutzziels im Stromsektor von minus 40 Prozent CO<sub>2</sub> bis 2020 (gegenüber 1990) abzuleiten. Darüber hinaus wurden die aus einer

entsprechend dimensionierten Klimaschutzmaßnahme resultierenden Belastungen für die Verbraucher und die wirtschaftlichen Effekte auf die Kraftwerksbetreiber analysiert.

Die hier ermittelte Handlungslücke von 48 Millionen Tonnen legt die Vermutung nahe, dass Maßnahmen im Umfang von 22 Millionen Tonnen im Stromsektor (Strom- und

KWK-Wärmeerzeugung) nicht hinreichend sein werden, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf ihren sektoralen Zielpfad zurückzuführen. Die sektorale Zielverfehlung müsste durch zusätzliche Anstrengungen in anderen Sektoren kompensiert werden. Zwar weist das Klimaschutzaktionsprogramm der Bundesregierung umfangreiche Einsparungen in anderen Sektoren aus. Diese sind jedoch bisher nicht umfassend konkretisiert und daher noch nicht abschließend zu beurteilen.

Bevor eine detaillierte Diskussion über Umsetzungsvarianten geführt werden kann, gilt es, eine Einschätzung der Ziele einer Klimaschutzmaßnahme zu entwickeln. Diese Anmerkung bezieht sich nicht nur auf den Umfang der Handlungslücke selbst, sondern auch auf ergänzende Kriterien. In der Studie wurde eine Zielerreichung unter Minimierung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten betrachtet. Auch andere Zielfunktionen, zum Beispiel die Minimierung der Verbraucherbelastung, wären denkbar, sollten aber transparent diskutiert werden.<sup>55</sup> Eine klare Zieldefinition kann Orientierung in einem Prozess geben, der von verhandlungstaktischen Einflussfaktoren und der Betroffenheit einzelner Akteure geprägt ist.

Im Fokus der Modellierungen stand die Abbildung von Stilllegungen beziehungsweise Marktaustritten als Archetyp von Klimaschutzmaßnahmen, ohne hiermit eine Empfehlung speziell dieser Klimaschutzmaßnahme vorzunehmen. Anhand von Stilllegungen lassen sich jedoch allgemeingültige Effekte analysieren. Im Ergebnis stehen begrenzte Großhandelspreisanstiege (bis 2020 um vier Euro je Megawattstunde), die bei absoluter Betrachtung nicht vernachlässigbare Verbraucherbelastungen auslösen (im Jahr 2020 1,5 Milliarden Euro), bei relativer Betrachtung jedoch sehr moderat ausfallen. Die Betreiber von Kraftwerken können durch die untersuchten Stilllegungen beziehungsweise vorzeitigen Marktaustritte im Jahr 2020 eine Verbesserung ihrer Deckungsbeiträge in ähnlicher Größenordnung generieren. Die Mehrerlöse der Kraftwerksbetreiber über den

Anstieg des Großhandelspreises liegen in den hier durchgeführten Modellierungen in einer Größenordnung, die die Auszahlung einer zusätzlichen finanziellen Prämie für die Durchsetzung der Klimaschutzmaßnahme als nicht zwingend erscheinen lässt. Dies gilt zumindest für den Kraftwerksbestand insgesamt, wenngleich nicht zwangsläufig für jedes einzelne Betreiberportfolio. Diese Effekte standen bisher weniger im Vordergrund der öffentlichen Diskussion, sind jedoch im Hintergrund stets mitgedacht worden und sollten stärker in den öffentlichen Blickpunkt gerückt werden.

Jeder preissteigernde Eingriff in den Strommarkt bringt das Risiko von Verteilungseffekten von den Verbrauchern hin zu den Kraftwerksbetreibern mit sich. Vor dem Hintergrund der aktuell kritischen wirtschaftlichen Lage im Strommarkt ist eine solche Verbesserung der Erlössituation aber nicht per se ungerechtfertigt. So haben viele und auch insbesondere Kraftwerke ihre Kapitalkosten bisher nicht refinanzieren können beziehungsweise sind sogar stilllegungsbedroht. Andererseits wäre bei manchen Kraftwerken ein Mehrerlös ein Windfall-Profit, der abgeschrieben Kraftwerken zugutekommt und auch keine energiewirtschaftlich produktiven Maßnahmen anreizt.

Klimaschutzmaßnahmen, die momentan insbesondere im Kontext des 2020-Ziels diskutiert werden, sollten auch langfristig sinnvoll in eine energiewirtschaftliche Entwicklung eingepasst werden. Hierzu sind weitere Untersuchungen sinnvoll, die auch zentraler Teil einer Fortsetzungsstudie zu dieser Veröffentlichung sein werden.

---

55 In Richtung Minimierung der Verbraucherbelastung zielt etwa der Vorschlag des BMWi für einen Klimabeitrag des Stromsektors vom 21.03.2015.

## 10 Anhang

### 10.1 Sektorkaskadierung

Die nachfolgende Abbildung stellt entlang unterschiedlicher Sektordefinitionen die Emissionswerte des aktuellen Projektionsberichts der Bundesregierung vergleichend gegenüber.

Sektorkaskadierung und Treibhausgasemissionen am Beispiel des Projektionsberichts 2015 (BMUB (2015))

Tabelle 5

Emissionssektoren	Ist-Emissionen (Treibhausgas)		Projektion 2015	Sektoriales 40%-Ziel	Handlungslücke 2020		Fundstelle Projektionsbericht (Achtung: Seiten können sich (da Word) verändern)
	1990	2012	2020		% vs. 1990	Mio. t	
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t			[Seite / Tabelle]
CO <sub>2</sub> -Emissionen der Stromerzeugung	358	313	257-267	215	12-15%	42-52	UBA-Quelle / Konsistenz zu BMUB nicht sichergestellt; 2020 enervis-Schätzung
+ Emissionen KWK-Wärme und statistische Differenzen	98	59	45-55				Rechengröße; für 2020 enervis-Schätzung
CO <sub>2</sub> -Emissionen Stromsektor (Strom- und Wärmerzeugung aller Kraftwerke)	456	372	312	274	8,4%	38	BMUB (2015)
+ andere Treibhausgase	4	5	5				BMUB (2015)
Treibhausgas-Emissionen "Stromsektor" (Strom-und Wärmerzeugung aller Kraft- werke)	459	377	317	276	9,0%	41	BMUB (2015): S. 88 / Tabelle 3-10
- Emissionen Industriekraftwerke	68	44	44				BMUB (2015): S. 88 / Tabelle 3-10
+ Emissionen Umwandlungssektor	36	32	31				BMUB (2015): S. 97 / Tabelle 3-20
= Energiewirtschaft (nach Definition Projektionsbericht)	427	365	304	256	11,3%	48	BMUB (2015): S. 19 / Tabelle 1-2
+ flüchtige Emissionen aus Energiesektoren	35	12	9				BMUB (2015): S. 19 / Tabelle 1-2
= Energiewirtschaft (nach BMUB Definition)	462	377	313	277	7,7%	36	BMUB (2015): S. 201 / Tabelle A-5
+ sonstige Treibhausgasemissionen	787	562	527	472	7,0%	55	Rechengröße
= Gesamtemissionen	1.249	939	841	749	7,3%	91	BMUB (2015): S. 19 / Tabelle 1-2

Eigene Darstellung

## 10.2 Annahmen im Einzelnen

Brennstoffpreisannahmen

Tabelle 6

Brennstoffpreise (real 2015)	Einheit	2017	2020
Öl	US\$/bbl	76	93
Erdgas TTF	€/MWh	25	27
Steinkohle	€/tSKE	72	81
CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis	€/EUA	6,6	12,7

Eigene Darstellung

Kuppelkapazitäten

Tabelle 7

[MW] im Jahr 2020	AT	CH	CZ	DK <sub>west</sub>	DK <sub>east</sub>	FR	NL	NO	P	SE
von DE nach ...	3.775	1.205	1.598	1.950	630	2.742	3.230	1.400	2.089	454
von ... nach DE	3.525	4.000	2.667	1.725	565	2.780	3.255	1.400	2.784	507

Eigene Darstellung

Ausbaupfad Erneuerbare Energien und Nettostromnachfrage

Tabelle 8

[TWh]	Wasserkraft	Onshore-Windkraft	Photovoltaik	Offshore-Windkraft	Biomasse	Nettostromverbrauch
2017	21	73	35	13	45	520
2020	21	89	40	21	45	520

Eigene Darstellung

---

# Literaturverzeichnis

---

**AG Energiebilanzen (2015):** *Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2014*

**Agora Energiewende (2015):** *Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende – Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reforvorschläge*

**Baten, Tina; Buttermann, Hans-Georg; Nieder, Thomas (2014):** *Gesamtbilanz der Kraft-Wärme-Kopplung 2003 bis 2012. Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 2014, Bd. 64. Jg., Heft 5*

**BDEW (2014):** *Strompreisanalyse Juni 2014*

**BDI (2014):** *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020: Konsequenzen potenzieller Kraftwerksstilllegungen*

**BMUB (2014):** *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020*

**BMUB (2015):** *Projektionsbericht der Bundesregierung 2015*

**BMWi (2015):** *Eckpunkte-Papier „Strommarkt“ für die Energieklausur mit den Koalitionsfraktionen am 21. März 2015*

**BMWi (2014):** *Ein Strommarkt für die Energiewende (Grünbuch)*

**BMWi (2014):** *Leitstudie Strommarkt Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen*

**Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2014):** *Monitoringbericht 2014*

**Bundesregierung (2010):** *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*

**CDU, CSU und SPD (2013):** *Deutschlands Zukunft gestalten – Koalitionsvertrag. [online] [www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf](http://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf)*

**DIW (2014):** *Verminderte Kohleverstromung könnte zeitnah einen relevanten Beitrag zum deutschen Klimaschutzziel leisten. DIW Wochenbericht. 2014, Bd. 47*

**enervis (2014):** *Pressemeldung zum Strompreiseffekt einer Stilllegung von 10 GW Kohlekraftwerken*

**enervis (2015):** *The cat is in the sack? Nationaler Klimaschutzbeitrag der deutschen Stromerzeugung nach der Vorstellung des BMWi. enerviews Newsletter-Artikel*

**FENES et al. (2014):** *Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.*

**Prognos (2014):** *Letztverbrauch 2015: PPlanungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage*

**Umweltbundesamt (2014):** *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2014 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2012*

**Umweltbundesamt (2014):** *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2013 [online] [www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate\\_change\\_23\\_2014\\_komplett.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_23_2014_komplett.pdf)*

**Umweltbundesamt (2015):** *UBA-Emissionsdaten 2014 zeigen Trendwende beim Klimaschutz [online] [www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/381/dokumente/pi\\_2015\\_31\\_03\\_uba-emissionsdaten\\_2014\\_zeigen\\_trendwende\\_beim\\_klimaschutz.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/381/dokumente/pi_2015_31_03_uba-emissionsdaten_2014_zeigen_trendwende_beim_klimaschutz.pdf)*

**WWF (2014):** *Den europäischen Emissionshandel flankieren – Chancen und Grenzen unilateraler CO<sub>2</sub>-Mindespreise*





---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## AUF DEUTSCH

### 12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

### Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 17. September 2014

### Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Welche Fragen sind zu prüfen?

### Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen

Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO<sub>2</sub>-Emissionen

### Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2014

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2015

### Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende

Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge

### Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage

Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

### Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

### Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

### Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

### Energieeffizienz als Geschäftsmodell

Ein marktorientiertes Integrationsmodell für Artikel 7 der europäischen Energieeffizienzrichtlinie

### Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

### Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?

Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranlagen sowie neuer CCS- und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

### Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

### Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen

Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

## Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

## Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

## Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

## Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

## Stromspeicher für die Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

## Stromverteilnetze für die Energiewende

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

## Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell

Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

## AUF ENGLISCH

## 12 Insights on Germany's Energiewende

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

## Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector

Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

## Comparing Electricity Prices for Industry

An elusive task – illustrated by the German case

## Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?

An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

## Current and Future Cost of Photovoltaics

Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems

## Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany

Final report on a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

## Power Market Operations and System Reliability

A contribution to the market design debate in the Pentilateral Energy Forum

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

## Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

---



### **Agora Energiewende**

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 284 49 01-00

F +49 (0)30 284 49 01-29

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

