

Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO₂-Emissionen und ausgewählte Industrien

Eine Analyse des Abschlussberichts der WSB-Kommission

Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes
Nordrhein-Westfalen

Endbericht, August 2019

Überarbeitete Fassung, Mai 2020

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400
www.ewi.uni-koeln.de

AUTOREN

Max Gierkink
Dominic Lencz
Fabian Arnold

INHALTSVERZEICHNIS

Executive Summary	1
1 Einleitung.....	7
1.1 Hintergrund und Motivation	7
1.2 Studienaufbau	8
Teil A: Energieökonomische Analyse	9
2 Szenariendefinition	9
2.1 Beschreibung der Szenarien	9
2.2 Zentrale Annahmen.....	12
3 Modellergebnisse Referenzszenario	20
3.1 Installierte Kapazität - Konventionelle Stromerzeugung.....	20
3.2 Installierte Kapazität - Erneuerbare Energien	21
3.3 Stromerzeugung und Außenhandel	23
3.4 Treibhausgasemissionen und CO ₂ -Preise	24
3.5 Strompreise	26
4 Modellergebnisse Kohleausstiegsszenario	30
4.1 Installierte Kapazität - Konventionelle Stromerzeugung.....	30
4.2 Installierte Kapazität - Erneuerbare Energien	31
4.3 Stromerzeugung und Außenhandel	32
4.4 Treibhausgasemissionen und CO ₂ -Preise	33
4.5 Strompreise	36
Teil B: Industriestrompreise und Kompensationen	39
5 Branchenanalyse und Industriestrompreise	39
5.1 Methodik.....	39
5.2 Analyse der Wirtschaftszweige	43
5.3 Einordnung der Industriezweige	62
5.4 Strompreisstruktur von Industriebetrieben	64
5.5 Internationaler Vergleich von Industriestrompreisen.....	67
6 Strompreiskompensation	78
6.1 Strompreiskompensation - Status quo	78
6.2 Analyse der Berechnungsfaktoren	82
6.3 Kompensation der Beispielunternehmen	88

Literaturverzeichnis	92
Abkürzungsverzeichnis	102
Abbildungsverzeichnis	104
Tabellenverzeichnis	106
Anhang	107
A.1 Optimierung des integrierten, Europäischen Energiesystems mit DIMENSION+	107
A.2 Weitere Annahmen	109
A.3 Großhandelsstrompreise 2017.....	113
A.4 Strompreiskompensation: Sensitivitäten	114
A.5 Entwicklung der absoluten Großhandelsstrompreise bei Berücksichtigung der Strompreiskompensation.....	116

EXECUTIVE SUMMARY

Die vorliegende Studie analysiert die Effekte einer Reduzierung und Beendigung der deutschen Kohleverstromung gemäß des Abschlussberichtes der Kommission für „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSB-Kommission). Die Effekte werden anhand des EWI-Gesamtenergiesystemmodells DIMENSION+ quantifiziert. Auf Basis des Abschlussberichtes wird ein Kohleausstiegsszenario definiert. Als Referenzwert für die Analyse dient ein Referenzszenario, hier werden die Entwicklungen gemäß den sonstigen Rahmenbedingungen im Stromsektor progressiv fortgeschrieben. Im Falle von zusätzlich eingesparten Emissionen infolge nationaler Maßnahmen im Kohleausstiegsszenario, wird eine Stilllegung von Emissionszertifikaten im Rahmen des Europäischen Emissionshandels (EU ETS) unterstellt.¹

Im Fokus der Studie stehen unter anderem die Auswirkungen auf den Strommarkt und insbesondere auf die Großhandelsstrompreise in Deutschland. Diese machen für stromintensive Unternehmen einen großen Anteil der Strombezugskosten aus. Speziell für Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, ist die Entwicklung der Großhandelsstrompreise von großer Bedeutung. Im Zuge der Studie werden daher verschiedene Industriebranchen im Hinblick auf deren Stromkostenintensität sowie internationale Wettbewerbsintensität analysiert. So können Industriebranchen identifiziert werden, die besonders stark von Strompreisänderungen betroffen wären.

Für diese Industriebranchen werden exemplarische stromkostenintensive Unternehmen definiert sowie zentrale internationale Wettbewerbsländer, wie z. B. Frankreich, Italien, die USA, China oder Japan, identifiziert. Im Anschluss wird für diese exemplarischen Unternehmen die Höhe und Zusammensetzung der Strompreise in Deutschland sowie in den zentralen Wettbewerbsländern untersucht und gegenübergestellt. Zusätzlich wird die Entwicklung der Großhandelsstrompreise bis zum Jahr 2030 international verglichen. Hierdurch ist es möglich, Aussagen über den Einfluss von Strompreisveränderungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit deutscher Industrieunternehmen zu treffen. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der Wirkung von Beihilfezahlungen zur Kompensation indirekter CO₂-Kosten im Rahmen des EU ETS.² Diese Strompreiskompensation soll das Carbon-Leakage-Risiko in besonders abwanderungsgefährdeten Industriesektoren minimieren.

Im Rahmen des Executive Summary werden die 9 Kernaussagen der Studie vorgestellt. Die Kernaussagen 1 bis 5 ergeben sich auf Basis der energieökonomischen Analyse (Teil A), die Kernaussagen 6 bis 9 basieren auf den Ergebnissen der Analyse der Industriebranchen, Industriestrompreise und Strompreiskompensationen (Teil B).

¹ Es wird eine „Nettostilllegung“ der Zertifikate angenommen. Dieses Vorgehen wird in Kapitel 2.1.2 im Detail erläutert.

² Vgl. Amtsblatt (2018) Artikel 10a Absatz 6: Als indirekte CO₂-Kosten werden die Mehrkosten für Unternehmen bezeichnet, die durch die Überwälzung der Kosten der Emissionszertifikate in der Stromerzeugung auf den Strompreis entstehen.

Teil A: Energieökonomische Analyse

- 1. Im Referenzszenario gehen Kohlekraftwerkskapazitäten erst ab 2030 deutlich zurück. Im Kohleausstiegsszenario werden Stilllegungen durch den Zubau von Gaskraftwerken und Backup-Kapazitäten kompensiert. Gegenüber dem Referenzfall ergibt sich hierdurch eine zusätzliche Finanzierungslücke für Backup-Kapazitäten von bis zu 1,5 EUR/MWh.**

Die Ergebnisse des Referenzszenarios weisen im Gegensatz zum Kohleausstiegsszenario nur einen geringfügigen Rückgang der Stein- und Braunkohlekapazitäten bis 2030 auf, erst ab 2030 gehen die Kraftwerkskapazitäten deutlich zurück. In 2030 sind noch 17 GW Steinkohle- und 16 GW Braunkohlekapazitäten am Markt. Insgesamt sind 2050 noch 6 GW Steinkohlekapazitäten am Netz. Ab 2035 verbleiben vor allem Steinkohlekraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) am Markt, die übrigen Kraftwerke dienen als Reservekapazität für die Bereitstellung von Leistung im Spitzenlastfall. Braunkohlekapazitäten gehen zwischen 2030 und 2045 stark zurück, das letzte Braunkohlekraftwerk geht nach 2045 vom Netz. Backup-Kapazitäten für gesicherte Leistung im Spitzenlastfall werden im Referenzszenario nach 2020 zugebaut. Als Backup können neben Steinkohlereservekraftwerken beispielsweise einfache Gasturbinen, Dieselgeneratoren, Speicher, Demand Side Management (DSM) oder - für kurzfristige Spitzen - Batteriespeicher genutzt werden. Es ergibt sich eine Finanzierungslücke für die Errichtung der Backup-Kapazitäten. Umgelegt auf die deutsche Stromnachfrage beträgt die Finanzierungslücke im Referenzszenario maximal 5 EUR/MWh.

Im Ausstiegsszenario werden Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke entsprechend der Beschlüsse der WSB-Kommission vom Markt genommen. Im Jahr 2030 sind noch 8 GW Steinkohle- und 9 GW Braunkohlekapazitäten am Markt. Der notwendige Zuwachs an Backup-Kapazitäten beträgt im Ausstiegsszenario zwischen 2020 und 2025 etwa 22 GW. Als Backup können auch Steinkohlekraftwerkskapazitäten, die nicht mehr am Markt teilnehmen, genutzt werden. Der beschleunigte Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung im Kohleausstiegsszenario führt zudem zu einem zusätzlichen Zubau von Gaskraftwerken. Aufgrund des zusätzlichen Bedarfs an Backup-Kapazitäten ist die Finanzierungslücke im Kohleausstiegsszenario größer als im Referenzszenario. Bezogen auf die deutsche Stromnachfrage, beträgt die Finanzierungslücke bis zu 6 EUR/MWh. Im Zeitraum von 2030 bis 2040 ist sie bis zu 1,5 EUR/MWh höher als im Referenzszenario.

- 2. Die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien (EE) an der Stromnachfrage auf 65 % im Jahr 2030 erfordert deutschlandweit einen deutlichen Zubau von EE-Anlagen. Die EE-Erzeugungskapazität in 2030 wird im Vergleich zu 2017 beinahe verdoppelt.**

Ein zentraler Treiber der Entwicklung der installierten EE-Erzeugungskapazitäten sind die angenommenen EE-Ausbauziele. Entsprechend der aktuellen Gesetzeslage gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 ergeben sich Mindestausbaupfade der einzelnen Technologien bis 2030. Darüber hinaus wird auf Basis des aktuellen Koalitionsvertrags das Ausbauziel von 65 % EE-Anteil am Stromverbrauch bis 2030 berücksichtigt. Die Sicherstellung der Zielerreichung von 65 % EE-Anteil bis 2030 ist auch ein Bestandteil der Maßnahmen im Abschlussbericht der WSB-Kommission.³ In

³ Vgl. Abschlussbericht (2019).

der Studie wird von einem Anstieg der Stromnachfrage ausgegangen, sodass bis 2030 ein deutlicher Zubau für die Erreichung der EE-Ausbauziele notwendig ist.

Bis zum Jahr 2030 erfolgt in beiden Szenarien ein signifikanter Zubau von Photovoltaik (PV)- und Windenergieanlagen (an Land und auf See). Technologieübergreifend liegt der durchschnittliche jährliche Zubau im Zeitraum bis 2030 bei 7,9 GW pro Jahr. Zum Vergleich: der maximale jährliche Zubau von PV- und Windenergieanlagen in Deutschland betrug im Jahr 2012 ca. 10,4 GW, im Jahr 2017 wurden 7,9 GW zugebaut.⁴ Die installierte EE-Kapazität in 2030 beträgt 221 GW. Dies entspricht beinahe einer Verdopplung der installierten Kapazität des Jahres 2017. Zwischen 2030 und 2050 sinkt der durchschnittliche jährliche Zubau von PV- und Windenergieanlagen in Deutschland auf ca. 3,1 GW. Aufgrund der im Referenzszenario ohnehin ambitionierten Zubauraten erfolgt im Kohleausstiegsszenario kein zusätzlicher EE-Zubau.

3. Während Deutschland im Referenzszenario durchgängig Nettostromexporteur bleibt, hat Deutschland im Kohleausstiegsszenario in den Jahren 2025 bis 2045 eine nahezu ausgeglichene Handelsbilanz.

Im Referenzszenario bleibt Deutschland bis 2050 durchgehend Netto-Stromexporteur. Nach 2030 sinken die Netto-Stromexporte aufgrund des kontinuierlichen Rückgangs der Stein- und Braunkohleverstromung von 68 TWh/a im Jahr 2030 auf 18 TWh/a im Jahr 2050. Der Rückgang der Kohleverstromung wird nur teilweise durch gasbasierte Erzeugung kompensiert.

Die im Vergleich zur Referenzentwicklung geringere Kohleverstromung im Ausstiegsszenario wird durch einen Anstieg der gasbasierten Erzeugung sowie einen Rückgang des Exportüberschusses kompensiert. In der Folge ist das Importsaldo in den Jahren 2025 bis 2045 im Jahresmittel nahezu ausgeglichen. Durch die hohe Einspeisung aus EE-Anlagen wird Deutschland nach 2045 wieder zum Netto-Stromexporteur.

4. Im Referenzszenario wird das sektorale Klimaziel für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 deutlich verfehlt. Die Reduzierung der Stein- und Braunkohleverstromung im Ausstiegsszenario hingegen ermöglicht eine Zielerreichung.

Die Veränderungen im Strommix führen im Referenzszenario dazu, dass die nationalen Emissionen von Treibhausgasen (THG) im Energiesektor zurückgehen. Vor 2030 sinken die Emissionen aufgrund des geringen Rückgangs von emissionsintensiver konventioneller Erzeugung jedoch nur geringfügig. Erst mit dem Rückgang der Braunkohlekapazitäten ab 2030 sinken die Emissionen in der Energiewirtschaft kontinuierlich. Das sektorale Klimaziel für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 wird mit 261 Mio. t CO₂-Äq. um insgesamt 82 Mio. t CO₂-Äq. verfehlt.⁵

⁴ Vgl. AGEE (2018).

⁵ Vgl. BMU (2016): Das sektorale Klimaziel für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 gibt einen maximalen Ausstoß von 175 - 183 Mio. t CO₂-Äq. vor und basiert auf dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung. Es wird der Mittelwert von 179 Mio. t CO₂-Äq. angenommen.

Durch den Rückgang der Kohleverstromung im Ausstiegsszenario gehen die THG-Emissionen in der Energiewirtschaft schneller zurück. Im Jahr 2030 werden im gesamten Energiesektor noch 189 Mio. t CO₂-Äq. emittiert, das entspricht einer Minderung von ca. 28 % im Vergleich zum Referenzszenario. Das sektorale Klimaziel der Energiewirtschaft kann dementsprechend durch die Einsparung weiterer 10 Mio. t CO₂-Äq., etwa durch das von der WSB-Kommission beschlossene Innovationsprojekt oder andere Maßnahmen erreicht werden.⁶ Die Stilllegung der Emissionszertifikate aus der vermiedenen Kohleverstromung hat eine signifikante Klimaschutzwirkung. Bis 2050 wird in Europa eine kumulierte Einsparung von 1.028 Mio. t CO₂-Äq. erzielt. Diese Einsparung ist größer als die gesamtdeutschen Emissionen aller Sektoren (inkl. Verkehr, Industrie und Wärme) aus dem Jahr 2017 (905 Mio. t CO₂-Äq.).⁷

5. Die Großhandelsstrompreise im Referenzszenario steigen von 34 EUR/MWh im Jahr 2017 auf bis zu 77 EUR/MWh im Jahr 2045 an. Die Haupttreiber sind steigende CO₂- und Gaspreise. Der zusätzliche Preisanstieg im Ausstiegsszenario liegt bei bis zu 3,3 EUR/MWh.

Im EU ETS steigen die CO₂-Preise⁸ bis 2030 auf 38 EUR/t CO₂ und bis 2050 auf über 80 EUR/t CO₂. Der Anstieg des CO₂-Preises im EU ETS sowie die Annahme steigender Gaspreise führen dazu, dass auch der Großhandelsstrompreis ansteigt. Im Zeitverlauf steigt der jährliche Mittelwert der Großhandelsstrompreise kontinuierlich von 34 EUR/MWh auf bis zu 77 EUR/MWh. Ein Vergleich mit anderen europäischen Ländern zeigt, dass es auch dort zu einem deutlichen Preisanstieg kommt. Aufgrund der sich angleichenden Erzeugungsstruktur in Europa sowie des Ausbaus von Interkonnektorkapazitäten gleichen sich Großhandelsstrompreise zudem an.

Im Kohleausstiegsszenario führt der veränderte Erzeugungsmix in Deutschland zu höheren Großhandelsstrompreisen als im Referenzszenario. Die Differenz des durchschnittlichen Großhandelsstrompreises zwischen Referenzentwicklung und dem Kohleausstiegsszenario ist in den Jahren 2025 bis 2040 am größten und liegt zwischen 2,4 EUR/MWh und 3,3 EUR/MWh. Wird die zusätzliche Finanzierungslücke für Spitzenlastkraftwerke addiert, ergeben sich für das Jahr 2030 Mehrkosten von 4,7 EUR/MWh. Diese entspricht einer Steigerung von 8 % ggü. dem Referenzszenario. Nach 2040 wird die Differenz zwischen beiden Szenarien kleiner, da auch im Referenzszenario die Kohleverstromung deutlich zurückgeht.

⁶ Im Abschlussbericht (2019) wird auf ein Innovationsprojekt Bezug genommen, dass ab dem Jahr 2025 ca. 10 Mio. t CO₂-Äq. einsparen soll. Alternativ wären z.B. eine Senkung der Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke oder weitere Kraftwerkstilllegungen denkbar.

⁷ Vgl. UBA (2018b).

⁸ In dieser Studie wird der Begriff CO₂-Preis als Bezeichnung für den Preis der Emissionszertifikate des EU ETS verwendet.

Teil B: Industriestrompreise und Kompensation

6. Von steigenden Großhandelsstrompreisen besonders betroffen sind stromintensive Industrieunternehmen, welche sich in intensivem internationalem Wettbewerb befinden.

Der Anstieg der Großhandelsstrompreise beeinflusst die internationale Wettbewerbsfähigkeit in den untersuchten Industriebranchen unterschiedlich stark. Unternehmen der Stahl-, Metall-, Papier- und chemischen Industrie sind beispielsweise besonders betroffen. Diese weisen sowohl eine hohe Stromkostenintensität als auch eine hohe Wettbewerbsintensität auf.

Die ausgewählten besonders stromintensiven Unternehmen dieser Branchen werden sowohl in Deutschland als auch in den betrachteten Vergleichsländern von weiten Teilen der administrativen Strompreisbestandteile wie Netzentgelten, Umlagen und Steuern entlastet.⁹ Die prozentualen Auswirkungen eines Anstieges des Großhandelsstrompreises auf die gesamten Stromkosten und damit auf die Produktionskosten sind dadurch für diese Unternehmen besonders groß.

Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass weniger stromintensive Unternehmen in diesen Branchen nicht im gleichem Maße von administrativen Strompreisbestandteilen entlastet sind und die Bedeutung von Stromkosten auch für nicht privilegierte Industrieunternehmen mit steigenden Großhandelsstrompreisen zunimmt. Dies ist insbesondere der Fall, wenn diese sich im internationalen Wettbewerb befinden und keine Strompreiskompensationen erhalten.

7. Die Strompreise für die exemplarischen deutschen Industrieunternehmen der stromintensiven Branchen lagen 2013 im internationalen Mittelfeld.

Ein Vergleich der Zusammensetzung und Höhe der Strompreise in Deutschland mit den wichtigsten internationalen Wettbewerbsländern für das Jahr 2013, basierend auf den Gutachten von Fraunhofer ISI und Ecofys (2015), zeichnet für alle vier untersuchten stromintensiven Industrieunternehmen ein ähnliches Bild. Unternehmen dieser Branchen zahlten im Jahr 2013 in Deutschland im internationalen Vergleich Strompreise, die im Mittelfeld der Vergleichsländer liegen.

Eine detaillierte Analyse der Industriestrompreise inklusive der administrativen Strompreisbestandteile wird für das Jahr 2017 nur für Deutschland durchgeführt. Diese Aktualisierung sowie der Vergleich der europäischen Industriestrompreise zwischen 2013 und 2017 deuten darauf hin, dass Industriestrompreise für stromintensive Unternehmen in Deutschland im europäischen Vergleich in diesem Zeitraum überdurchschnittlich gesunken sind.

⁹ Neben den analysierten stromintensiven Industriebetrieben existieren auch Unternehmen, die nicht in gleichem Maße von administrativen Strompreisbestandteilen entlastet sind und nicht im Fokus dieser Untersuchung stehen. Diese Unternehmen zahlen, im Vergleich zu den untersuchten Industrieunternehmen deutlich höhere Strompreise.

8. Der deutsche Großhandelsstrompreis steigt im Vergleich zu den gewählten Vergleichsländern zwischen 2017 und 2030 in beiden Szenarien verhältnismäßig stark. Bis 2030 nähern sich die europäischen Großhandelsstrompreise dadurch an.

Die Großhandelsstrompreise der europäischen Vergleichsländer steigen bis 2030 in beiden Szenarien an. Der deutsche Großhandelsstrompreis steigt verhältnismäßig stark. Im Jahr 2017 war dieser in Deutschland im europäischen Vergleich relativ niedrig, sodass sich die Großhandelsstrompreise der europäischen Vergleichsländer bis 2030 in beiden Szenarien annähern.

Basierend auf öffentlich verfügbaren Quellen werden für Unternehmen in Kanada, Südkorea und China steigende, für die USA geringfügig steigende und für Japan sinkende Strompreise angenommen. Hauptursache für die steigenden Großhandelsstrompreise in Kanada und China ist ein mittelfristig erwarteter Anstieg von Energieträgerpreisen sowie die Einführung von CO₂-Regimen, die ähnlich zum EU ETS wirken könnten. Grund für die nur gering steigenden Großhandelsstrompreise in den USA ist die mittelfristig angenommene hohe Verfügbarkeit von heimischem Gas aus unkonventioneller Erdgasförderung. Das einzige Land, in dem die Strompreise bis 2030 sinken ist Japan. Hauptursache für die sinkenden Großhandelsstrompreise in Japan ist der erneute Einstieg in die Kernenergie.

9. Beihilfezahlungen zur Kompensation indirekter CO₂-Kosten können den Anstieg der Strompreise der betrachteten deutschen Unternehmen begrenzen und unterstützen die Wettbewerbsposition deutscher stromintensiver Unternehmen.

Die Strompreiskompensation ist ein zentrales Instrument der EU und der Bundesregierung, um das Carbon-Leakage-Risiko durch Strompreisanstiege in besonders abwanderungsgefährdeten Industriesektoren zu reduzieren. Der Teil des Strompreisanstiegs, der durch die Preise für EU ETS Zertifikate erklärt werden kann, wird Unternehmen in den betrachteten Branchen im Zuge der Strompreiskompensation in Teilen erstattet.

Die Ausgestaltung der Strompreiskompensationen nach 2020 ist noch nicht festgelegt. Je nach Ausgestaltung, können die Beihilfezahlungen im Jahr 2030 im Bereich zwischen 7 und 23 EUR/MWh liegen.¹⁰ Die Spannbreite der möglichen Zahlungen ist somit größer als die Differenz des Großhandelsstrompreises zwischen Kohleausstiegsszenario und Referenzszenario. Für die untersuchten Industrieunternehmen hat die Ausgestaltung der Strompreiskompensation daher einen wesentlichen Einfluss auf die Kosten des Strombezugs.

Beihilfezahlungen zur Kompensation indirekter CO₂-Kosten (sog. Strompreiskompensation) können den Anstieg der Strompreise begrenzen.

¹⁰ Bei Betrachtung einer Anlage, in der ein einziges Produkt hergestellt wird und kein produktspezifischer Stromverbrauchseffizienzbenchmark verfügbar ist. Diese Annahmen werden in Kapitel 6 im Detail erläutert.

1 EINLEITUNG

1.1 Hintergrund und Motivation

Mit dem Einsetzungsbeschluss vom 6. Juni 2018 hat die Bundesregierung die WSB-Kommission einberufen. Ziel der WSB-Kommission war es unter anderem, einen Plan für die schrittweise Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland zu erarbeiten.¹¹ Am 26. Januar 2019 legte die Kommission ihren Abschlussbericht vor. Im Zeitraum von 2018 bis 2022 soll demnach die Leistung der Braun- und Steinkohlekraftwerke im Markt auf jeweils 15 GW reduziert werden. Bis 2030 soll die Leistung der Kohlekraftwerke im Markt auf maximal 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle verringert werden. Als Abschlussdatum für die Kohleverstromung empfiehlt die Kommission das Ende des Jahres 2038.¹²

Die Reduzierung der Kohleverstromung hat unmittelbare Auswirkungen auf die Erreichung der nationalen und europäischen Klimaziele sowie den deutschen Strommarkt. Ein wesentlicher Treiber ist die Reform des EU ETS. Diese bietet den Mitgliedsstaaten erstmals die Möglichkeit, die nationalen Zusatzmaßnahmen zur Reduzierung der Kohleverstromung mit der gleichzeitigen Stilllegung von Emissionsrechten zu verbinden.¹³ Dieses Instrument verhindert die Verlagerung der eingesparten Emissionen - den sogenannten Wasserbetteffekt - innerhalb Europas. Die WSB-Kommission empfiehlt die Stilllegung von Zertifikaten maximal in Höhe der durch die Reduzierung der Kohleverstromung eingesparten CO₂-Mengen. Durch eine Reduzierung der Kohleverstromung erfolgen weiterhin ein Wandel der europäischen Erzeugungsstruktur und eine Veränderung des Importsaldos. Großhandelsstrompreise und damit Endverbraucherstrompreise könnten durch eine Reduzierung der Kohleverstromung steigen.

Die Studie untersucht die Effekte der Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung entsprechend des Abschlussberichts der WSB-Kommission, auf die Erreichung der nationalen und europäischen Klimaziele sowie den deutschen Strommarkt. Ein zentraler Aspekt ist die Entwicklung der Großhandelsstrompreise in Deutschland. Hierbei wird berücksichtigt, dass ein Preisanstieg sich nicht nur auf die Energiewirtschaft auswirken würde, sondern auch auf die Letztverbraucher. Stromintensive Unternehmen, bei denen der Großhandelspreis einen hohen Anteil an den Strombezugskosten ausmacht, wären davon am stärksten betroffen.

Nordrhein-Westfalen ist in zweierlei Hinsicht von der Reduzierung der Kohleverstromung betroffen. Zum einen aufgrund der Braunkohlekraftwerke mit ca. 10 GW Kapazität im Rheinischen Revier sowie der Steinkohlekraftwerke mit einer Kapazität von ca. 8 GW. Zudem weist Nordrhein-Westfalen eine hohe Konzentration von stromintensiven Unternehmen auf.

¹¹ Vgl. Einsetzungsbeschluss (2018).

¹² Vgl. Abschlussbericht (2019).

¹³ Vgl. Amtsblatt (2018).

1.2 Studienaufbau

In der vorliegenden Studie werden die Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 untersucht. Im ersten Teil (Teil A) werden die Einflüsse auf die Energiewirtschaft analysiert. Im zweiten Teil (Teil B) werden diese Analyseergebnisse genutzt um die Auswirkungen auf Industriestrompreise und Kompensationen abzuschätzen.

Hierfür wird zunächst ein Referenzszenario definiert. Das Szenario dient als Referenzpunkt für die Analyse des von der WSB-Kommission beschlossenen Kohleausstiegsplans. Eine Definition der Szenarien sowie der zugrundeliegenden Annahmen erfolgt in Kapitel 2.

In Kapitel 3 und 4 werden das Referenzszenario sowie das Kohleausstiegsszenario hinsichtlich der Entwicklungen der nationalen Erzeugungskapazitäten, der Stromerzeugung, des Importsaldos und der THG-Emissionen sowie der Großhandelsstrompreise analysiert. Dazu wird das EWI-Gesamtenergiesystemmodell DIMENSION+ angewandt.

Zusätzlich zu den allgemeinen Entwicklungen im Strommarkt werden in Kapitel 5 die Auswirkungen von Strompreisveränderungen auf verschiedene Industriebranchen untersucht. Die Methodik dieser Branchenanalyse wird in Kapitel 5.1 im Detail dargestellt.

Zunächst werden verschiedene Industriezweige hinsichtlich ihrer Stromkostenintensität und internationalen Wettbewerbssituation analysiert. Dies geschieht sowohl auf Basis quantitativer Kennzahlen als auch auf Basis qualitativer Untersuchungen. Basierend auf den Erkenntnissen der Branchenanalysen werden exemplarische Unternehmen definiert, die besonders von Strompreiserhöhungen betroffen wären. Zudem werden zusätzlich zentrale Wettbewerbsländer der jeweiligen Industriebranchen identifiziert. Für die exemplarischen Unternehmen wird die Zusammensetzung der Strompreise in Deutschland und den jeweiligen Vergleichsländern analysiert. Neben Großhandelsstrompreisen werden administrative Preisbestandteile berücksichtigt.

Zusätzlich zur aktuellen Zusammensetzung und Höhe der Strompreise wird die Entwicklung der Strompreise der exemplarischen Unternehmen international verglichen. Dies geschieht auf der Basis der Ergebnisse des Referenzszenarios sowie öffentlich verfügbarer Quellen. Auf Basis des internationalen Vergleichs werden Erkenntnisse für die mögliche Entwicklung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Stahl-, Aluminium-, Papier- sowie chemischen Industrie gewonnen.

Im Zuge der Betrachtung der Strompreise für Industrieunternehmen und deren Entwicklung wird als weiterer zentraler Aspekt die Möglichkeit von Beihilfezahlungen zur Kompensation indirekter CO₂-Kosten (Strompreiskompensation) analysiert. Bei der Strompreiskompensation handelt es sich um ein zentrales Instrument der EU und der Bundesregierung, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Industrieunternehmen bei steigenden Strompreisen zu sichern. Daher wird die aktuelle und mögliche zukünftige Ausgestaltung der Strompreiskompensation sowie deren Einfluss auf die Stromkosten der beispielhaften Unternehmen untersucht.

TEIL A: ENERGIEÖKONOMISCHE ANALYSE

2 SZENARIENDEFINITION

2.1 Beschreibung der Szenarien

2.1.1 Referenzszenario

Das Szenario dient als Referenzwert für die Analyse des Kohleausstiegszenarios, welches eine frühzeitige Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung entsprechend des Abschlussberichtes der WSB-Kommission annimmt.

Im Referenzszenario werden die Entwicklungen gemäß den aktuellen Rahmenbedingungen im Stromsektor progressiv fortgeschrieben. Die wichtigsten Rahmenbedingungen stellen das EEG und das EU ETS unter Berücksichtigung der neusten Reformen dar. Zudem wird davon ausgegangen, dass das Koalitionsvertragsziel von 65 % erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis 2030 umgesetzt wird. Weiterhin wird eine teilweise Elektrifizierung der Verbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr unterstellt, sodass eine Erreichung von Klimazielen in anderen Sektoren innerhalb des Referenzszenarios prinzipiell möglich ist. Die angenommenen Entwicklungen von Investitionskosten, Brennstoffpreisen sowie Volllaststunden der EE-Anlagen und Wirkungsgraden orientieren sich an mittleren Szenarien anerkannter Studien.

Dem Szenario liegen die in Kapitel 2.2 dargestellten zentralen Annahmen zugrunde, die maßgeblich für die Einordnung der in Kapitel 3 dargestellten Modellergebnisse sind.

2.1.2 Kohleausstiegszenario

Im Kohleausstiegsszenario wird analysiert, wie sich eine Reduktion der Kohleverstromung entsprechend des Abschlussberichtes der WSB-Kommission auf den Strommarkt und die Strompreise auswirkt. Die Stilllegung von Kapazitäten erfolgt gemäß der Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke. In der Regel bedeutet dies, dass ältere Kraftwerke zuerst stillgelegt werden. Wärmeerzeugung aus Anlagen mit KWK wird dabei berücksichtigt. Bei Braunkohlekraftwerken wird zusätzlich berücksichtigt, dass der Betrieb einzelner Tagebaue unwirtschaftlich werden kann, wenn die Auslastung der angeschlossenen Kraftwerke zu niedrig ist.

Ebenso wie dem Referenzszenario liegen diesem Szenario die in Kapitel 2.2 dargestellten zentralen Annahmen zugrunde, die maßgeblich für die Einordnung der in Kapitel 4 dargestellten Modellergebnisse sind.

Abbildung 1 gibt einen Überblick über die angenommene Kapazitätsentwicklung für Stein- und Braunkohlekraftwerke im betrachteten Szenario. Steinkohlekraftwerkskapazitäten die nicht mehr am Markt teilnehmen, können als Backup-Kapazitäten genutzt werden. Der Einsatz von Braunkohlekraftwerken als Backup-Kapazität wird nach Auslaufen der Sicherheitsbereitschaft 2023 ausgeschlossen. Zur Einordnung ist zusätzlich die Kapazitätsentwicklung im Referenzszenario dargestellt.

Entsprechend des Abschlussberichtes der WSB-Kommission soll im Zeitraum 2018 bis 2022 die Leistung der Braun- und Steinkohlekraftwerke im Markt auf jeweils rund 15 GW reduziert werden. Bis 2030 soll die Leistung der Kohlekraftwerke im Markt auf maximal 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle verringert werden. Als Abschlussdatum für die Kohleverstromung empfiehlt die Kommission das Ende des Jahres 2038. Die Kommission empfiehlt darüber hinaus eine möglichst stetige Reduktion der Braunkohle- und Steinkohlekapazitäten zwischen 2022 und 2030. Basierend auf der Empfehlung der WSB-Kommission wird für die Zeiträume zwischen den definierten Zieljahren 2022, 2030 und 2038 eine jeweils lineare Reduktion der Kohlekapazitäten unterstellt. Es ergeben sich für die Stützjahre 2020, 2025, 2030 und 2035 die Kapazitäten entsprechend Abbildung 1.

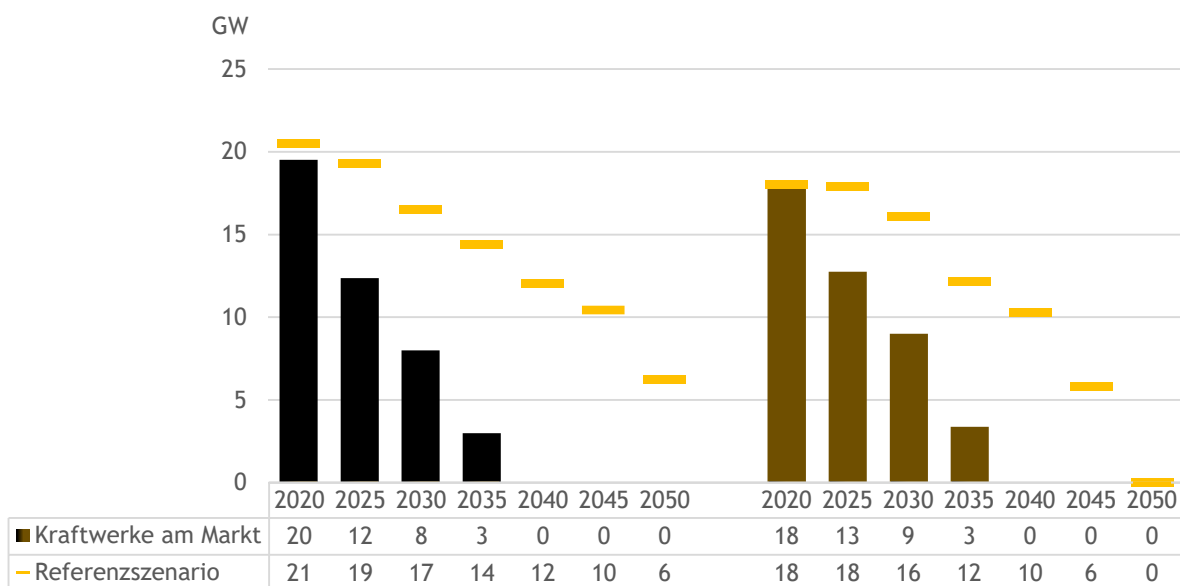


ABBILDUNG 1: KAPAZITÄTSENTWICKLUNG STEINKOHL (LINKS) UND BRAUNKOHL (RECHTS)

Quelle: Eigene Abbildung

Stilllegung von Emissionszertifikaten

Im Zuge der Reform des EU ETS im Jahr 2018 wurde die Möglichkeit geschaffen, dass Mitgliedsstaaten nationale Zusatzmaßnahmen zur Reduzierung der Kohleverstromung mit der gleichzeitigen Stilllegung von Emissionsrechten verbinden.¹⁴ Dieses Instrument verhindert die Verlagerung der eingesparten Emissionen - den sogenannten Wasserbetteffekt - innerhalb Europas. Dabei steht es den Mitgliedstaaten frei welcher Anteil der durch die Maßnahme eingesparten Emissionszertifikate aus der Versteigerungsmenge gelöscht wird. Werden Emissionszertifikate der Versteigerungsmenge entzogen haben die nationalen Zusatzmaßnahmen eine größere Klimaschutzwirkung. Dabei gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass sich auch die Versteigerungserlöse des Staates reduzieren.

Eine Möglichkeit ist die Stilllegung genau der Menge an Zertifikaten, die im Referenzfall für die Kohleverstromung aufgewandt worden wären abzüglich der Zertifikate, die benötigt werden um den Wegfall der Kohleverstromung mithilfe von konventionellen Kraftwerken im In- und Ausland zu kompensieren. Dieses Vorgehen wird im Folgenden als Nettostilllegung bezeichnet. Die Nettostilllegung führt dazu, dass das Angebot an Zertifikaten im gleichen Maße reduziert wird, wie die Nachfrage nach Zertifikaten. Der europaweite CO₂-Preis verändert sich daher im Falle einer Nettostilllegung von Zertifikaten nicht.

Eine alternative Vorgehensweise wäre die vollständige Stilllegung der Zertifikate, die sogenannte Bruttostilllegung. Hierbei wird die gesamte Menge an Emissionszertifikaten stillgelegt, die im Referenzfall für die Kohleverstromung aufgewandt worden wäre. Der Wegfall der Kohleverstromung wird jedoch teilweise durch nationale Gasverstromung bzw. Stromimporte aus konventioneller Erzeugung kompensiert. Bei der Erzeugung dieser Strommengen entstehen ebenfalls CO₂-Emissionen. Die resultierende Angebotsverknappung führt somit zu einem Anstieg der CO₂-Preise im Vergleich zum Referenzszenario. Da CO₂-Preise ein Bestandteil der marginalen Kosten konventioneller Kraftwerke sind, führt der CO₂-Preisanstieg zu einem europaweiten Anstieg der Strompreise. Durch die Bruttostilllegung von Zertifikaten würde ein nationaler Kohleausstieg zwar eine größere Klimaschutzwirkung haben als im Falle einer Nettostilllegung. Die Versteigerungserlöse des Bundes wären bei einer Bruttostilllegung allerdings geringer als bei einer Nettostilllegung. Durch die Verknappung der Angebotsmenge im EU ETS ist der Markteingriff zudem größer.

Die WSB-Kommission empfiehlt die Möglichkeit der Stilllegung von Emissionszertifikaten maximal in Höhe der durch den Kohleausstieg zusätzlich eingesparten CO₂-Mengen zu nutzen. In der vorliegenden Untersuchung wird dies als Nettostilllegung der Zertifikatsmengen interpretiert.

¹⁴ Vgl. Amtsblatt (2018) Die revidierte Richtlinie zum EU ETS erlaubt es Staaten im Fall der Stilllegung von Stromerzeugungskapazitäten Emissionszertifikate, maximal in der Höhe der Durchschnittsemissionen der letzten 5 Jahre der betreffenden Anlagen, aus der Versteigerungsmenge zu löschen.

2.2 Zentrale Annahmen

Zur Einordnung der Ergebnisse der Studie werden im Folgenden die zugrundeliegenden zentralen Annahmen dargestellt.

2.2.1 Europäisches Emissionshandelssystem

Das Ziel des EU ETS ist es die Emissionen im Energiesektor und in der Industrie zu verringern. Seit 2012 ist der innereuropäische Luftverkehr ebenfalls einbezogen. Es wird eine Obergrenze an zulässigen Emissionen definiert, die jedes Jahr gesenkt wird. Die Emissionsobergrenze des EU ETS ist in Abbildung 2 dargestellt. Die Emissionszertifikate, die zum Ausstoß von Emissionen berechtigen, werden jährlich in Höhe der Obergrenze vergeben bzw. auktioniert. Emissionszertifikate können auch für Emissionen in zukünftigen Jahren genutzt werden (Banking) und sind frei handelbar. Die angenommene Entwicklung der Obergrenze entspricht den aktuell festgelegten Reduktionsraten¹⁵ von 1,74 % pro Jahr bis 2020 sowie 2,2 % für Phase IV des Emissionshandels (2021-2030). Um die Zertifikatsmenge langfristig zu regulieren, werden ab 2019 zudem überschüssige Zertifikate anteilig in eine Marktstabilitätsreserve (MSR) übertragen.¹⁶ Diese werden - mit der Möglichkeit der Marktrückführung im Knappheitsfall - zunächst in der MSR gehalten. Nach 2023 soll ein Mechanismus zur dauerhaften Löschung überschüssiger Zertifikate in der MSR eingerichtet werden. Dies führt zu einer langfristigen Reduzierung der Gesamtmenge an Zertifikaten.¹⁷

Bis 2030 vermindern sich damit die jährlichen THG-Emissionen in den EU ETS-Sektoren um ca. 43 % ggü. dem Referenzjahr 2005. Unter Annahme, dass die jährliche Reduktionsrate von 2,2 % bis zum Jahr 2050 gilt. Es wird angenommen, dass das Banking von Emissionszertifikaten auch in Zukunft weiterhin möglich ist und über die MSR hinaus keinen Einschränkungen unterliegt.

Neben der MSR und der Anpassung des linearen Reduktionsfaktors wird in der Untersuchung ein weiteres zentrales Instrument der jüngsten EU ETS Reform berücksichtigt. Im Falle der vorzeitigen Stilllegung von fossilen Kraftwerken wurde erstmals die Möglichkeit der gleichzeitigen Stilllegung von Emissionsrechten eingeführt. Dieses Instrument verhindert die Verlagerung der eingesparten Emissionen ins europäische Ausland, man spricht auch vom Wasserbetteffekt. Im Zuge der Analyse des Kohleausstiegsszenarios wird eine Stilllegung der Emissionszertifikate unterstellt. Für eine detaillierte Erläuterung des Stilllegungsmechanismus sei auf Kapitel 2.1.2 verwiesen.

¹⁵ Bezogen auf die durchschnittlich ausgegebene Menge an Emissionszertifikaten in den Jahren 2008-2012.

¹⁶ Geplant ist, dass zwischen 2019 und 2023 jeweils jährlich 24 % der überschüssigen Zertifikate des Vorjahrs in die MSR überstellt werden, falls der Vorjahresüberschuss mehr als 833 Mio. Zertifikate beträgt (vgl. EP 2017).

¹⁷ Vgl. EK (2018a).

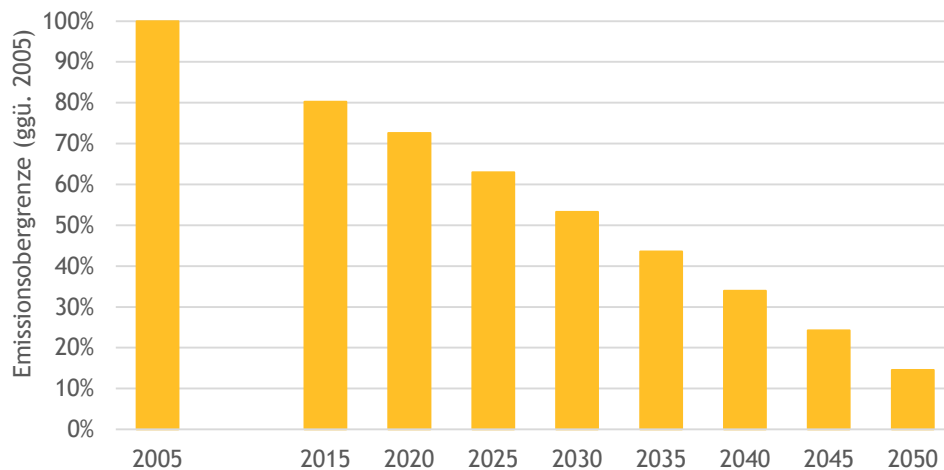


ABBILDUNG 2: EMISSIONSOBERGRENZE DES EU ETS

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der aktuell gültigen Reduktionsrate

Neben dem Energiesektor sind die stromintensiven Branchen der Industrie Teil des EU ETS. Durch die zunehmende Verknappung der Zertifikate und damit einhergehenden Steigerungen von CO₂-Preisen, werden Emissionen neben dem Energiesektor verstärkt in der Industrie gemindert. Diese Minderungen werden im Rahmen der Modellierung berücksichtigt. Hierfür werden THG-Vermeidungskostenkurven genutzt, welche auf Basis von BMWi (2017) erstellt wurden.

2.2.2 Stromnachfrage und gesicherte Leistung

Es wird angenommen, dass die Stromnachfrage in Deutschland und dem europäischen Ausland moderat ansteigt. Dabei wird unterstellt, dass die Verbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr in moderatem Maße elektrifiziert werden (bspw. durch Elektromobilität und elektrische Wärmepumpen). Insgesamt wird damit von einem Anstieg der Stromnachfrage ausgegangen. Die Annahmen für Deutschland basieren auf einem Szenario der dena-Leitstudie, welches eine Reduzierung der THG-Emissionen gegenüber 1990 von 55 % bis 2030 und 80 % bis 2050 (und damit die Erreichung der nationalen Klimaziele) zugrunde legt.¹⁸

Zusätzlich zur stündlichen Stromnachfrage werden Angebots- und nachfrageseitige Bedingungen der Jahreshöchstlast berücksichtigt. Aus den exogenen stündlichen Nachfragepfaden wird die Jahreshöchstlast ermittelt. Diese ergibt sich aus den Stromnachfragen einzelner Anwendungen, wobei nicht nur die maximale Last der Nachfrageprofile maßgeblich ist, sondern auch die zeitliche Gleichzeitigkeit der Nutzung berücksichtigt wird. Zusätzlich gehen DSM Maßnahmen zur Reduktion der Jahreshöchstlast in die Berechnung ein. Die Annahmen für Deutschland werden, konsistent zu den Annahmen zur Stromnachfrage, basierend auf der dena-Leitstudie getroffen.¹⁹

¹⁸ Vgl. dena (2018), das zugrundeliegende Szenario ist Technologiemix 80.

¹⁹ Vgl. dena (2018), das zugrundeliegende Szenario ist Technologiemix 80.

In einer früheren Version dieses Gutachtens wurde die auf Basis der dena-Leitstudie angenommene und in Abbildung 3 dargestellte Stromnachfrage fälschlicherweise als Bruttostromnachfrage bezeichnet. Es handelt sich dabei allerdings, konsistent zur dena-Leitstudie, um die Nettostromnachfrage inkl. Leitungsverlusten. Die Bezeichnung *Stromnachfrage* bzw. *Stromverbrauch* bezieht sich in diesem Gutachten daher durchgehend die Nettostromnachfrage inkl. Leitungsverlusten. Die unterstellte Erreichung der Ziele eines Anteils von 65 % Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch für das Jahr 2030 sowie eines Anteils von 80 % für das Jahr 2050 beziehen sich ebenfalls auf die Nettostromnachfrage inkl. Leitungsverlusten.

Die Jahreshöchstlast steigt dabei von ca. 83 GW in 2017 auf ca. 103 GW in 2050. Der Verlauf der Stromnachfrage und Jahreshöchstlast ist in Abbildung 3 dargestellt.

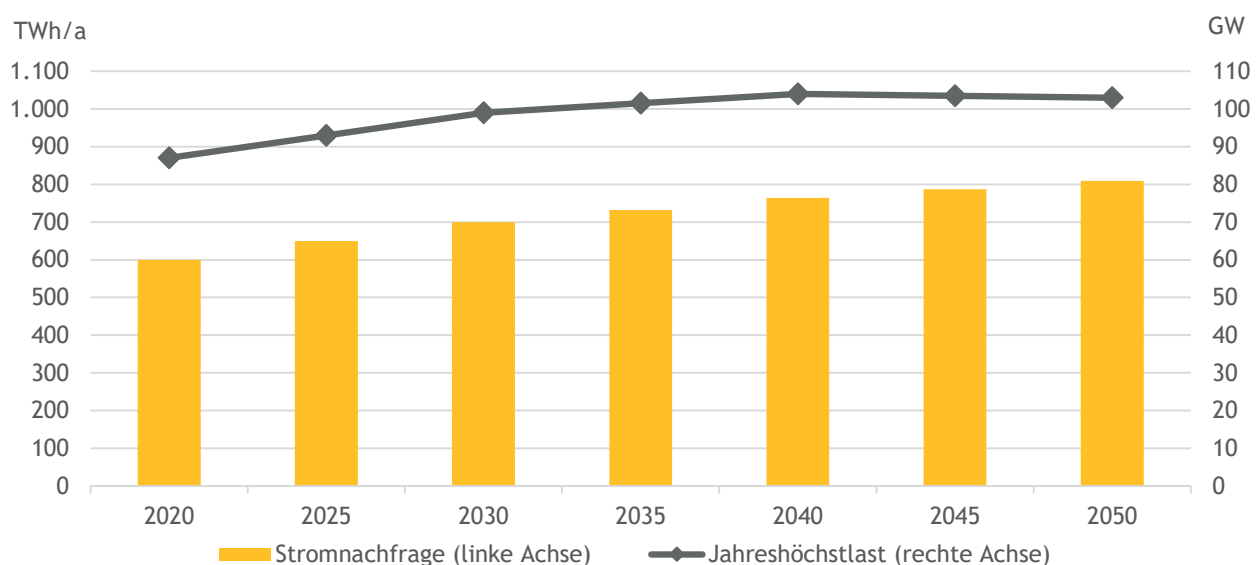


ABBILDUNG 3: NETTOSTROMNACHFRAGE (INKL. LEITUNGSVERLUSTE) UND JAHRESHÖCHSTLAST IN DEUTSCHLAND

Quelle: Eigene Abbildung auf Basis von dena (2018)

In dieser Studie werden konservative Annahmen hinsichtlich der Versorgungssicherheit getroffen. Der sich im Modell ergebende Kraftwerkspark ist daher in der Lage die Jahreshöchstlast auch unter Berücksichtigung von Kraftwerksausfällen, einer geringen Verfügbarkeit von Stromimporten²⁰ sowie einer in Deutschland auftretenden Dunkelflaute²¹ zu decken. Diese Annahmen führen bei einem Rückgang von Grundlastkraftwerken (Kernenergie und Kohle) zu steigendem Bedarf an Spitzenlastkraftwerken. Bei abweichenden Annahmen bezüglich der Versorgungssicherheit könnte der Bedarf an Backup-Kraftwerken geringer ausfallen.

²⁰ Analog zur Annahme in MWIDE (2018) können Stromimporte im Spitzenlastfall mit 10 % der Importkapazität beitragen.

²¹ Es wird angenommen, dass Windenergieanlagen mit einem sehr geringen Anteil ihrer installierten Kapazität zur gesicherten Leistung beitragen, während PV-Anlagen keinen Beitrag leisten.

Als Backup für die gesicherte Leistung im Spitzenlastfall können neben Steinkohle- und Gasreservekraftwerken beispielsweise einfache Gasturbinen (ohne Nutzung der Abwärme in einem nachgelagerten Dampfprozess), Dieselgeneratoren, Speicher, zusätzliches DSM oder - für kurzfristige Spitzen - Batteriespeicher genutzt werden. Backup-Kapazitäten sind dadurch gekennzeichnet, dass sie nur in wenigen Stunden des Jahres zum Einsatz kommen. Voraussetzung ist, dass entsprechende Anreizmechanismen für Errichtung und Betrieb der Backup-Kapazitäten vorhanden sind. Die notwendigen Anreize (z. B. Höhe und Dauer der Preisspitzen im Energy-only-Markt oder die Einführung eines Kapazitätsmechanismus) werden nicht spezifiziert.

Für das EU-Ausland basiert die Stromnachfrage auf dem EU Reference Scenario 2016.²² Abbildung 4 zeigt den kumulierten Verlauf der Stromnachfrage im europäischen Ausland.

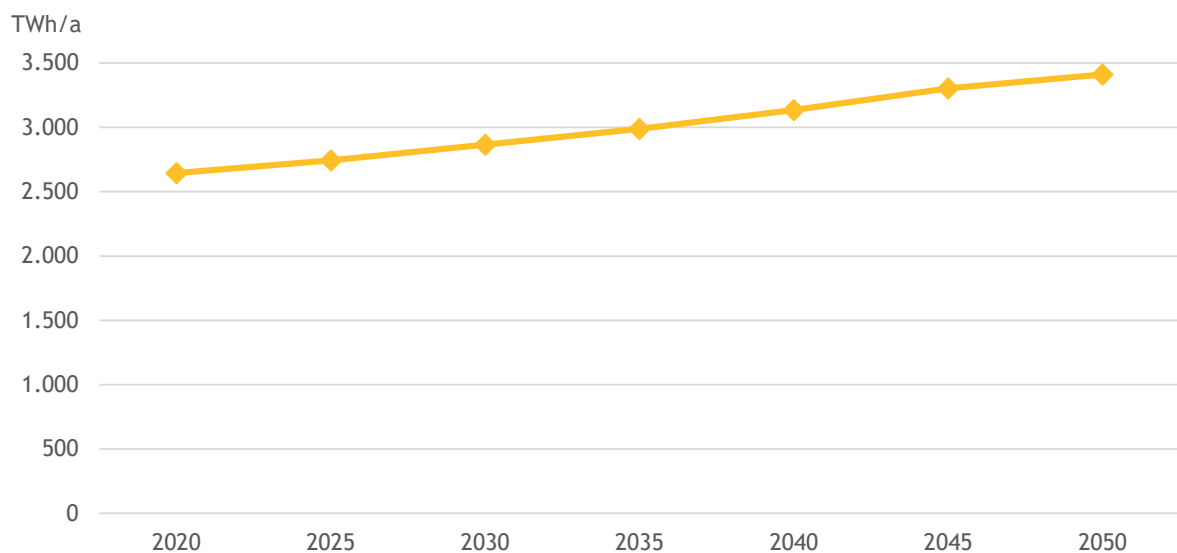


ABBILDUNG 4: KUMULIERTE STROMNACHFRAGE IM EU-AUSLAND

Quelle: Eigene Abbildung auf Basis von EK (2016)

²² Vgl. EK (2016).

2.2.3 Erneuerbare Energien in Deutschland

Der Bruttozubau von PV- und Windenergieanlagen in Deutschland erfolgt bis gemäß den im EEG 2017 vorgegebenen technologiespezifischen Mindestausbaupfaden. Diese sind in Tabelle 1 aufgeführt.

TABELLE 1: TECHNOLOGIESPEZIFISCHE EE-MINDESTAUSBAUPFADE GEMÄß EEG 2017 BIS 2030 IN GW

	2020	2025	2030
Onshore Wind	54,6	69,1	83,6
Offshore Wind	6,5	10,8	15,0
Photovoltaik	51,8	52	52

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf EEG (2017)

Zusätzlich zu den technologiespezifischen Mindestausbaupfaden werden Ausbauziele der gesamten EE auf Basis des aktuellen Koalitionsvertrags sowie des EEG 2017 berücksichtigt. Diese beinhalten einen EE-Anteil von 65 % bis 2030²³ und einen 80 % EE-Anteil am Stromverbrauch bis 2050.²⁴ Die Sicherstellung der Zielerreichung von 65 % EE-Anteil bis 2030 ist auch Teil der Maßnahmen im Abschlussbericht der WSB-Kommission.²⁵

Der über die Mindestausbaupfade hinaus erforderliche EE-Ausbau wird unter Berücksichtigung von Potenzialgrenzen sowie gesellschaftlicher Akzeptanz für EE - und dem damit verbundenen Netzausbau - modellendogen bestimmt und als Ergebnis ausgewiesen. Der Zubau von Anlagen zur Verstromung von Biomasse wird entsprechend des EU Reference Scenario 2016 angenommen.²⁶

Die Investitionskosten für die einzelnen EE-Technologien basieren auf aktuellen, öffentlich verfügbaren Studien. Eine detaillierte Zusammenstellung dieser Kosten befindet sich in Anhang A.2.1.

2.2.4 Konventionelle Kraftwerke

Der Neubau von Braun- und Steinkohlekraftwerken wird im Modell nur in Polen und Griechenland zugelassen, bereits genehmigte oder im Bau befindliche Projekte werden jedoch umgesetzt. Kraftwerkskapazitäten in Deutschland und Europa werden basierend auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur²⁷ (BNetzA) der Platts Kraftwerksdatenbank²⁸ sowie eigenen Recherchen modelliert. Sofern die Stilllegung nicht offiziell datiert ist, wird im Referenzszenario eine technische Lebensdauer von Braun- und Steinkohlekraftwerken von 45 Jahren angenommen.

²³ Vgl. Koalitionsvertrag (2018): Das Ziel ist Teil des Koalitionsvertrages, allerdings gibt es noch keine Bezugsgröße für die festgelegte Prozentzahl. Hier wird das Ziel auf die Nettostromnachfrage inkl. Leitungsverlusten bezogen.

²⁴ Vgl. EEG (2017): Abweichend zum EEG (2017) wird das Ziel hier auf die Nettostromnachfrage inkl. Leitungsverlusten bezogen.

²⁵ Vgl. Abschlussbericht (2019).

²⁶ Vgl. EK (2016).

²⁷ Vgl. BNetzA (2018a).

²⁸ Vgl. Platts (2018).

Zudem werden gesetzlich beschlossene Kohleausstiege, wie beispielsweise in Italien, Großbritannien oder den Niederlanden, berücksichtigt. Eine direkte Zuordnung von Braunkohlekraftwerken und Tagebauen wird ebenfalls vorgenommen. Im Referenzszenario werden für Tagebaue genehmigte Betriebsdauern und Füllstände berücksichtigt. Darüber hinaus können Kapazitäten im Modell endogen stillgelegt werden, falls der Betrieb nicht mehr ökonomisch sinnvoll ist. Der Betrieb einzelner Tagebaue kann unwirtschaftlich werden und wird modellendogen eingestellt, wenn die Auslastung der angeschlossenen Kraftwerke zu niedrig ist. Neben der endogenen Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten im Modell ist auch eine über die technische Lebensdauer hinausgehende Verlängerung der Laufzeiten bestehender Anlagen möglich, wobei hier zusätzliche technologiespezifische Investitionskosten anfallen.

Im Kohleausstiegsszenario folgt die Stilllegung von Braun- und Steinkohlekapazitäten dem Abschlussbericht der WSB-Kommission. Eine detailliertere Beschreibung dieses Szenarios wurde in Kapitel 2.1.2 vorgenommen.

Die Möglichkeit in Anlagen zu investieren, die Braun- und Steinkohlekraftwerken eine CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) ermöglichen ist im Modell ebenfalls abgebildet. In Anlehnung an die gegenwärtige gesetzliche Ausgestaltung der Länder sind diese Möglichkeiten jedoch lediglich in Polen und Griechenland zulässig.

Die Stilllegung von Kernkraftwerken erfolgt gemäß der gültigen Gesetzeslage.²⁹ Für Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke (GuD) wird eine Lebensdauer von 30 Jahren und für Peak-Kapazitäten (wie z. B. offene Gasturbinen) von 25 Jahren unterstellt. Eine Übersicht der angenommenen Investitionskosten für konventionelle Kraftwerksneubauten sowie Kosten für eine Verlängerung der technischen Lebensdauer von Bestandskraftwerken findet sich in Anhang A.2.3.

Neben dem deutschen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 werden für europäische Nachbarländer aktuelle politische Entwicklungen berücksichtigt. In Tschechien und Polen wird nach aktuellen politischen Bestrebungen das Ausscheiden alter Kohlekraftwerke durch den Neubau von Kernkraftwerken kompensiert. Die aktuelle Planung sieht eine Inbetriebnahme in 2030 (1,4 GW in Polen) bzw. 2040 (1,4 GW in Polen sowie 2,3 GW in Tschechien) vor.³⁰ In der Schweiz wurde ein weicher Kernenergieausstieg beschlossen, dieser wird durch das Verbot von Neubauten abgebildet. In Großbritannien wird von einer Inbetriebnahme des neuen Kernkraftwerks Hinkley Point C im Jahre 2030 ausgegangen. Veränderungen des Kraftwerksparkes im europäischen Ausland werden entsprechend der aktuellen Genehmigungslage sowie politischen Rahmenbedingungen berücksichtigt.

²⁹ Vgl. Atomgesetz (2011).

³⁰ Vgl. WNA (2018a; 2018b).

2.2.5 Brennstoffpreise

Die Annahmen zur Entwicklung der Importpreise für Erdgas und Kesselkohle orientieren sich an den Szenarien des World Energy Outlook 2017 (vgl. Abbildung 5 und Abbildung 6).³¹ Braunkohle wird nicht gehandelt, sodass hierfür keine Marktpreise vorliegen. Schätzungen für die kurzfristigen Kosten liegen im Bereich von 1 bis 7 EUR/MWh. Im Rahmen dieser Studie werden 3,1 EUR/MWh als Brennstoffkosten angenommen (vgl. Abbildung 7).

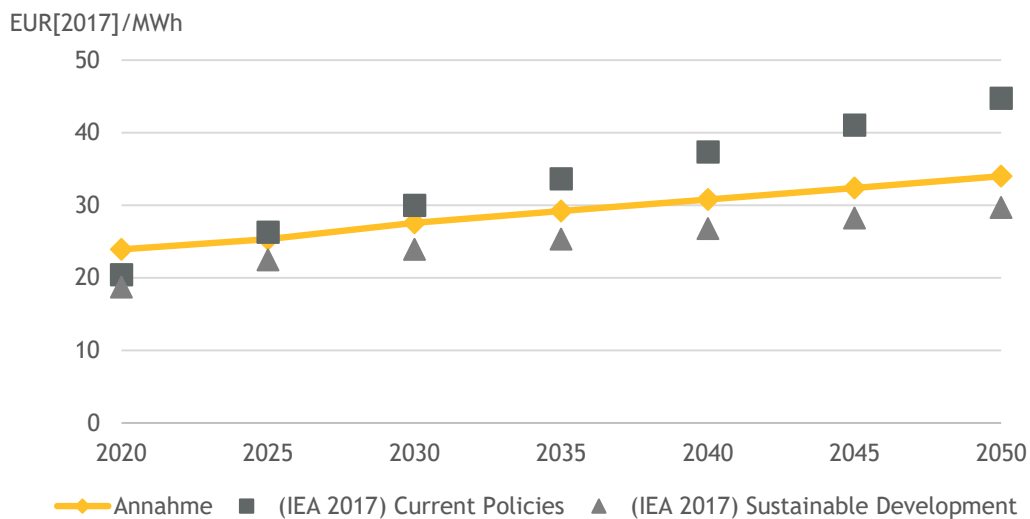


ABBILDUNG 5: ERDGASPREIS

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von IEA (2017a)

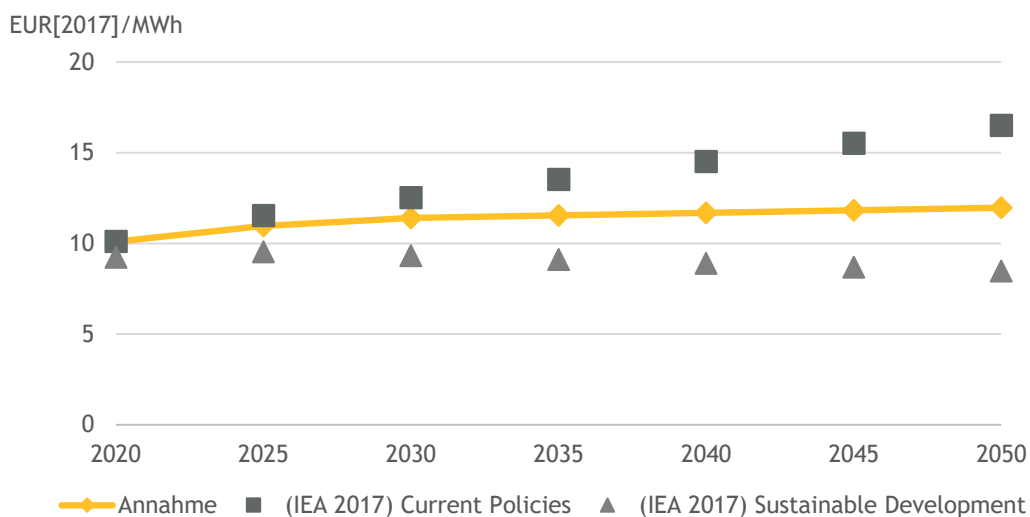


ABBILDUNG 6: KESSELKOHLEPREIS

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von IEA (2017a)

³¹ Vgl. IEA (2017a).

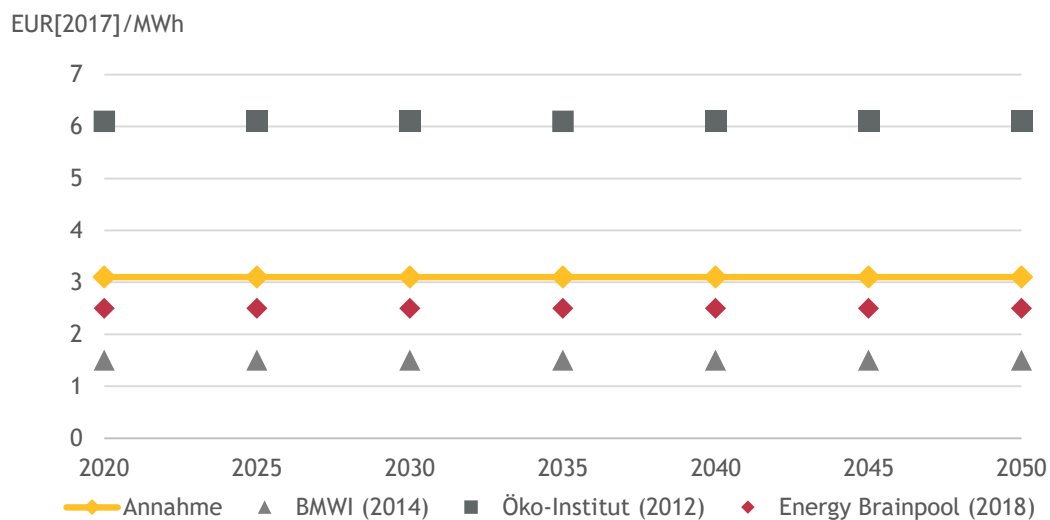


ABBILDUNG 7: BRAUNKOHPREIS

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von BMWi (2014), Ökoinstitut (2014) und EB (2018)

2.2.6 Interkonnektoren

Die Annahmen zum zukünftigen Ausbau von Interkonnektorkapazitäten in Europa entsprechen den Angaben des „Sustainable Transition“ Szenarios des TYNDP 2018.³² Exemplarisch ist in Abbildung 8 die Kapazitätsentwicklung zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten dargestellt. Ab 2040 werden konstante Interkonnektorkapazitäten unterstellt. Mit Hinblick auf die Bereitstellung gesicherter Leistung wird angenommen, dass Stromimporte im Spitzenlastfall mit 10 % der Importkapazität zur gesicherten Leistung beitragen können. Dies berücksichtigt, dass Spitzenlast in verschiedenen Ländern häufig gleichzeitig auftritt.

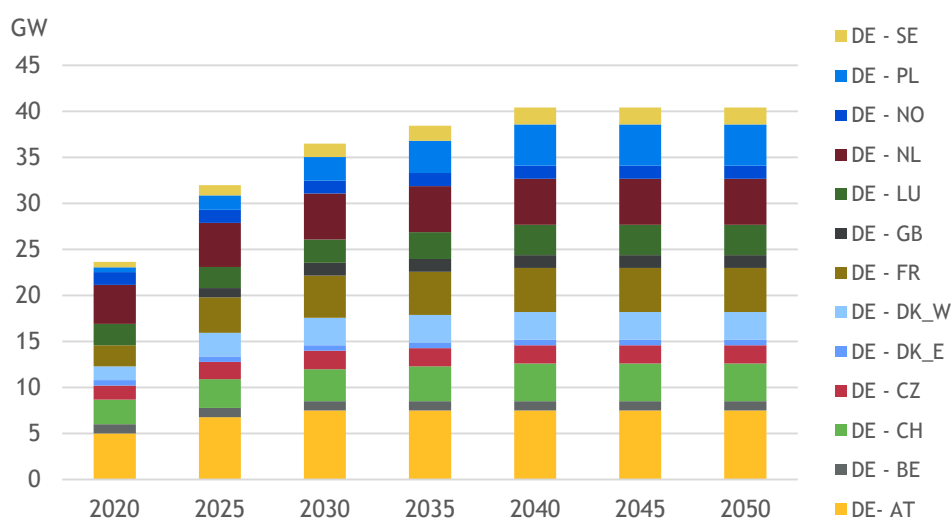


ABBILDUNG 8: INTERKONNEKTORKAPAZITÄTEN ZWISCHEN DEUTSCHLAND UND SEINEN NACHBARSTAATEN

Quelle: Eigene Abbildung auf Basis von TYNDP (2018)

³² Vgl. TYNDP (2018). Abweichende Annahmen wären möglich, etwa entsprechend des NEP (2019). Dort wird beispielsweise ein weiterer Ausbau der Übertragungskapazität nach Belgien angenommen.

3 MODELLERGEBNISSE REFERENZSZENARIO

3.1 Installierte Kapazität - Konventionelle Stromerzeugung

Im Referenzszenario sinken die Stein- und Braunkohlekapazitäten zunächst nur geringfügig, erst ab 2030 ist ein signifikanter Rückgang der installierten Kapazitäten zu beobachten.

Auf Basis der Preisentwicklung im EU ETS verbleiben Steinkohlekapazitäten bis 2050 am Markt. Ab 2035 verbleiben vor allem Steinkohlekraftwerke mit KWK am Markt, die übrigen Kapazitäten dienen zunehmend als Reservekapazität für die Bereitstellung von Leistung im Spitzenlastfall. Die installierten Braunkohlekapazitäten gehen zwischen 2030 und 2045 signifikant zurück, nach 2045 geht das letzte Braunkohlekraftwerk vom Netz. Braunkohlekraftwerke können aufgrund der begrenzten Lagerbarkeit von Braunkohle über die Sicherheitsbereitschaft hinaus nicht als Reservekapazität genutzt werden.

Der Wegfall der Kohleverstromung wird teilweise durch den Zubau von Gaskraftwerken kompensiert. Diese Neubauten sind in der Regel GuD-Kombikraftwerke. Auffällig ist vor allem der deutliche Anstieg des Bedarfs für Backup-Kapazitäten. Als Backup für die gesicherte Leistung im Spitzenlastfall können neben Steinkohle- und Gasreservekraftwerken bspw. einfache Gasturbinen (ohne Nutzung der Abwärme in einem nachgelagerten Dampfprozess), Dieselgeneratoren, Speicher, DSM oder - für kurzfristige Spitzen - Batteriespeicher genutzt werden.

Ein zentraler Treiber für die Entwicklung der installierten konventionellen Kraftwerkskapazitäten ist der Kernenergieausstieg. Entsprechend der aktuellen Gesetzeslage geht 2022 das letzte Kernkraftwerk vom Netz. Gleichzeitig wird vor allem bis 2030 von einem Anstieg der Stromnachfrage ausgegangen. Durch die Elektrifizierung des Energiesystems nimmt auch die Jahreshöchstlast im zeitlichen Verlauf zu und muss durch gesicherte Leistung gedeckt werden. Ein weiterer Faktor ist der Anstieg des CO₂-Preises im EU ETS. Dies führt dazu, dass sich die Grenzkosten von Gas- und Kohlekraftwerken annähern bzw. Gaskraftwerke teilweise niedrigere Grenzkosten aufweisen (sogenannter „Fuel-Switch“). Dies führt langfristig zu einer vorzeitigen Stilllegung unwirtschaftlicher Braun- und Steinkohlekapazitäten.

Abbildung 9 zeigt die in Deutschland installierten konventionellen Kraftwerkskapazitäten. Dabei wird zwischen den verschiedenen Brennstoffen sowie zwischen Kraftwerken die am Markt teilnehmen und Backup-Kapazitäten unterschieden. Bei den Backup-Kapazitäten in den Jahren 2017 und 2020 handelt es sich um Kapazitäten außerhalb des Strommarktes. Dies umfasst Kraftwerke der Netzreserve, der Sicherheitsbereitschaft sowie vorläufig stillgelegte Kraftwerke. Entsprechend des Abschlussberichts der WSB-Kommission sollen die bestehenden Reserve-Instrumentarien im Bedarfsfall umfassend genutzt werden. Nach 2020 werden diese ergänzt um möglichen Zubau von Backup-Kapazitäten oder stillgelegte Gas- oder Steinkohlekraftwerke.

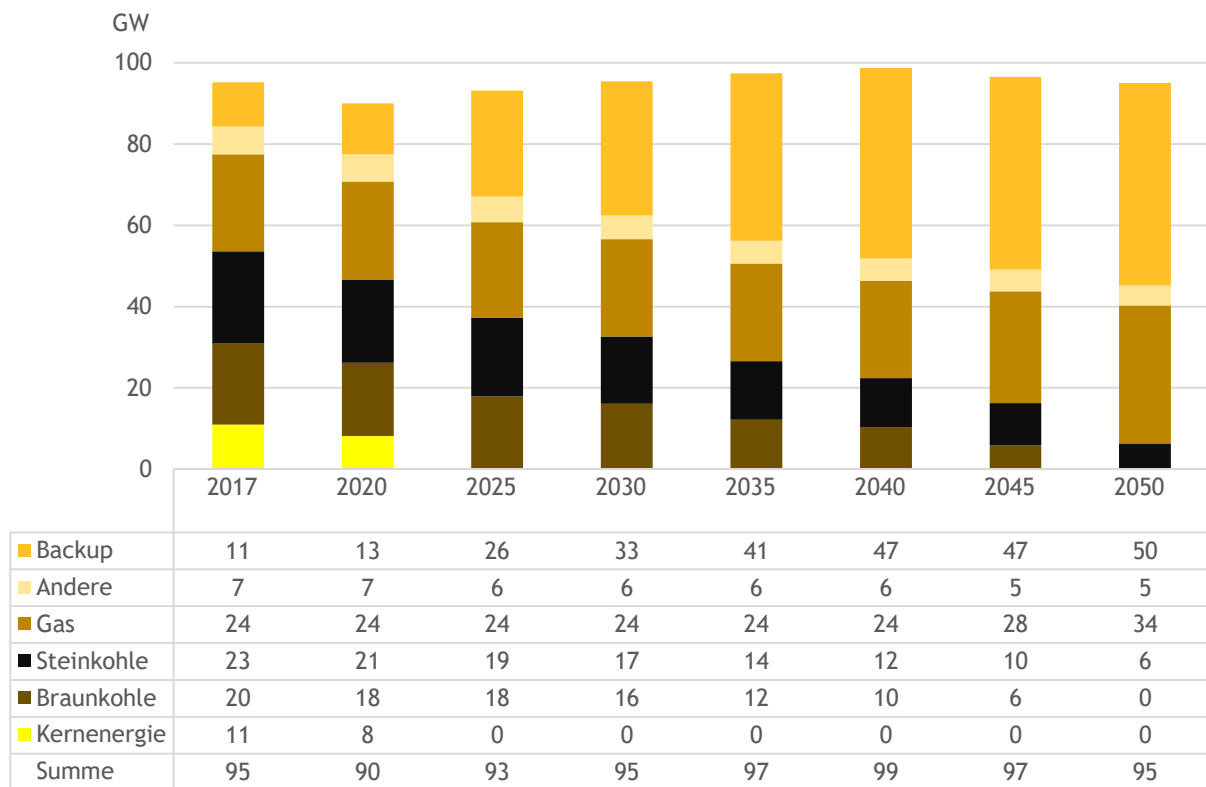


ABBILDUNG 9: KAPAZITÄTSENTWICKLUNG KONVENTIONELLE KRAFTWERKE IM REFERENZSZENARIO

Quelle: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf Abschlussbericht (2019), BNetzA (2017), BNetzA (2018a) und BNetzA (2018b)

3.2 Installierte Kapazität - Erneuerbare Energien

Bis zum Jahr 2030 erfolgt ein signifikanter Zubau von PV- und Windenergieanlagen (an Land und auf See). Technologieübergreifend liegt der durchschnittliche jährliche Netto-Zubau im Zeitraum bis 2030 bei 7,9 GW pro Jahr. Zum Vergleich: der maximale jährliche Zubau von PV- und Windenergieanlagen in Deutschland betrug im Jahr 2012 ca. 10,4 GW, im Jahr 2017 wurden 7,9 GW zugebaut.³³ Die installierte EE-Kapazität in 2030 beträgt 221 GW. Dies entspricht beinahe einer Verdopplung der installierten Kapazität des Jahres 2017. Zwischen 2030 und 2050 sinkt der durchschnittliche jährliche Zubau von PV- und Windenergieanlagen in Deutschland auf ca. 2,1 GW.

Der EE-Ausbau von 2017 bis 2050 erfolgt weitgehend gleichmäßig verteilt über die Technologien PV, Wind Onshore und Wind Offshore. Der Netto-Zubau liegt bei 44 GW Wind Offshore, 44 GW Wind Onshore und 58 GW PV. Während bei PV und Wind Onshore in etwa eine Verdopplung der installierten Kapazität erfolgt, ist der relative Anstieg bei Wind Offshore deutlich größer. Biomasse und Wasserkraft sind im Zeitverlauf nahezu konstant.

³³ Vgl. AGEE (2018).

Ein zentraler Treiber der Entwicklung der installierten EE-Erzeugungskapazitäten sind die angenommen EE-Ausbauziele. Entsprechend der aktuellen Gesetzeslage gemäß EEG 2017 ergeben sich Mindestausbaupfade der einzelnen Technologien bis 2030. Weiterhin werden die Zielwerte für den EE-Anteil am Stromverbrauch bis 2050 berücksichtigt, in 2030 zudem das Ziel des Koalitionsvertrags von 65 %, das auch im Abschlussbericht der WSB-Kommission bekräftigt wird. Gleichzeitig wird vor allem bis 2030 von einem Anstieg der Stromnachfrage ausgegangen, sodass bis 2030 ein signifikanter Zubau für die Erreichung der EE-Ausbauziele notwendig ist. Der über die Mindestausbaupfade des EEG 2017 hinausgehende EE-Ausbau berücksichtigt darüber hinaus Akzeptanzprobleme bei Wind Onshore und dem Netzausbau. Diese werden durch eine Einschränkung des Zubaus von Wind Onshore und Wind Offshore abgebildet. Aus Kostenperspektive würden aufgrund sinkender Investitionskosten und steigender Volllaststunden nach 2030 primär Offshore (und in geringem Umfang zusätzliche Onshore) Anlagen zugebaut werden. Der PV-Ausbau würde bei alleiniger Berücksichtigung der Stromgestehungskosten daher geringer ausfallen.³⁴ Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der in Deutschland installierten EE-Kapazitäten.

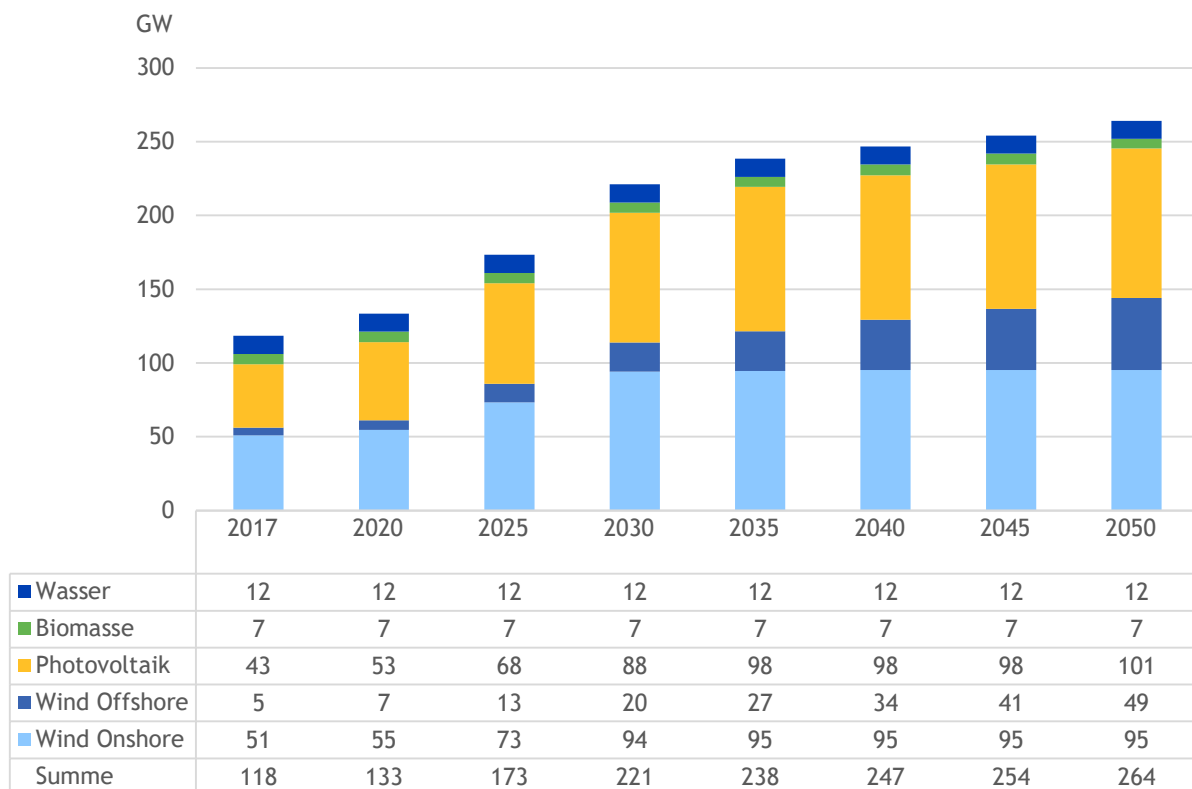


ABBILDUNG 10: KAPAZITÄTSENTWICKLUNG ERNEUERBARE ENERGIEN IM REFERENZSZENARIO

Quelle: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BNetzA (2018a)

³⁴ Onshore-Windparks weisen unter allen EE-Technologien das niedrigste Akzeptanzniveau auf, vor allem bei geringer Distanz zu Wohngebieten (vgl. Sonnberger & Ruddat, 2016). Aktuelle politische Entwicklungen in den Flächenbundesländern NRW und Bayern sowie Schleswig-Holstein zeigen, dass die zur Verfügung stehenden Flächenpotenziale durch Erhöhung der Mindestabstände zu Wohngebieten oder die Begrenzung von Waldflächen unsicher sind. Offshore-Windparks sind dagegen weitgehend akzeptiert, ein Anstieg der Erzeugung geht jedoch mit steigendem Netzausbaubedarf einher. Vor dem Hintergrund der Erfahrungen mit öffentlichen Widerständen und Verzögerungen in der Vergangenheit, könnte sich das Stromnetz daher als kritische Komponente beim Offshore-Ausbau erweisen (vgl. ewi ER&S, 2018).

3.3 Stromerzeugung und Außenhandel

Im Referenzszenario bleibt Deutschland bis 2050 durchgehend Netto-Stromexporteur. Nach 2030 sinken die Netto-Stromexporte aufgrund des kontinuierlichen Rückgangs der Stein- und Braunkohleverstromung.

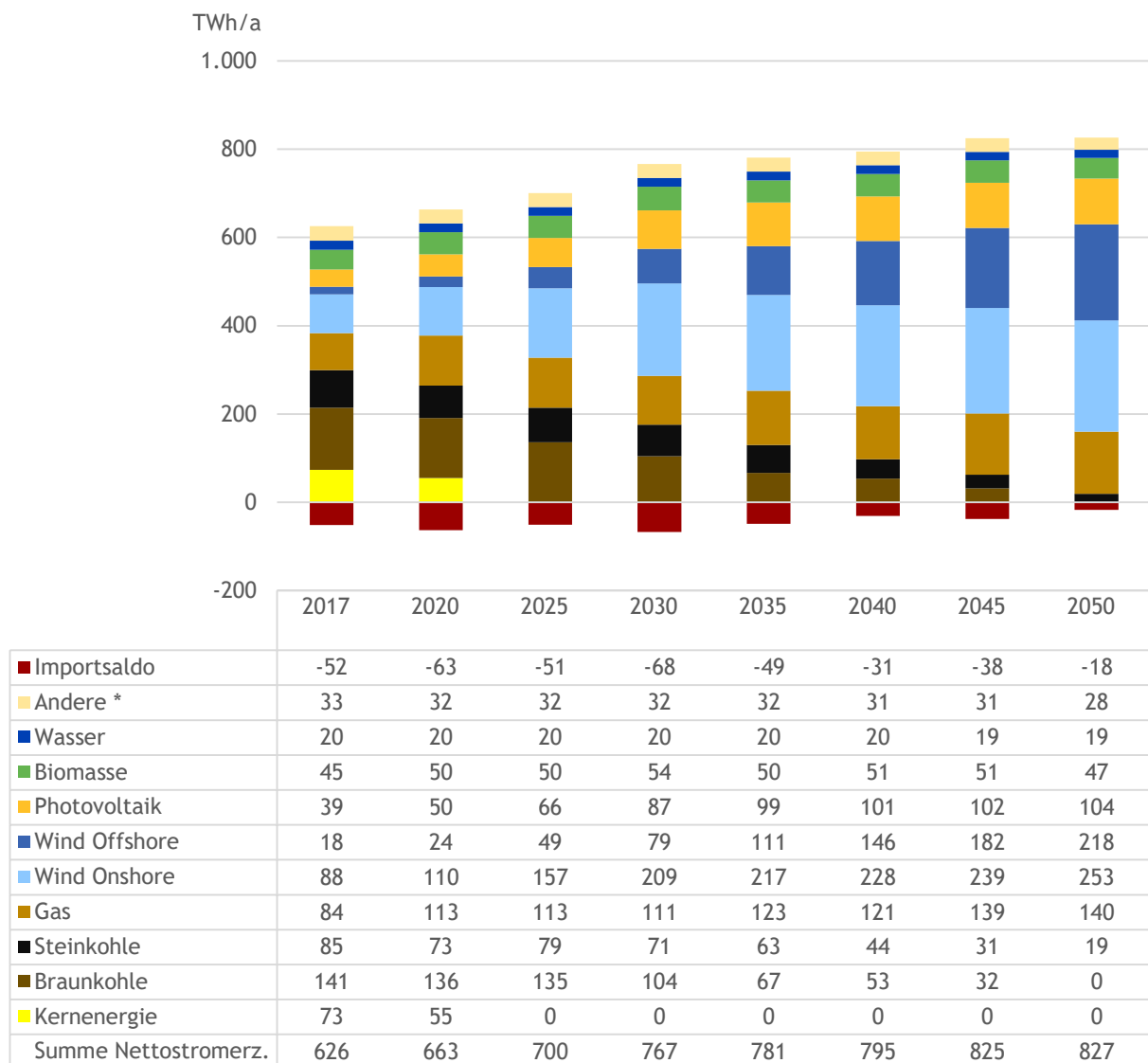
Die konventionelle Erzeugung in Stein- und Braunkohlekraftwerken sinkt bis 2025 geringfügig um rund 12 TWh/a. Dieser Rückgang wird durch steigende gasbasierte Erzeugung ersetzt. Ab 2030 sinken die erzeugten Strommengen aus Braun- und Steinkohlekraftwerken deutlich. Die Erzeugung aus Braunkohle geht zwischen 2030 und 2045 signifikant zurück, nach 2045 erfolgt keine Braunkohleverstromung. Auch bei der Steinkohleverstromung ist ein deutlicher Rückgang zu beobachten, jedoch werden auch in 2050 noch geringe Strommengen aus Steinkohleverstromung generiert. Dies ist auf den Betrieb effizienter KWK-Anlagen zurückzuführen. Dieser Rückgang wird nur teilweise durch die zwischen 2030 und 2050 um 26 % steigende Stromproduktion aus Gaskraftwerken kompensiert.

Analog zum Ausbau der installierten EE-Kapazitäten steigt die EE-Erzeugung in den Bereichen PV, Wind Onshore und Wind Offshore. Der Anteil der EE-Erzeugung steigt auf 65 % in 2030 und 80 % in 2050. Innerhalb der EE-Erzeugung dominiert im Zeitverlauf zunehmend die Erzeugung durch Windenergie. Sie deckt im Jahr 2050 mit 471 TWh/a 58 % der Stromnachfrage. Die Erzeugung aus Wasserkraft und Biomasse verbleiben auf dem aktuellen Niveau.

Weitere zentrale Treiber für die Entwicklung der Nettostromerzeugung und des Importsaldos sind die Entwicklung der deutschen Stromnachfrage, die insbesondere bis 2030 deutlich ansteigt, sowie der für 2022 beschlossene Kernenergieausstieg.

Weiterhin führt der Anstieg des CO₂-Preises dazu, dass sich ein Fuel Switch von Kohle zu Gas ab einem Preisniveau von rund 25 EUR/t einstellt. Dabei werden in der Merit-Order zuerst Steinkohlekraftwerke mit Wirkungsgraden kleiner 40 % von GuD-Kombikraftwerken mit Wirkungsgraden größer 60 % verdrängt. Bei Steinkohlekraftwerken mit Wirkungsgraden kleiner 45 % setzt die Substitution ab einem CO₂-Preis von 40 EUR/t ein. Zusätzlich werden ab diesem Preis Braunkohlekraftwerke mit einem Wirkungskreis kleiner 37 % durch moderne GuD-Kombikraftwerke verdrängt. Ab einem CO₂-Preis von 80 EUR sind offene Gasturbinen günstiger als viele Braun- und Steinkohlekraftwerke. Ab 2030 ist die Erzeugung in Braun- und Steinkohlekraftwerken daher zunehmend weniger wirtschaftlich und es kommt zu einem Anstieg der Gasverstromung.

Abbildung 11 zeigt die Nettostromerzeugung in Abhängigkeit der Erzeugungstechnologie. Darüber hinaus wird das Stromimportsaldo dargestellt.



* enthält 6 TWh Erzeugung aus Hausmüll, die der EE-Erzeugung zugerechnet werden.

ABBILDUNG 11: NETTOSTROMERZEUGUNG UND IMPORTSALDO IN DEUTSCHLAND IM REFERENZSZENARIO

Quelle: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BMWi (2018)

3.4 Treibhausgasemissionen und CO₂-Preise

Die Entwicklung der Stromerzeugung führt zu folgenden nationalen THG-Emissionen im Energiesektor. Da die Kohle- und Gaserzeugung bis 2025 nahezu konstant ist, fallen die THG-Emissionen in diesem Zeitraum kaum. Ab 2030 fallen die Emissionen aus der Verstromung von Braun- und Steinkohle kontinuierlich mit dem Rückgang der Kohleverstromung. Dennoch wird das sektorale Klimaziel 2030 mit einem Ausstoß von 261 Mio. t CO₂-Äq. deutlich verfehlt. Die Emissionen von Gaskraftwerken und sonstigen Energieträgern sind ab 2020 in etwa konstant.

Zentrale Treiber der Entwicklung der THG-Emissionen sind analog zur Entwicklung der Stromerzeugung in Kapitel 3.1.3 der Kernenergieausstieg, die EE-Ausbauziele, die Preisentwicklung im

EU ETS sowie der Anstieg der Stromnachfrage. Neben den im Modell abgebildeten Emissionen der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung umfasst der Energiesektor weitere Emissionen. Dabei handelt es sich um die Emissionen aus Mineralölraffinerien, aus der Herstellung von Brennstoffen, aus Pipelinetransport sowie um diffuse Emissionen aus Brennstoffen.³⁵

In Abbildung 12 sind die im deutschen Energiesektor anfallenden THG-Emissionen nach Erzeugungstechnologie dargestellt. Die Markierung in 2030 entspricht dem sektoralen Klimaziel.³⁶

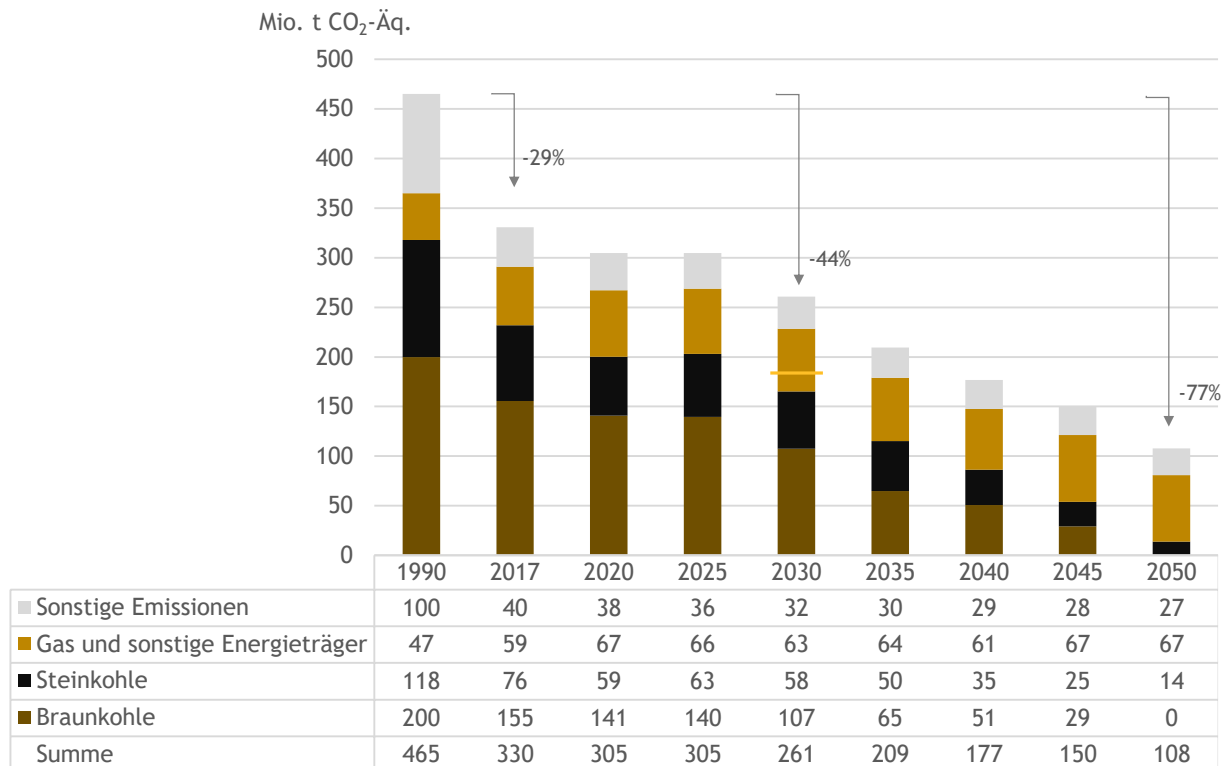


ABBILDUNG 12: THG-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN ENERGIESEKTOR IM REFERENZSZENARIO

Quelle: Eigene Berechnungen, historische Daten auf Basis von UBA (2018a), UBA (2018b), UBA (2018c), UBA (2018d) sowie DEHSt (2018a)

Ein wesentlicher Treiber für den im Referenzszenario beobachteten Wandel der nationalen Erzeugungsstruktur ist die CO₂-Preisentwicklung im EU ETS. Die (modellendogene) Entwicklung der CO₂-Preise in Abbildung 13 zeigt, dass die Preise unter Berücksichtigung der jüngsten EU ETS Reformen signifikant steigen. Eine ausführliche Beschreibung der Annahmen für den EU ETS findet sich in Kapitel 2.2.1.

³⁵ Analog zu Ökoinstitut (2017) setzen sich die Emissionen im Energiesektor aus den Emissionen der Kategorien 1.A.1 (Energiewirtschaft), 1.A.3e (Pipelinetransport) sowie 1.B (Diffuse Emissionen aus Brennstoffen) zusammen (UNFCC, 2018). Angelehnt an UBA (2016) wird ein Rückgang der sonstigen Emissionen, die nicht der Braunkohleproduktion zugeordnet werden können, um 16 % bis 2030 unterstellt. Nach 2030 bleiben diese Emissionen konstant. Die Emissionen, die der Braunkohleproduktion zugeordnet werden können (UBA, 2018c) sinken entsprechend der Braunkohleverstromung.

³⁶ Vgl. BMU (2016): Das sektorale Klimaziel für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 gibt einen maximalen Ausstoß von 175 - 183 Mio. t CO₂-Äq. vor und basiert auf dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung. Die Markierung entspricht dem mittleren Wert von 179 Mio. t CO₂-Äq.

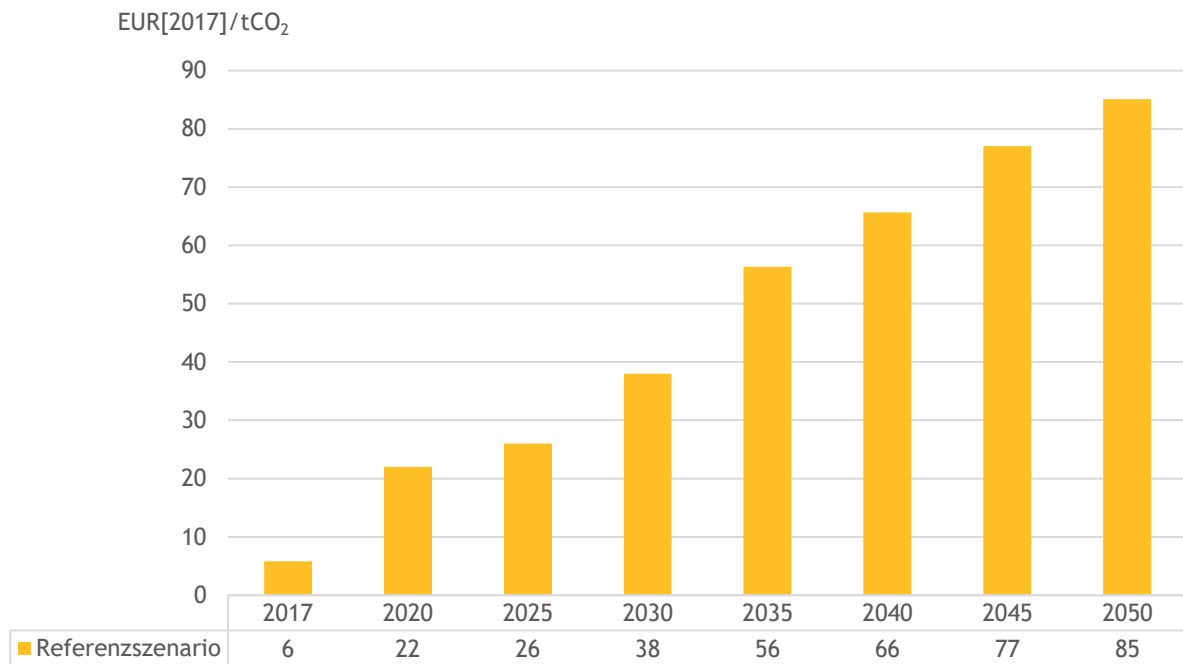


ABBILDUNG 13: PREIS FÜR EU ETS EMISSIONSZERTIFIKATE
 Quelle: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf EEX (2018)

3.5 Strompreise

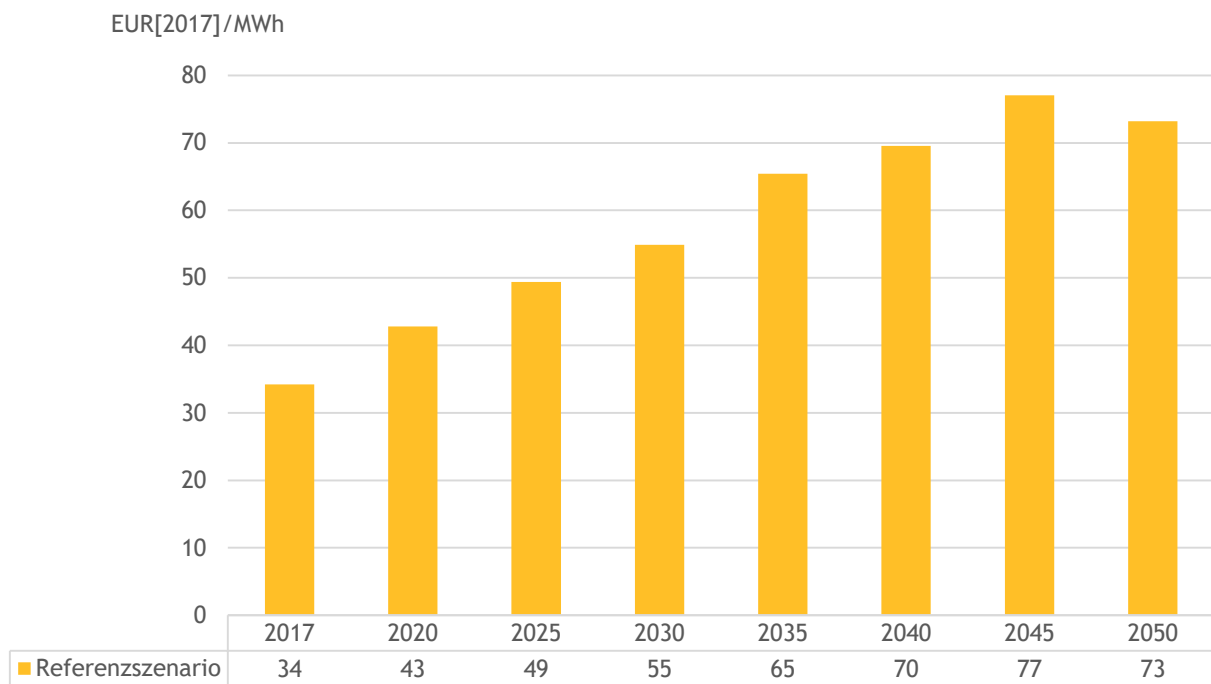
3.5.1 Großhandelsstrompreise

Der Anstieg des CO₂-Preises im EU ETS sowie die angenommene Steigerung der Gaspreise führen zu einem signifikanten Anstieg des Großhandelsstrompreises. Im Zeitverlauf steigen die Großhandelsstrompreise kontinuierlich von 34 EUR/MWh in 2017 auf bis zu 77 EUR/MWh in 2045 an.

Der zentrale Treiber der Entwicklung ist der steigende CO₂-Preis. Dieser erhöht die Grenzkosten konventioneller Kraftwerke und damit die preissetzenden Gebote in der Merit-Order.³⁷ Zusätzlich steigen die Brennstoffpreise, insbesondere für Gas. Da Gaskraftwerke bei zurückgehender Kohleverstromung zunehmend preissetzend sind, kommt es zu einem zusätzlichen Anstieg der Großhandelsstrompreise. Diese Entwicklungen resultieren in einem kontinuierlichen Preisanstieg bis 2045. Ab 2045 ist der Preis dann rückläufig. Dies ist auf die gestiegene EE-Erzeugung zurückzuführen, die tendenziell den Strompreis drückt. Der durchschnittliche Strompreis steigt nicht weiter an.

³⁷ Der Anstieg von CO₂-Preisen führt zudem dazu, dass die Merit-Order im vorwiegend preissetzenden Bereich flacher verläuft. Dies ergibt sich dadurch, dass es zu einer Annäherung der Grenzkosten von Braunkohlekraftwerken (niedrige Brennstoffkosten und hohe CO₂-Faktoren) und Gaskraftwerken (hohe Brennstoffkosten und geringe CO₂-Faktoren) kommt. Hierdurch sinken die Produzentenrenten konventioneller Kraftwerke. Die Höhe des Rückgangs der Produzentenrente und die Finanzierung dieser werden im Rahmen dieser Studie nicht untersucht.

Der Verlauf des durchschnittlichen Großhandelsstrompreises ist in Abbildung 14 dargestellt.



**ABBILDUNG 14: ENTWICKLUNG DES DEUTSCHEN GROSSEINDELSSTROMPREISES IM JAHRESMITTEL
IM REFERENZSZENARIO**

Quelle: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf ENTSO-E (2018)

Der deutsche Großhandelsstrompreis steigt im Vergleich zu den betrachteten europäischen Ländern bis 2030 überproportional stark an. Während der deutsche Preis 2020 niedriger ist als in den meisten Vergleichsländern, liegt er 2030 auf einem durchschnittlichen Niveau. Ein zentraler Treiber dieser Entwicklung ist der steigende CO₂-Preis, dieser wirkt sich aufgrund des hohen Anteils der Kohleverstromung in Deutschland zunächst stärker aus als in den Vergleichsländern. Darüber hinaus nähern sich die Strompreise in Europa aufgrund des Ausbaus von Interkonnektorkapazitäten bis 2040 insgesamt an. Ab 2040 werden konstante Grenzkuppelkapazitäten angenommen.³⁸ Gleichzeitig nimmt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen weiter zu. Dies führt dazu, dass Strompreise zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten wieder stärker divergieren. Der Großhandelsstrompreis in Deutschland liegt ab 2045 unter dem Preisniveau der europäischen Vergleichsländer. Der verstärkte EE-Ausbau in Deutschland reduziert den durchschnittlichen Strompreis.

Abbildung 15 setzt den deutschen Großhandelsstrompreis in Relation zum Großhandelsstrompreis anderer europäischer Länder.

³⁸ Während der geplante Ausbau von Interkonnektoren bis 2040 dem TYNDP (2018) zu entnehmen ist, lässt sich keine Aussage für den Ausbau in den Jahren nach 2040 machen.

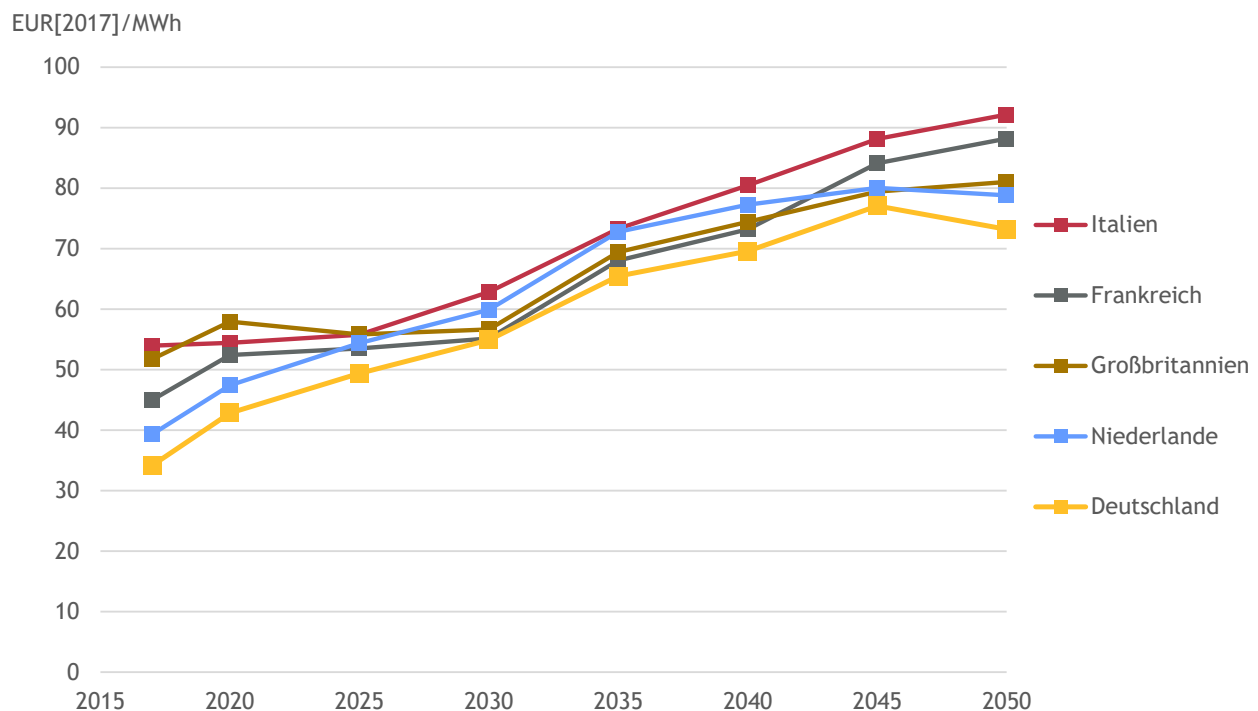


ABBILDUNG 15: GROSßHANDELSSTROMPREISE IN AUSGEWÄHLTEN EUROPÄISCHEN LÄNDERN IM REFERENZSZENARIO
Quelle: Eigene Abbildung

3.5.2 Kosten zur Finanzierung gesicherter Leistung

Zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit ist die Vorhaltung von ausreichender gesicherter Leistung notwendig. Mit steigendem Anteil Erneuerbarer Energien ist es möglich, dass zukünftig keine ausreichenden Finanzierungsanreize für die Errichtung der notwendigen Erzeugungskapazitäten bestehen. Für diesen Fall empfiehlt die WSB-Kommission die Prüfung eines systematischen Investitionsrahmens. Unsere Ergebnisse deuten darauf hin, dass sich Spitzenlastkraftwerke, in einem Markt ohne Knappheitspreise, nicht vollständig über die ermittelten Großhandelspreise refinanzieren können.³⁹ Für die Berechnung der Finanzierungslücke werden auf Basis der berechneten Strommarkterlöse sowie der Kosten für Kapital, Betrieb, CO₂-Zertifikate und Wartung die jährlichen Gewinne beziehungsweise Verluste der konventionellen Erzeugungsanlagen bestimmt. Da Wärmeerlöse von KWK-Kraftwerken stark variieren und somit nur schwer bestimmt werden können, werden KWK-Kraftwerke bei der Berechnung der Finanzierungslücke ausgenommen. Die Finanzierungslücke pro MWh entspricht der Finanzierungslücke geteilt durch den deutschen Stromverbrauch.

Die ermittelte Finanzierungslücke besteht ab dem Jahr 2020 und steigt bis 2040 auf einen Wert von 5 EUR/MWh. Abbildung 16 zeigt den zeitlichen Verlauf des Großhandelsstrompreises und der Finanzierungslücke.

³⁹ Abweichend von dieser Betrachtungsweise könnten zukünftig auch höhere Knappheitspreise erzielt werden, was in der gezeigten Abbildung zu höheren durchschnittlichen Großhandelspreisen sowie dem Wegfallen der Finanzierungslücke führen würde.

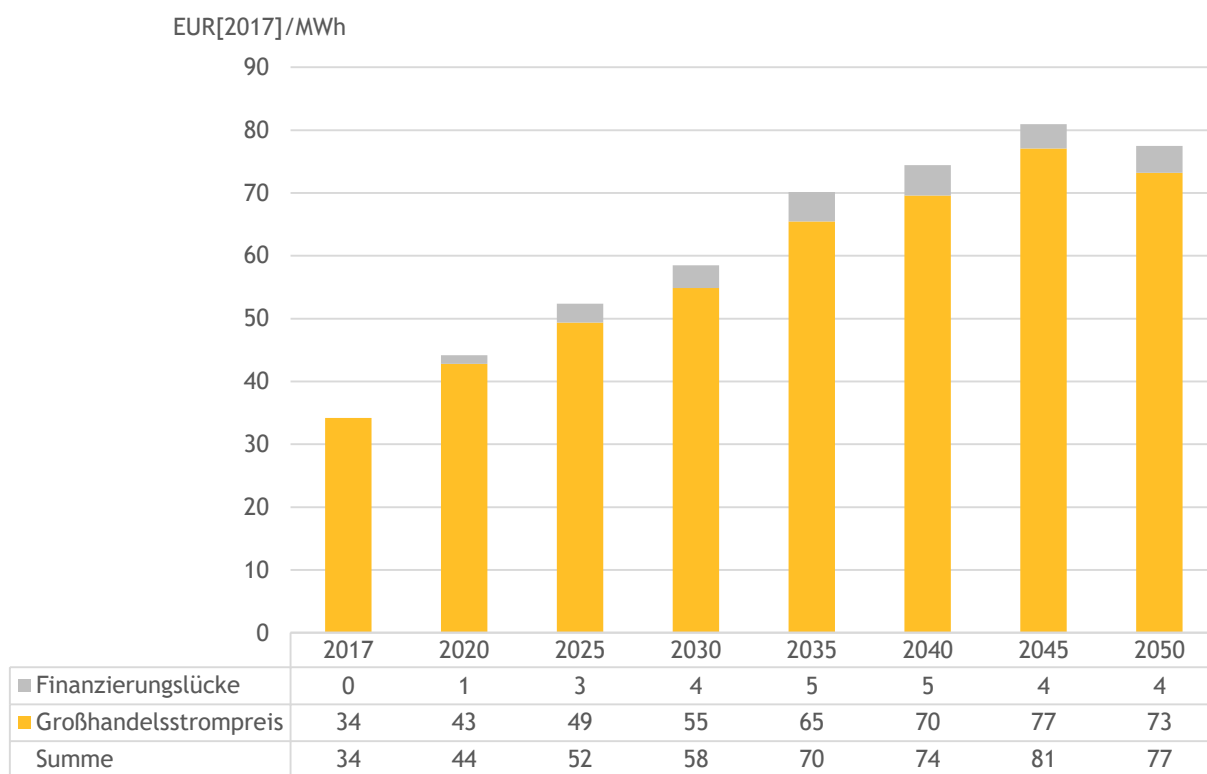


ABBILDUNG 16: GROSSEHANDELSSTROMPREIS UND FINANZIERUNGSLÜCKE IM REFERENZSZENARIO

Quelle: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf ENTSO-E (2018) und NETZ (2018b)

4 MODELLERGEBNISSE KOHLEAUSSTIEGSSZENARIO

4.1 Installierte Kapazität - Konventionelle Stromerzeugung

Der Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung wird durch zusätzliche Backup-Kapazitäten sowie Gaskraftwerke kompensiert.

Abbildung 17 zeigt die installierten konventionellen Kapazitäten im Kohleausstiegsszenario im zeitlichen Verlauf. Dabei wird zwischen den verschiedenen Brennstoffen sowie zwischen Kraftwerken die am Markt teilnehmen und Backup-Kapazitäten unterschieden. Im rechten Teil der Abbildung sind die Differenzwerte zwischen dem Referenzszenario und dem Kohleausstiegsszenario dargestellt. Ein positiver Wert entspricht einer höheren Kapazität als im Referenzszenario, ein negativer Wert entspricht einer niedrigeren.

Die installierte Kapazität der Kohlekraftwerke entspricht den in Kapitel 2.1.2 beschriebenen Annahmen. Entsprechend des Abschlussberichtes der WSB-Kommission wird die Leistung der Kohlekraftwerke im Markt bis 2030 auf maximal 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle verringert. 2038 gehen die letzten Kohlekraftwerke aus dem Markt. In der Deltabetrachtung zeigt sich, dass die stillgelegten Braun- und Steinkohlkapazitäten bis 2030 überwiegend durch zusätzliche Backup-Kapazitäten kompensiert werden.⁴⁰ Neben Backup-Kapazitäten werden im Vergleich zum Referenzszenario zudem zusätzliche Gaskraftwerke zugebaut, die teilweise die Stromproduktion kompensieren.

Im Kohleausstiegsszenario steigt der Backupbedarf zwischen 2020 und 2025 um 22 GW. Hiervon fallen bis 2023 bereits 17 GW an. Dies ergibt sich durch den Kernenergieausstieg und der Reduzierung der Kohlekapazitäten auf 30 GW bis Ende 2022. Zwischen 2020 und 2023 ist deshalb ein jährlicher Ausbau der Backup-Kapazitäten von rund 5,5 GW (entspricht ungefähr 18 offenen Gasturbinen mit je 300 MW Kapazität) notwendig. Werden Steinkohlekraftwerkskapazitäten die nicht mehr am Markt teilnehmen in die Reserve überführt, reduziert sich der notwendige Zubau bis 2023 um 25 % bzw. bis 2025 um 30 %.

⁴⁰ Als Backup für die gesicherte Leistung im Spitzenlastfall können beispielsweise einfache Gasturbinen (ohne Nutzung der Abwärme in einem nachgelagerten Dampfpzess), Dieselgeneratoren, Speicher, DSM oder - für kurzfristige Spitzen - Batteriespeicher genutzt werden. Darüber hinaus könnten auch Teile der Steinkohlekraftwerkskapazitäten die nicht mehr am Markt teilnehmen als Backup-Kapazitäten genutzt werden.

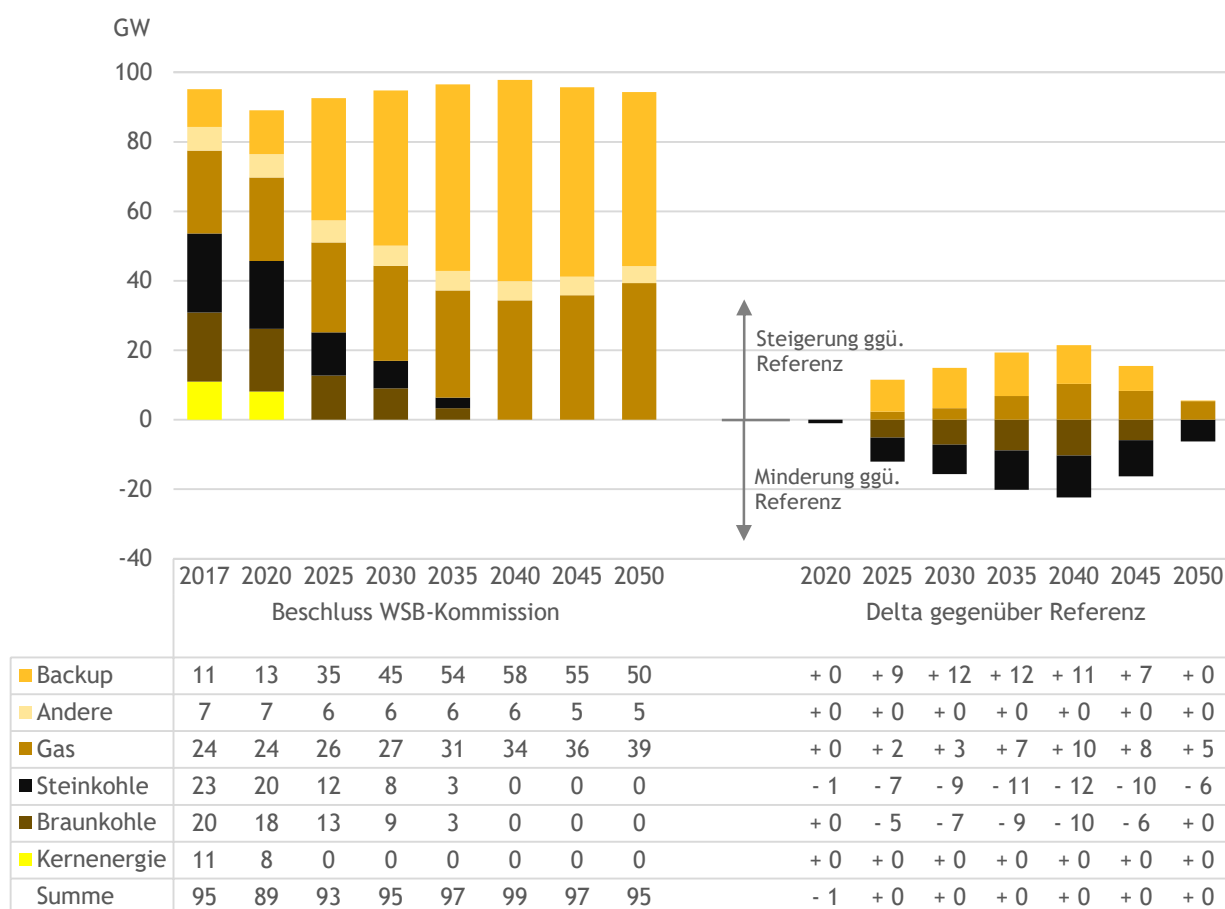


ABBILDUNG 17: KAPAZITÄTSENTWICKLUNG KONVENTIONELLE KRAFTWERKE IM KOHLEAUSSTIEGSSZENARIO

Quelle: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf Abschlussbericht (2019), BNetzA (2017), BNetzA (2018a) und BNetzA (2018b)

4.2 Installierte Kapazität - Erneuerbare Energien

Der Ausbau erneuerbarer Energien im Zuge des Kohleausstiegs ist identisch zum Ausbaupfad im Referenzszenario.

Bereits im Referenzszenario wird im Jahr 2030 ein Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Stromnachfrage von 65 % unterstellt.⁴¹ Dieses Ziel wird im Kohleausstiegsszenario entsprechend ohne zusätzlichen Zubau von EE-Anlagen erreicht. Der angenommene Kohleausstiegspfad führt in erster Linie zu einem Rückgang der gesicherten Kapazität. Da der Beitrag zur gesicherten Leistung von EE-Anlagen als gering angenommen wird, kommt es im Kohleausstiegsszenario nicht zu einem verstärkten Zubau von EE-Anlagen.⁴²

⁴¹ Vgl. Koalitionsvertrag (2018): Das Ziel ist Teil des Koalitionsvertrages, allerdings gibt es noch keine Bezugsgröße für die festgelegte Prozentzahl. Hier wird das Ziel auf den Nettostromverbrauch inkl. Leitungsverlusten bezogen.

⁴² Es wird angenommen, dass Windenergieanlagen mit 5 % der installierten Kapazität zur gesicherten Leistung beitragen, während Photovoltaik-Anlagen keinen Beitrag leisten.

Abbildung 18 zeigt die Entwicklung der in Deutschland installierten EE-Kapazitäten. Im rechten Teil der Abbildung sind die Differenzwerte zwischen dem Referenzszenario und dem Kohleausstiegsszenario dargestellt.

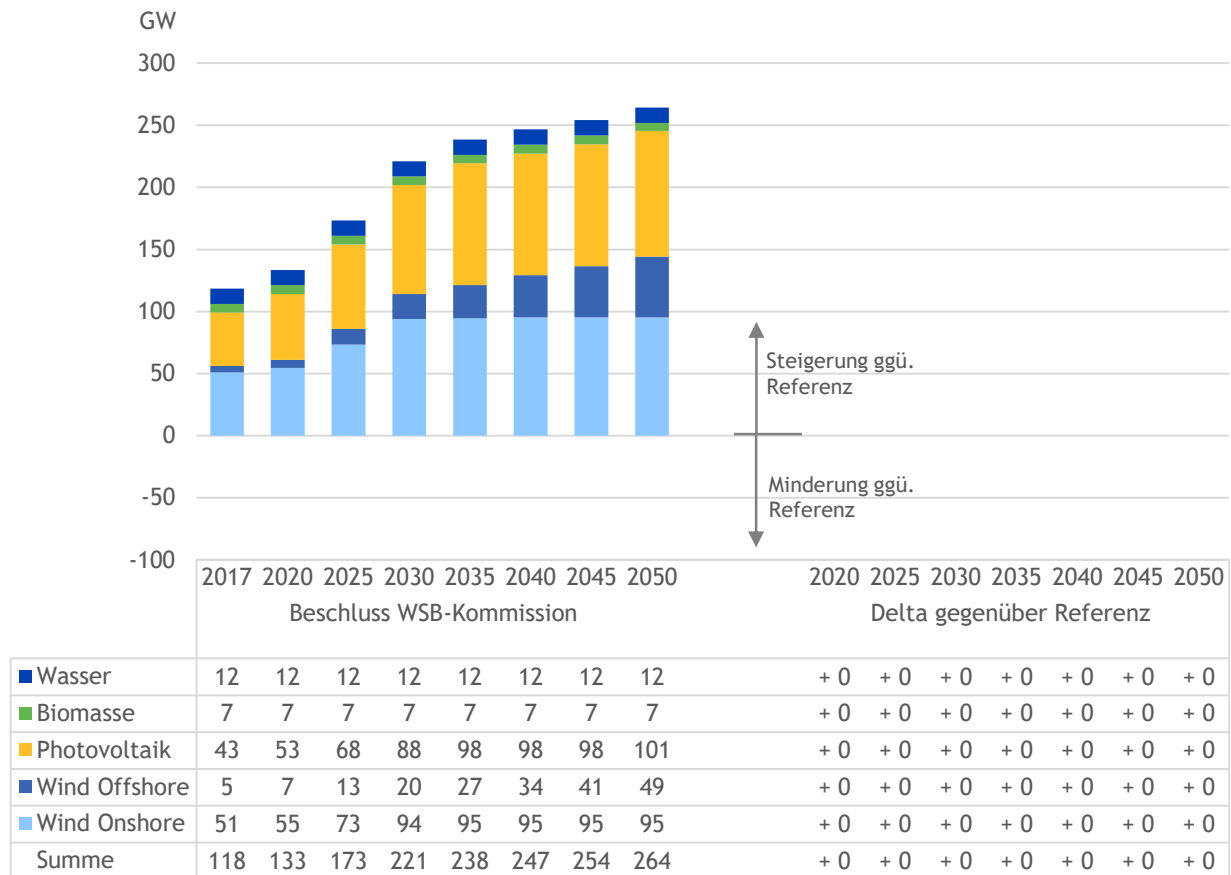


ABBILDUNG 18: KAPAZITÄTSENTWICKLUNG ERNEUERBARE ENERGIEN IM KOHLEAUSSTIEGSSZENARIO

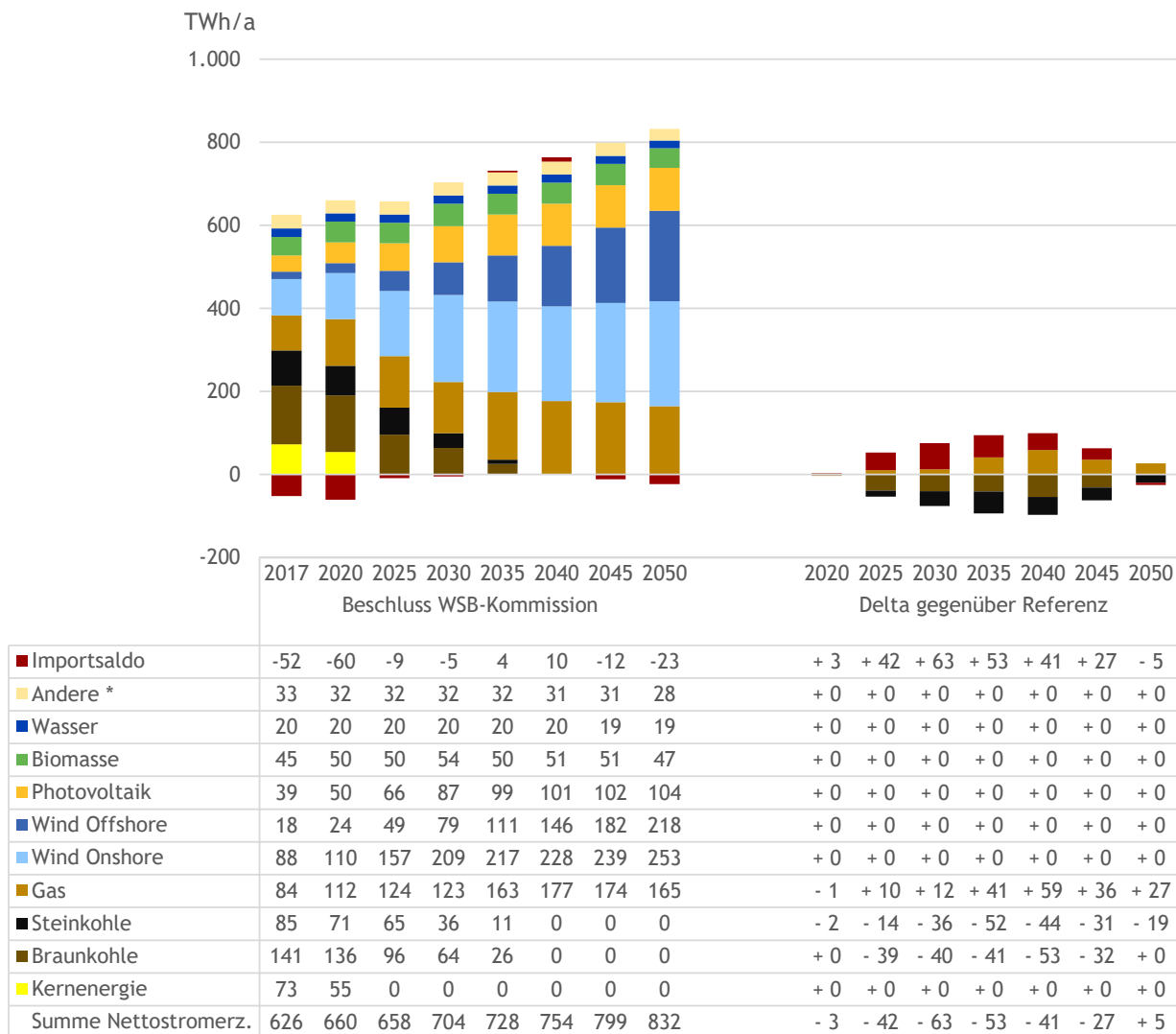
Quelle: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BMWi (2018)

4.3 Stromerzeugung und Außenhandel

Die durch den Kohleausstieg abnehmende Verstromung von Braun- und Steinkohle wird durch Stromimporte sowie durch eine Zunahme der Erzeugung in Gaskraftwerken kompensiert.

Entsprechend des angenommenen Ausstiegspfades wird die Braun- und Steinkohleverstromung kontinuierlich reduziert und läuft zum Jahr 2038 aus. Gleichzeitig geht 2022 das letzte Kernkraftwerk vom Netz. In der Folge ist das Importsaldo zwischen 2025 und 2040 nahezu ausgeglichen. Einzig in den Jahren 2035 und 2040 wird im Jahresmittel in geringem Maße mehr Strom importiert als exportiert. In Bezug auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gibt es, analog zur installierten Kapazität der EE-Anlagen, keine Unterschiede zwischen dem Referenzszenario und dem Kohleausstiegsszenario.

Abbildung 19 zeigt die Nettostromerzeugung der Erzeugungstechnologien. Darüber hinaus wird das Stromimportsaldo dargestellt. Im rechten Teil der Abbildung sind die Differenzwerte zwischen dem Referenzszenario und dem Kohleausstiegsszenario dargestellt.



* enthält 6 TWh Erzeugung aus Hausmüll, die der EE-Erzeugung zugerechnet werden.

ABBILDUNG 19: NETTOSTROMERZEUGUNG UND IMPORTSALDO IN DEUTSCHLAND IM KOHLEAUSSTIEGSSZENARIO

Quelle: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BMWi (2018)

4.4 Treibhausgasemissionen und CO₂-Preise

Der Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung führt dazu, dass die nationalen THG-Emissionen im Energiesektor im Vergleich zum Referenzszenario zurückgehen. Im Jahr 2030 werden im gesamten Energiesektor noch 189 Mio. t CO₂-Äq. emittiert, das entspricht einer Minderung von ca. 27 % im Vergleich zum Referenzszenario. Das sektorale Klimaziel der Energiewirtschaft kann dementsprechend durch die Einsparung weiterer 10 Mio. t CO₂-Äq., etwa durch das von der WSB-Kommission beschlossene Innovationprojekt oder den Beschluss weiterer Maßnahmen im Zuge der

Überprüfung in den Jahren 2023 und 2026 erreicht werden.⁴³ Aufgrund der CO₂-Preisentwicklung im EU ETS sinken die Emissionen bis 2050 auf 102 Mio. t CO₂-Äq.

Die Emissionen aus Braun- und Steinkohlekraftwerken sinken entsprechend des unterstellten Ausstiegspfades bis 2038 auf null. Im betrachteten Szenario fallen zusätzliche Emissionen durch die Zunahme der Erzeugung in Gaskraftwerken an. Die Entwicklung der sonstigen Emissionen⁴⁴ ist annahmegemäß weitgehend identisch zum Referenzszenario. Lediglich die Emissionen die der Braunkohleproduktion zugeordnet werden können, sinken aufgrund des frühzeitigen Rückgangs der Braunkohleverstromung bis 2035 im Vergleich zum Referenzszenario.

In Abbildung 20 sind die im deutschen Energiesektor anfallenden THG-Emissionen nach Erzeugungstechnologie dargestellt. Die Markierung im Jahr 2030 entspricht dem sektoralen Klimaziel der Energiewirtschaft.⁴⁵ Im rechten Teil der Abbildung sind die Differenzwerte zwischen dem Referenzszenario und dem Kohleausstiegsszenario dargestellt.

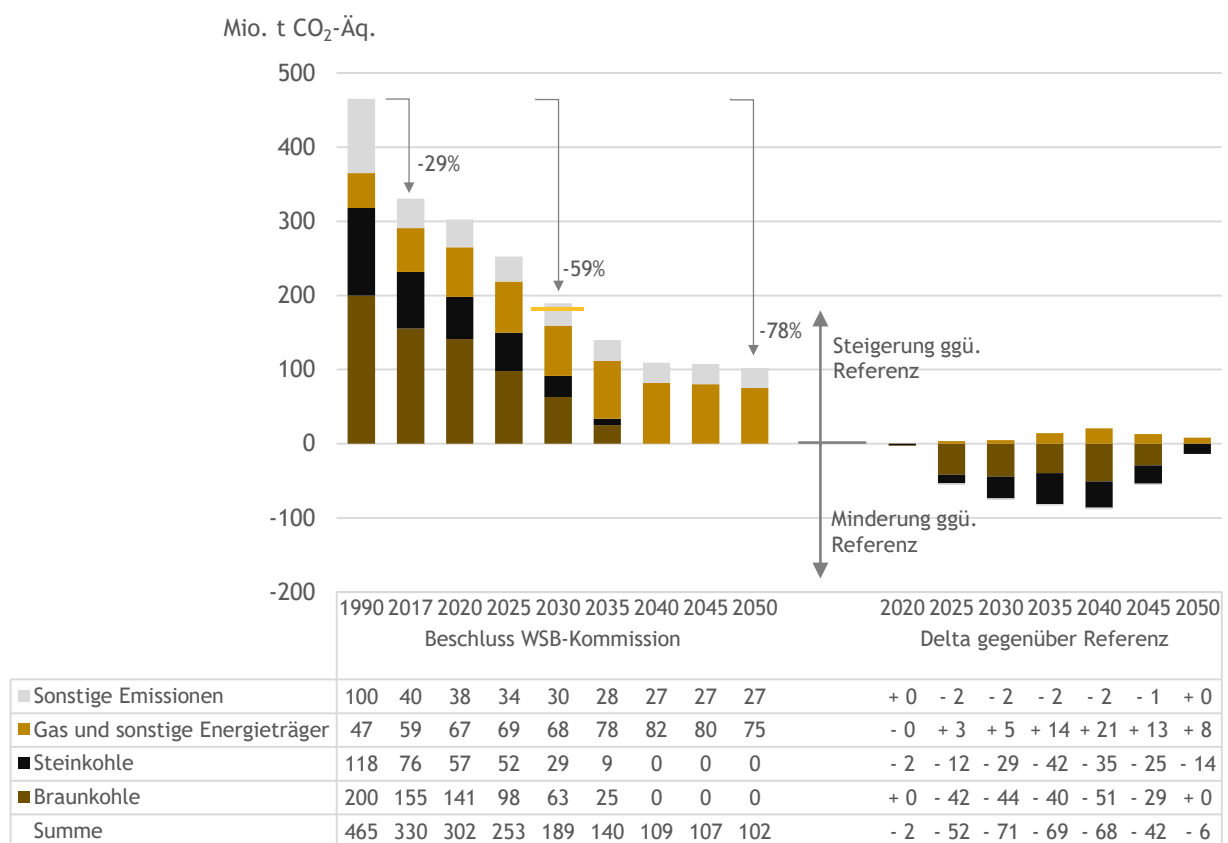


ABBILDUNG 20: THG-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN ENERGIESEKTOR IM KOHLEAUSSTIEGSSZENARIO

Quelle: Eigene Berechnungen, historische Daten auf Basis von UBA (2018a), UBA (2018b), UBA (2018c), UBA (2018d) sowie DEHSt (2018a)

⁴³ Im Abschlussbericht (2019) wird auf ein Innovationsprojekt Bezug genommen, dass ab dem Jahr 2025 ca. 10 Mio. t CO₂-Äq. einsparen soll. Alternativ wären z. B. eine Senkung der Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke oder weitere Kraftwerkstilllegungen denkbar.

⁴⁴ Neben den im Modell abgebildeten Emissionen der öffentlichen Strom und Wärmeerzeugung umfasst der Energiesektor weitere Emissionen. Dabei handelt es sich um Emissionen aus Mineralölraffinerien, aus der Herstellung von Brennstoffen, aus Pipelinetransport sowie um diffuse Emissionen aus Brennstoffen.

⁴⁵ Die Markierung entspricht dem Wert von 179 Mio. t CO₂-Äq..

Durch den beschleunigten Ausstieg aus der Kohleverstromung werden in Deutschland bis zum Jahr 2050 insgesamt 1.541 Mio. t CO₂-Äq. eingespart. Dies entspricht einer Reduzierung um ca. 20 % der insgesamt bis 2050 ausgestoßenen Emissionen in der Energiewirtschaft im Vergleich zum Referenzszenario. Die Nettostillegung der Zertifikate und damit die gesamteuropäische Einsparung im EU ETS beläuft sich auf 1.028 Mio. t CO₂-Äq. Der Differenzbetrag entspricht den Emissionen, die im europäischen Ausland emittiert werden um den Wegfall der Kohleverstromung mithilfe von konventionellen Kraftwerken zu kompensieren.

Abbildung 21 zeigt die Entwicklung der kumulierten THG-Emissionen im deutschen Stromsektor bis zum Jahr 2050. Die schraffierte Fläche entspricht den Emissionen die durch den veränderten Erzeugungsmix zusätzlich im Ausland emittiert werden.

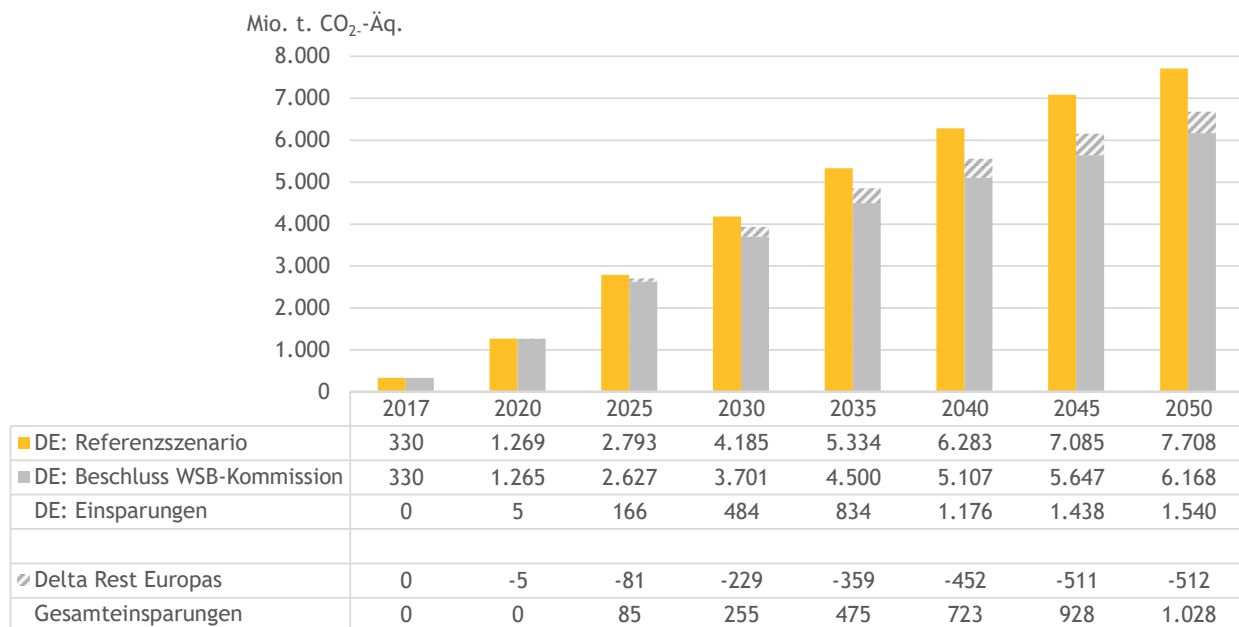


ABBILDUNG 21: ENTWICKLUNG DER KUMULIERTEN THG-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN ENERGIESEKTOR

Quelle: Eigene Berechnungen, historische Daten auf Basis von UBA (2018b), UBA (2018c), UBA (2018d) sowie DEHSt (2018a)

Durch die Stilllegung der Zertifikatsmengen die im Referenzfall zur Kohleverstromung aufgewandt worden wären, abzüglich der Zertifikate die zur Kompensation der Strommengen der Kraftwerke aufgewandt werden müssen, verändert sich der CO₂-Preis zwischen Referenzszenario und Kohleausstiegsszenario nicht.

4.5 Strompreise

4.5.1 Großhandelsstrompreise

Der Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung führt im Vergleich zum Referenzszenario zu höheren Großhandelsstrompreisen, vor allem in den Jahren 2025 bis 2040.

Der Wegfall der Kohleverstromung wird durch Erzeugung in Gaskraftwerken mit höheren Brennstoffkosten und durch teurere Stromimporte kompensiert. Zwischen 2025 und 2035 liegen die Großhandelsstrompreise daher im Kohleausstiegsszenario höher als im Referenzszenario. Die größte Differenz ergibt sich im Jahr 2030 mit 3,3 EUR/MWh. Diese Preiserhöhung entspricht einem Anstieg von ca. 6 % ggü. dem Referenzszenario.

Die Entwicklung des Großhandelsstrompreises im Kohleausstiegsszenario und in der Referenzentwicklung ist in Abbildung 22 dargestellt.

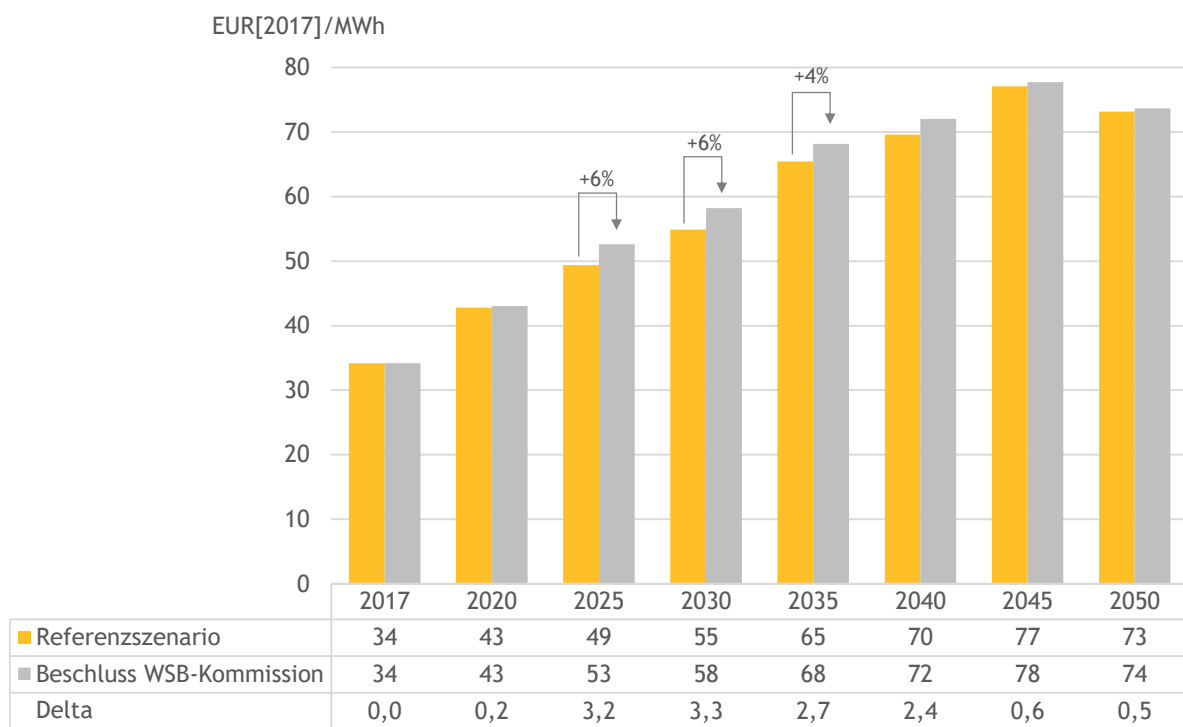


ABBILDUNG 22: ENTWICKLUNG DES DEUTSCHEN GROSßHANDELSSTROMPREISES IM JAHRESMITTEL

IM KOHLEAUSSTIEGSSZENARIO

Quelle: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf ENTSO-E (2018)

Europaweit kommt es im Vergleich zur Referenzentwicklung zu einem geringfügigen Anstieg der Strompreise. Die deutschen Preise steigen durch den forcierten Kohleausstieg jedoch überdurchschnittlich. Ab 2045 unterscheiden sich die Strompreise im untersuchten Szenario nur geringfügig von der Referenzentwicklung.

Abbildung 23 setzt den deutschen Großhandelsstrompreis in Relation zum Großhandelsstrompreis anderer europäischer Länder.

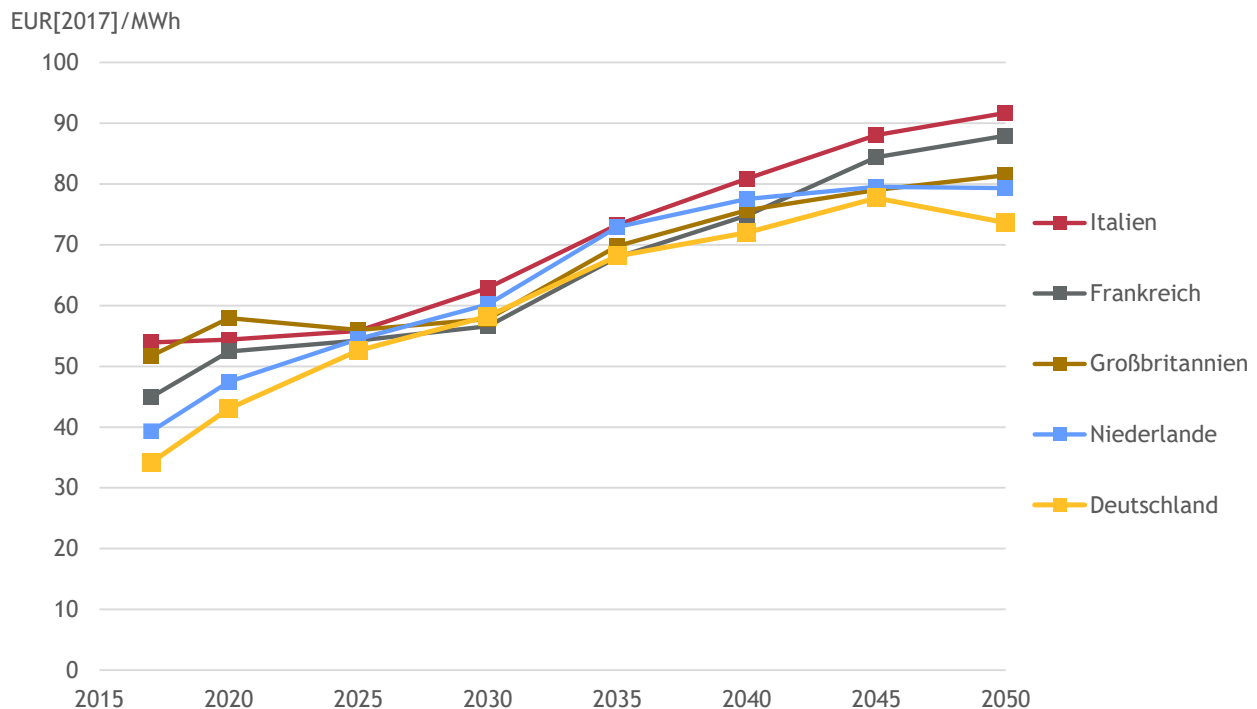


ABBILDUNG 23: GROSSEINHANDLSSTROMPREISE IN AUSGEWÄHLTEN EUROPÄISCHEN LÄNDERN IM KOHLEAUSSTIEGSSZENARIO
 Quelle: Eigene Abbildung

4.5.2 Kosten zur Finanzierung gesicherter Leistung

Wie im Referenzszenario können sich Spitzenlastkraftwerke, in einem Markt ohne Knappheitspreise, nicht vollständig finanzieren. Bezogen auf eine MWh der deutschen Stromnachfrage ist die Finanzierungslücke in den Jahren 2025 bis 2040 rund 1,0 bis 1,5 EUR/MWh größer als im Referenzszenario. Dies ist die Folge des zusätzlichen Bedarfs an Backup Kapazitäten (z. B. offenen Gasturbinen), die sich nicht am Markt finanzieren.

Abbildung 24 zeigt den zeitlichen Verlauf des Großhandelsstrompreises und der Finanzierungslücke im Vergleich zwischen Referenzszenario und Kohleausstiegsszenario.

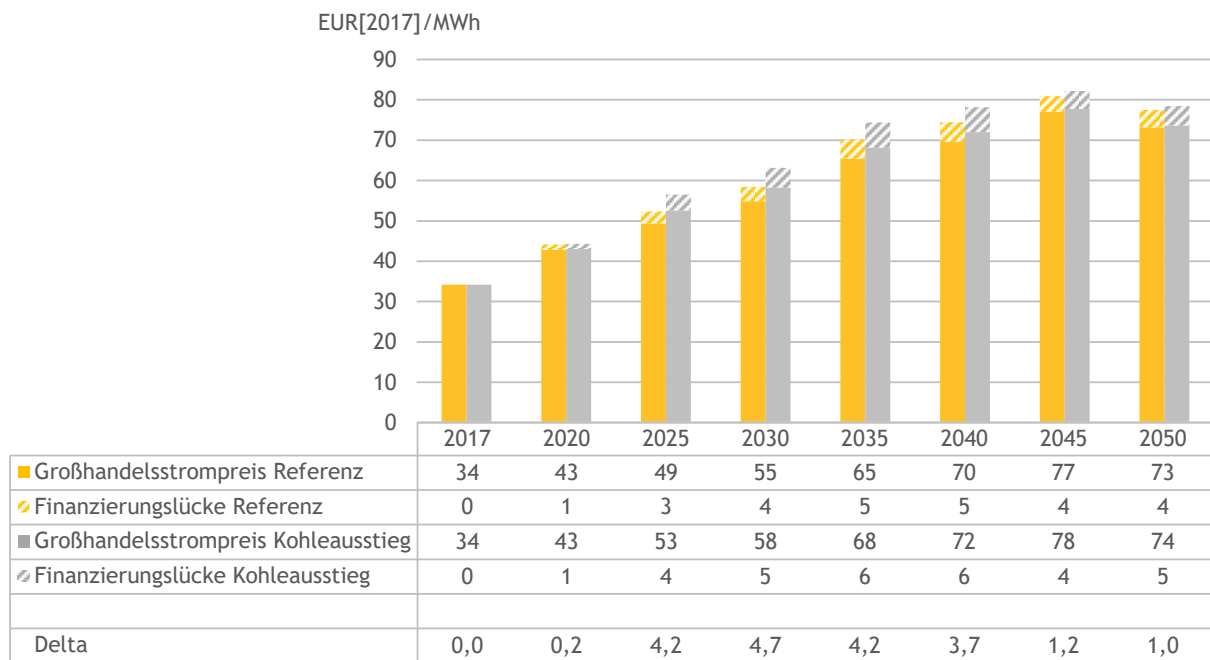


ABBILDUNG 24: GROSßHANDELSSTROMPREIS UND FINANZIERUNGSLÜCKE IM KOHLEAUSSTIEGSZENARIO

Quelle: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf ENTSO-E (2018) und NETZ (2018b)

TEIL B: INDUSTRIESTROMPREISE UND KOMPENSATIONEN

5 BRANCHENANALYSE UND INDUSTRIESTROMPREISE

5.1 Methodik

Um die wirtschaftliche Relevanz von Strompreisen in unterschiedlichen Industriezweigen einordnen zu können, erfolgt zunächst eine Analyse der Stromkosten der jeweiligen Produktionsprozesse. Die Belastung unterschiedlicher Branchen und Unternehmen durch Stromkosten sollte jedoch nicht losgelöst von der wirtschaftlichen Tätigkeit bewertet werden, da ansonsten der Produktionswert und Output bei der Beurteilung vernachlässigt würde.

Für die einzelnen Wirtschaftszweige wird zunächst die Stromkostenintensität ermittelt. Mithilfe dieser Kennzahl lässt sich der Effekt von Strompreiserhöhungen auf Unternehmen der einzelnen Branchen einordnen. Eine hohe Stromkostenintensität hat - trotz steigender Strompreise - nicht zwangsläufig signifikante Auswirkungen auf Industrieunternehmen. Beispielsweise können einige Unternehmen, die nicht in besonderem Maße im internationalen Wettbewerb stehen, eine Erhöhung der Strom- bzw. Produktionskosten an ihre Kunden weitergeben. Um ein vollständiges Bild zu erhalten wird daher zusätzlich die internationale Wettbewerbsintensität der einzelnen Branchen betrachtet. Darüber hinaus werden weitere Kennzahlen erhoben, die als Indikation für die Bedeutung einzelner Branchen für den Wirtschaftsstandort Deutschland herangezogen werden können. Beispielsweise der Beitrag der Branche zur Bruttowertschöpfung⁴⁶ (BWS) oder die Anzahl der Arbeitsplätze im Industriezweig.

Basierend auf dieser Analyse werden Industriezweige identifiziert, die besonders von möglichen Strompreissteigerungen betroffen wären. Dabei handelt es sich um die Branchen, die sowohl eine hohe Stromkostenintensität als auch eine hohe Handelsintensität aufweisen. Für diese Branchen werden dann exemplarische Unternehmen bzw. Prozesse definiert. Die Strompreise für diese Unternehmen, deren Zusammensetzung aus Beschaffungspreisen und administrativen Preisbestandteilen besteht, werden mit den Strompreisen in anderen Ländern verglichen.

Auf Basis der Ergebnisse des Referenzszenarios (vgl. Kapitel 3), des Kohleausstiegsszenarios (vgl. Kapitel 4) sowie öffentlich verfügbaren Quellen werden die Veränderungen der Großhandelsstrompreise in ausgewählten Ländern abgeschätzt und gegenübergestellt. Abbildung 25 zeigt das Vorgehen schematisch.

⁴⁶ Die BWS umfasst die insgesamt produzierten Güter und Dienstleistungen zu den am Markt erzielten Preisen, nach Abzug sämtlicher Vorleistungen. Die BWS ist somit der Wert, der den Vorleistungen durch Bearbeitung hinzugefügt worden ist. Vgl. Destatis (2009).

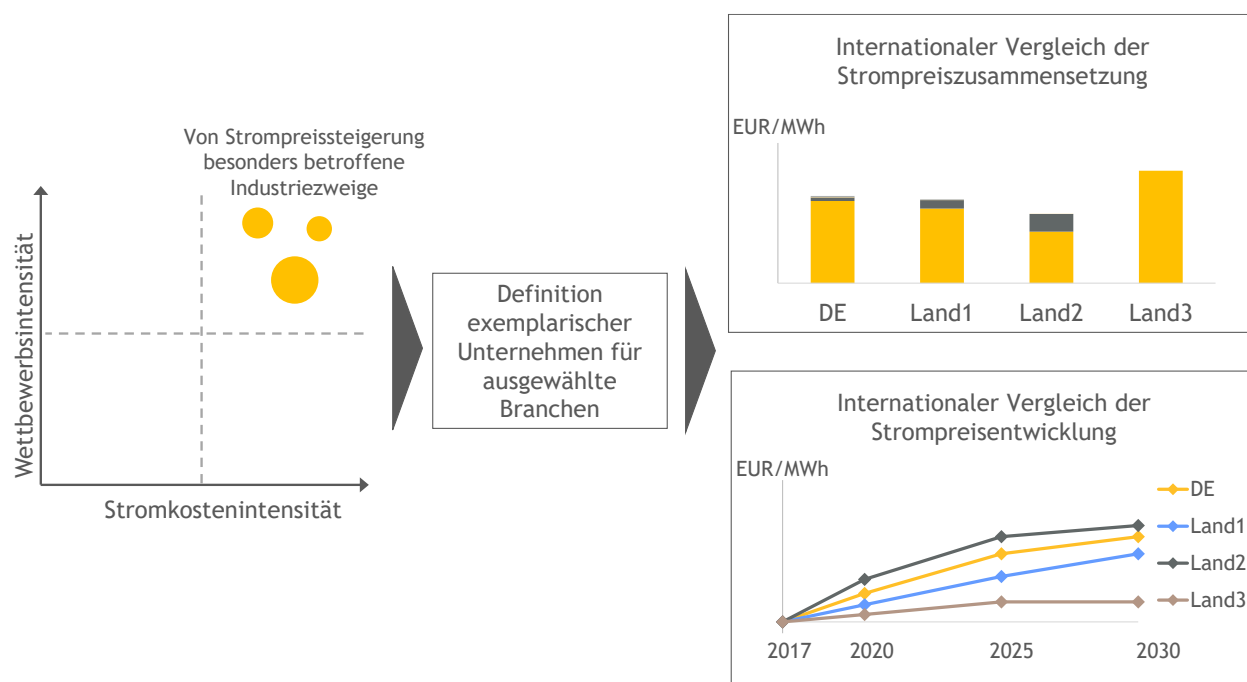


ABBILDUNG 25: EINORDNUNG DER BRANCHEN UND STROMPREISVERGLEICH

Quelle: Eigene Darstellung

Die Branchen werden entlang der Klassifikation der Wirtschaftszweige des statistischen Bundesamtes von 2008 (WZ 2008) analysiert.⁴⁷ Ausgewählte Industriezweige werden auf Ebene der Zweistellerkategorien ausgewertet, während andere Branchen auf Basis tieferer Gliederungsebenen definiert werden. Die Herstellung chemischer Erzeugnisse (Zweistellerebene: WZ08 20) beispielsweise umfasst die Herstellung von Industriegasen ebenso wie die Herstellung von Chemiefasern. Die im Zuge der Untersuchung ermittelten Kennzahlen (z. B. die Stromkostenintensität oder Handelsintensität) für diesen Industriezweig sind Mittelwerte über alle Unternehmen der Branche und heterogene Industrieprozesse. Die Betrachtung auf dieser aggregierten Gliederungsebene erlaubt allerdings eine umfassendere Einordnung der heterogenen Branche. Dem gegenüber sind die Kennzahlen für die Herstellung von Zement (Vierstellerebene: WZ08 2351) Mittelwerte über alle Unternehmen, die Zement herstellen und über die spezifischen Prozesse der Zementherstellung. Das bedeutet, dass die Kennzahlen für tiefere Gliederungsebenen eine höhere Aussagekraft in Bezug auf einzelne Prozesse haben. Die Betrachtung auf tiefer Gliederungsebene bietet sich für Betrachtung von Branchen mit homogenen Prozessen an.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die betrachteten Industriezweige und die im Zuge dieser Studie verwendete Definition der WZ 2008.

⁴⁷ Vgl. Destatis (2008).

TABELLE 2: BETRACHTETE BRANCHEN

Gewählte Definition nach WZ 2008	
WZ08-2410	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen
WZ08-2442	Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium
WZ08-2444	Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer
WZ08-20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen
WZ08-1712	Herstellung von Papier, Karton und Pappe
WZ08-2351	Herstellung von Zement
WZ08-13	Herstellung von Textilien
WZ08-27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen
WZ08-28	Maschinenbau
WZ08-29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen

Quelle: Destatis (2008)

Die Stromkostenintensität ist in Anlehnung an die Bestimmungen zur besonderen Ausgleichsregelung im EEG als das Verhältnis der Stromkosten zur BWS definiert (1).⁴⁸

$$\text{Stromkostenintensität} = \frac{\text{Stromkosten}}{\text{Bruttowertschöpfung}} \quad (1)$$

Im EEG werden Unternehmen bestimmter Branchen ab einer Stromkostenintensität von über 14 %⁴⁹ bzw. 20 %⁵⁰ als abwanderungsgefährdet definiert.⁵¹ Diese können bei Vorliegen bestimmter weiterer Voraussetzungen einen Antrag auf Begrenzung der EEG-Umlage beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle stellen. Dieser Grenzwert lässt sich auf die Betrachtung von Industriezweigen übertragen. Allerdings handelt es sich bei der Stromkostenintensität auf Branchenebene um einen Mittelwert über verschiedene, teils heterogene Unternehmen. Daher sollten auch Stromkostenintensitäten unterhalb dieses Grenzwertes kritisch betrachtet werden.

Für die Berechnung wird auf Daten des statistischen Bundesamtes zurückgegriffen. Aufgrund der aktuellen Datenlage wird die Stromkostenintensität im Jahr 2016 analysiert. Das statistische Bun-

⁴⁸ Vgl. EEG (2017) §64 Abs. 6.

⁴⁹ Sofern Unternehmen auf Liste 1 der Anlage 4 zum EEG aufgeführt ist.

⁵⁰ Sofern Unternehmen auf Liste 2 der Anlage 4 zum EEG aufgeführt ist.

⁵¹ Vgl. EEG (2017) §64 Abs. 1.

desamt veröffentlicht jährliche Daten zur BWS sowie zum Energieverbrauch der einzelnen Wirtschaftszweige.⁵² Daten für die Stromkosten einzelner Wirtschaftszweige liegen für das Jahr 2014 vor und werden für das Jahr 2016 extrapoliert.⁵³

Bei der Stromkostenintensität handelt es sich entsprechend der Berechnungsmethodik um eine gemittelte Hochrechnung über alle Unternehmen die dem jeweiligen Industriezweig zugeordnet sind. Die Interpretation der Werte muss daher vor dem Hintergrund der heterogenen Unternehmen und Prozesse erfolgen. Um eine weitergehende Einordnung der Stromkostenintensität vornehmen zu können, werden daher für einzelne stromintensive Industriezweige Stromkosten als Anteil der Produktionskosten spezifischer Produkte ausgewiesen.

Die Industriezweige werden des Weiteren im Hinblick auf den internationalen Wettbewerbsdruck analysiert. Dazu werden neben qualitativen Untersuchungen verschiedene Kennzahlen herangezogen, wie die Exportquote und die Handelsintensität. Die Exportquote ist definiert als das Verhältnis des Auslandsumsatzes zum Umsatz der Branche. Die Daten liegen für das Jahr 2017 vor. Die Handelsintensität wird in Anlehnung an die Richtlinie zum EU ETS als das Verhältnis des Gesamtwertes der Ausfuhren zuzüglich des Wertes der Einfuhren zur Gesamtgröße des Marktes (jährlicher Umsatz plus Gesamteinfuhren) definiert (2).⁵⁴

$$\text{Handelsintensität} = \frac{\text{Ausfuhren} + \text{Einfuhren}}{\text{Umsatz} + \text{Einfuhren}} \quad (2)$$

In der Richtlinie zum EU ETS werden Sektoren als einem erheblichen Abwanderungsrisiko ausgesetzt definiert, wenn die Handelsintensität gegenüber Drittstaaten 30 % überschreitet. Anders als in der Richtlinie des EU ETS wird im Zuge dieser Studie die Handelsintensität nicht gegenüber Drittstaaten (außerhalb der EU) definiert, sondern auch gegenüber dem europäischen Ausland. Dieses Vorgehen wird gewählt um auch die Intensität des Handels in Europa in die Analyse einzubeziehen. Aus dieser Berechnungsmethodik ergeben sich im Verhältnis höhere Werte für die Handelsintensität. Vor diesem Hintergrund ist der EU ETS Grenzwert von 30 % als niedrig anzunehmen.

Die Informationen zum Umsatz der Branchen werden dazu den Veröffentlichungen des statistischen Bundesamtes entnommen.⁵⁵ Die Daten zu den Ein- und Ausfuhren der Wirtschaftszweige werden jährlich entsprechend des „Warenverzeichnisses für die Außenhandelsstatistik“ erhoben.⁵⁶

⁵² Vgl. Destatis (2018a) und Destatis (2018b).

⁵³ Die Stromkosten der Wirtschaftszweige werden im vierjährigen Turnus in der „Material- und Wareneingangserhebung im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden“ veröffentlicht. Der Datensatz beinhaltet keine echten Durchschnittswerte, sondern eine Hochrechnung basierend auf einer repräsentativen Stichprobe der Unternehmen. Die letzte Veröffentlichung erfolgte 2017 und beinhaltete die Erhebung für das Jahr 2014 (Destatis, 2017a). Zur Bestimmung der Stromkosten für das Jahr 2016 werden die Daten extrapoliert. Hierzu wird auf die „Daten zur Energiepreisentwicklung“ vom statistischen Bundesamt zurückgegriffen (Destatis 2018c). Mit Hilfe der Preisentwicklung wird die Entwicklung der Kosten der unterschiedlichen Energieträger unter Annahme konstanter Energieverbräuche approximiert. Anschließend werden die Energieträgerkosten mit Hilfe der jährlichen Energiekosten normiert, sodass die trendbereinigten Stromkosten bestimmt werden können.

⁵⁴ Vgl. Amtsblatt (2018) §10b.

⁵⁵ Vgl. Destatis (2018d).

⁵⁶ Vgl. Destatis (2017b) und Destatis (2018e).

Im Zuge des internationalen Strompreisvergleichs werden die Strompreise der Länder verglichen, die als Wettbewerber in der jeweiligen Branche identifiziert werden. Dabei wurde basierend auf den Kriterien der branchenübergreifenden Relevanz, Transparenz und Datenverfügbarkeit eine Vorauswahl getroffen: Frankreich, Italien, Niederlande, Großbritannien, China, Japan, Südkorea, USA und Kanada. Weitere Länder werden im Zuge der Analyse nicht betrachtet. Durch die Vorauswahl der Vergleichsländer wird zu Gunsten reduzierter Komplexität zugelassen, dass in einzelnen Branchen nicht die komplette Bandbreite der Wettbewerbsländer abgebildet wird. Allerdings können auch basierend auf der Auswahl von Vergleichsländern Tendenzaussagen über die Entwicklung der Großhandelsstrompreise im internationalen Vergleich getroffen werden. Bei der Identifikation der Wettbewerbsländer für die einzelnen Branchen wird auf einfache Metriken, wie Anteile einzelner Länder an der Weltmarktproduktion, zurückgegriffen.⁵⁷

Basierend auf Untersuchungen von Fraunhofer ISI und Ecofys werden die Strompreise und deren Zusammensetzung für die definierten Beispielunternehmen im Jahr 2013 international verglichen und eingeordnet.⁵⁸ Für Deutschland werden die Strompreise der exemplarischen Unternehmen entsprechend der aktuellen Gesetzeslage und auf Basis von öffentlich verfügbaren Daten für das Jahr 2017 aktualisiert.

Anschließend werden, basierend auf den Ergebnissen des Referenzszenarios, des Kohleausstiegs-szenarios sowie öffentlich verfügbarer Quellen, die zukünftigen Entwicklungen des Großhandelsstrompreises in den einzelnen Ländern abgeschätzt. Für die Strompreise in europäischen Ländern wird die Entwicklung der Großhandelsstrompreise entsprechend der Ergebnisse der beiden Szenarien unterstellt. Im außereuropäischen Ausland werden Entwicklungen aus verschiedenen öffentlich verfügbaren Quellen angenommen. Die Entwicklungen der Strompreise in Europa und außerhalb Europas basieren dementsprechend auf voneinander abweichenden Annahmen.

5.2 Analyse der Wirtschaftszweige

5.2.1 Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen

Die Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen umfasst entsprechend der gewählten Klassifikation (WZ08 2410) beispielsweise die Direktreduktion von Eisenerz, die Herstellung von Roheisen, die Umwandlung von Roheisen in Stahl und die Herstellung von Ferrolegierungen und Stahlerzeugnissen.⁵⁹ Abbildung 26 und Abbildung 27 geben einen Überblick über die Branche.

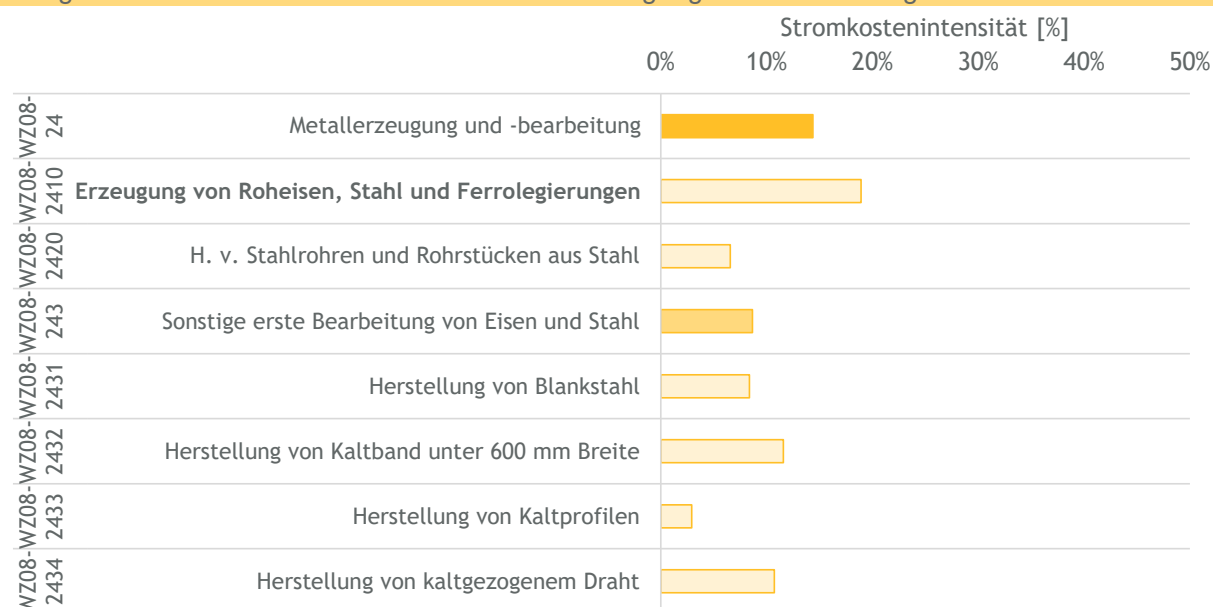
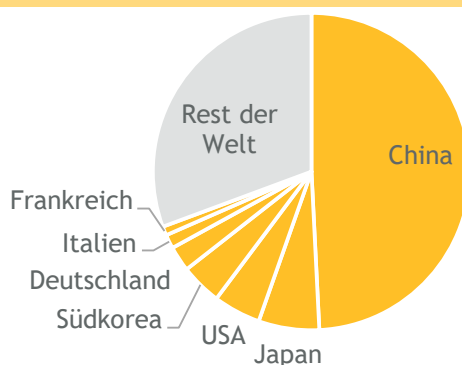
⁵⁷ Einfache Metriken wie der Weltmarktanteil geben nicht zwingend die Wettbewerbssituation für deutsche Unternehmen wieder. Dennoch werden diese Kennzahlen als einfache Indikatoren zur Identifikation von möglichen Wettbewerbsländern genutzt. Dabei wird, zu Gunsten reduzierter Komplexität, bewusst in Kauf genommen nicht alle zentralen Wettbewerbsländer abzubilden.

⁵⁸ Vgl. Ecofys (2015b).

⁵⁹ Nicht Teil der definierten Branche sind die Herstellung von Stahlrohren (WZ08 2420) oder die Herstellung anderer Erzeugnisse durch Kaltverarbeitung von Stahl (WZ08 243) (Destatis, 2008).

Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen - Teil 1**Allgemeine Kennzahlen**

Rohstahlproduktion Deutschland	2017	43,6 Mio. t
Anteil an weltweiter Rohstahlproduktion	2017	2,6 %
Umsatz Deutschland	2017	35,1 Mrd. EUR
Bruttowertschöpfung	2016	5,9 Mrd. EUR
Anteil der BWS an der gesamten deutschen BWS im verarbeitenden Gewerbe	2016	1,0 %
Anzahl der Beschäftigten	2017	71.713
Exportquote	2017	36,6 %
Stromkostenintensität	2016	18,9 %
Handelsintensität	2016	74,3 %

Ausgewählte Stromkostenintensitäten – Metallerzeugung und -bearbeitung**Weltweite Rohstahlproduktion 2017****ABBILDUNG 26: BRANCHENÜBERSICHT ERZEUGUNG VON ROHEISEN, STAHL UND FERROLEGIERUNGEN TEIL 1**

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf WSA (2018), Destatis (2017a), Destatis (2017b), Destatis (2018a), Destatis (2018b), Destatis (2018c), Destatis (2018d), WVS (2017a), Ecofys (2015a)

Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen - Teil 2

Deutsche Unternehmen im internationalen Wettbewerb

- Bei standardisierten Stahlprodukten, wie z. B. niedrig legierten Baustählen, bestehen abseits des Preises wenige Möglichkeiten der Produktdifferenzierung. Es herrscht ein intensiver Preiswettbewerb
- Im Qualitätswettbewerb der Herstellung von Premiumprodukten können deutsche Produzenten bestehen
- Bei der Produktion von Spezialstählen mit individuellen Kundenanforderungen profitiert die deutsche Stahlindustrie von strukturellen Vorteilen:
 - Horizontale Vernetzung zwischen Stahlherstellern und den stahlverarbeitenden Unternehmen
 - Innovationskraft, die sich auch aus interdisziplinärer Arbeit in Forschung und Entwicklung speist
 - Eingespielte Lieferketten
 - Gut ausgebaute Infrastruktur
 - Qualifikationsniveau der Arbeitskräfte
 - Regionale Bezugspräferenzen, insbesondere durch die hohe Integration der Wertschöpfungsketten zwischen Stahlherstellung, -verarbeitung, und -anwendung.
- Der internationale Wettbewerb wird durch unterschiedliche Entwicklungen geprägt:
 - Massive Überkapazitäten (vor allem in China), die Druck auf den europäischen und deutschen Stahlmarkt ausüben
 - Erhebliche Kostenvorteile chinesischer Unternehmen, durch staatlich induzierte Preisverzerrungen, welchen bspw. mit Anti-Dumping Maßnahmen begegnet wird.
 - Praktiken wie Preisdumping sowie einer Vielzahl von Handelshemmnissen. Beispielhaft dafür steht die Handelspolitik der aktuellen US-Administration, bspw. die Einführung von Importzöllen von 25 % auf Stahl im März 2018.

ABBILDUNG 27: BRANCHENÜBERSICHT ERZEUGUNG VON ROHEISEN, STAHL UND FERROLEGIERUNGEN TEIL 2

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf Ecofys (2015b), PWC (2016), HBS (2017), WVS (2017b), EK (2017c) und USA (2018a)

Aufgrund der diversen Einflussfaktoren ist schwer einzuschätzen, inwiefern Strompreiserhöhungen die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Stahlindustrie beeinträchtigen, auch weil ein erheblicher Anteil von ca. 44 % des Stromverbrauchs in der Eigenstromerzeugung generiert wird.⁶⁰ Die Branche weist sowohl eine hohe Stromkostenintensität (18,9 %) als auch eine hohe Handelsintensität (74,3 %) auf. Während sich daraus ableiten lässt, dass die Branche insgesamt anfällig für mögliche Strompreiserhöhungen ist, ist eine Betrachtung auf der Ebene einzelner Unternehmen notwendig um den individuellen Einfluss einer Strompreiserhöhung auf die Wettbewerbsfähigkeit quantitativ abschätzen zu können. Da die Preise für Stahl international gebildet werden ist, eine Preisweitergabe an die Kunden nicht ohne weiteres möglich. Für Spezialstähle und im Falle einer hohen Integration der Wertschöpfungskette, wie es in Deutschland der Fall ist, könnte dies in gewissem Umfang allerdings möglich sein. Basierend auf der weltweiten Rohstahlproduktion im Jahr 2017 und der Vorauswahl der Vergleichsländer werden China, Japan, Südkorea, die USA, Italien und Frankreich als Vergleichsländer für den internationalen Vergleich von Industriestrompreisen definiert.⁶¹

⁶⁰ Vgl. Ecofys (2015b).

⁶¹ Weitere mögliche Vergleichsländer wie z.B. die Türkei oder Russland werden nicht betrachtet

5.2.2 Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium

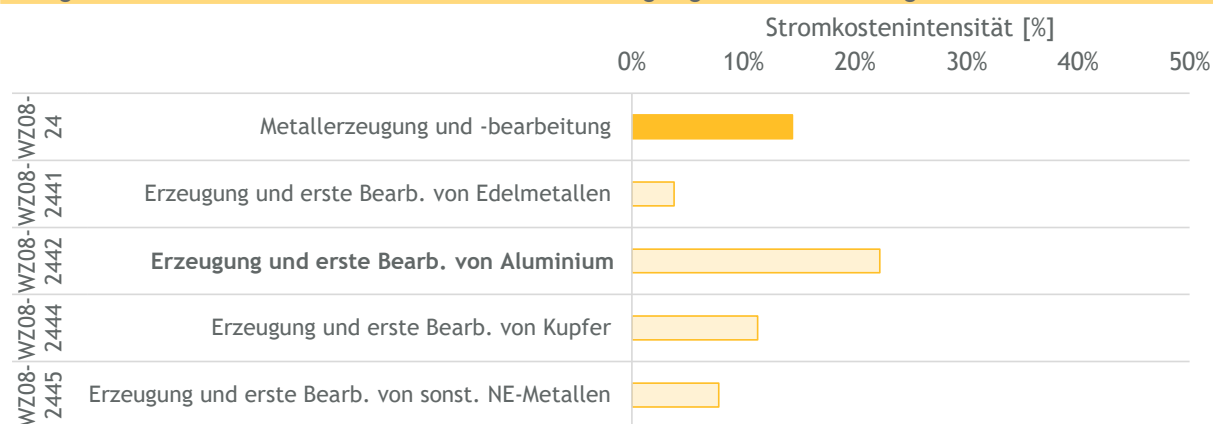
Die Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium umfasst entsprechend der gewählten Klassifikation (WZ08 2442) beispielsweise die Erzeugung von Aluminiumoxid und Aluminium sowie die Herstellung von Aluminiumlegierungen, -folien und -halbzeugen.⁶² Abbildung 28 und Abbildung 29 geben einen Überblick über die Branche.

Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium - Teil 1

Allgemeine Kennzahlen

Primäraluminiumproduktion Deutschland	2016	547 Tsd. t
Anteil an weltweiter Primäraluminiumproduktion	2016	0,9 %
Umsatz Deutschland	2017	13,3 Mrd. EUR
Bruttowertschöpfung	2016	2,5 Mrd. EUR
Anteil der BWS an der gesamten deutschen BWS im verarbeitenden Gewerbe	2016	0,4 %
Anzahl der Beschäftigten	2017	25.663
Exportquote	2017	50,6 %
Stromkostenintensität	2016	22,2 %
Handelsintensität	2016	88,2 %

Ausgewählte Stromkostenintensitäten – Metallerzeugung und -bearbeitung



Zusammensetzung der Produktionskosten von Primäraluminium

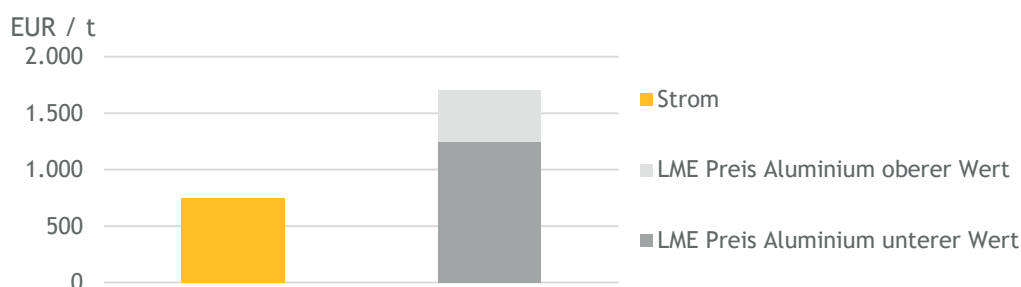


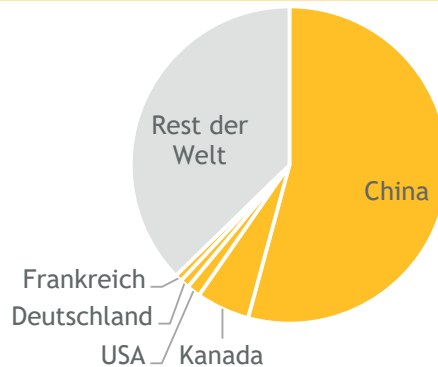
ABBILDUNG 28: BRANCHENÜBERSICHT ERZEUGUNG UND ERSTE BEARBEITUNG VON ALUMINIUM TEIL 1

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf BGS (2018), Destatis (2017a), Destatis (2017b), Destatis (2018a), Destatis (2018b), Destatis (2018c), Destatis (2018d), WVM (2018), Ecofys (2015a) und Ecofys (2015b)

⁶² Nicht Teil der definierten Branche ist das Gießen von NE-Metallen (WZ08 2453 und WZ08 2454) (Destatis, 2008).

Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium - Teil 2

Weltweite Primäraluminiumproduktion 2016



Deutsche Unternehmen im internationalen Wettbewerb

- Aluminium ist ein global gehandeltes Gut mit Preisnotierung an der LME.
- Im Qualitätswettbewerb können deutsche Produzenten bestehen
- Bei der Produktion von Premiumprodukten mit individuellen Kundenanforderungen profitiert die deutsche Aluminiumindustrie von strukturellen Vorteilen:
 - Technische Vorreiterrolle, z. B. durch den hohen Automatisierungsgrad
 - Integrierte Wertschöpfungskette und Kundennähe
 - Versorgungssicherheit mit elektrischem Strom.
- Der internationale Wettbewerb wird durch unterschiedliche Entwicklungen geprägt:
 - Erhebliche Kostenvorteile chinesischer Unternehmen, durch staatlich induzierte Preisverzerrungen, welchen bspw. mit Anti-Dumping Maßnahmen begegnet wird.
 - Massive Überkapazitäten (vor allem in China), die Druck auf den europäischen und deutschen Aluminiummarkt ausüben
 - Praktiken wie Preisdumping sowie einer Vielzahl von Handelshemmnissen. Beispielhaft dafür steht die Handelspolitik der aktuellen US-Administration, bspw. die Einführung von Importzöllen von 10 % auf Aluminium im März 2018.

ABBILDUNG 29: BRANCHENÜBERSICHT ERZEUGUNG UND ERSTE BEARBEITUNG VON ALUMINIUM TEIL 2

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf Ecofys (2015a), Ecofys (2015b), GDA (2017), BGS (2018), OECD (2019) und USA (2018b)

Aufgrund der diversen Einflussfaktoren ist schwer einzuschätzen, inwiefern Strompreiserhöhungen die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Aluminiumindustrie beeinträchtigen. Die Branche weist sowohl eine hohe Stromkostenintensität (22,2 %) als auch eine hohe Handelsintensität (88,2 %) auf. Während sich daraus ableiten lässt, dass die Branche insgesamt anfällig für mögliche Strompreiserhöhungen ist, ist eine Betrachtung auf der Ebene einzelner Unternehmen notwendig um den individuellen Einfluss einer Strompreiserhöhung auf die Wettbewerbsfähigkeit quantitativ abschätzen zu können. Bei der Herstellung von Primäraluminium beträgt der Anteil der Stromkosten beispielsweise ca. 44 % - 60 %. Da Unternehmen Aluminium nach kundenspezifischen Anforderungen herstellen, besteht die Möglichkeit der Weitergabe von Strompreiserhöhungen. Allerdings ist diese aus zwei Gründen begrenzt: Zum einen sind auch nachgelagerte Aluminiumprodukte am London Metal Exchange (LME) Preis indexiert, zum anderen kann eine Preisweitergabe auch die Wettbewerbsfähigkeit nachgelagerter Industrien, wie die Automobil-, Luftfahrt oder Maschinenbaubranche, beeinträchtigen. Basierend auf der weltweiten Primäraluminiumproduktion im Jahr 2016 und der Vorauswahl der Vergleichsländer werden China, Kanada, die USA, und Frankreich als Vergleichsländer für den internationalen Vergleich von Industriestrompreisen definiert.

5.2.3 Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer

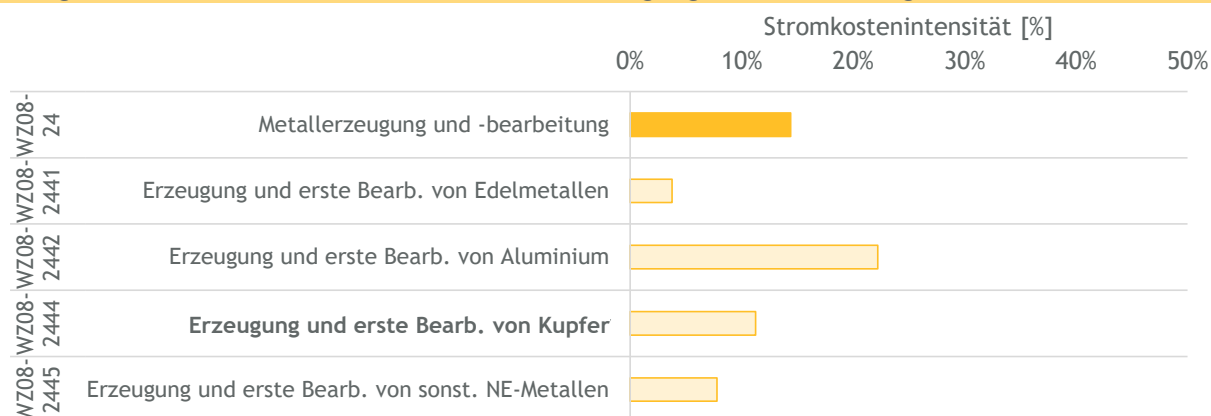
Die Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer umfasst entsprechend der gewählten Klassifikation (WZ08 2444) bspw. die Erzeugung von Kupfer sowie die Herstellung von Kupferlegierungen, -draht und -halbzeugen.⁶³ Abbildung 30 und Abbildung 31 geben einen Überblick über die Branche.

Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer - Teil 1

Allgemeine Kennzahlen

Rohstahlproduktion Deutschland	2016	671 Tsd. t
Anteil an weltweiter Kathodenkupferproduktion	2016	2,9 %
Umsatz Deutschland	2017	14,8 Mrd. EUR
Bruttowertschöpfung	2016	1,6 Mrd. EUR
Anteil der BWS an der gesamten deutschen BWS im verarbeitenden Gewerbe	2016	0,3 %
Anzahl der Beschäftigten	2017	16.247
Exportquote	2017	45,4 %
Stromkostenintensität	2016	11,3 %
Handelsintensität	2016	75,4 %

Ausgewählte Stromkostenintensitäten – Metallerzeugung und -bearbeitung



Weltweite Kathodenkupferproduktion 2016

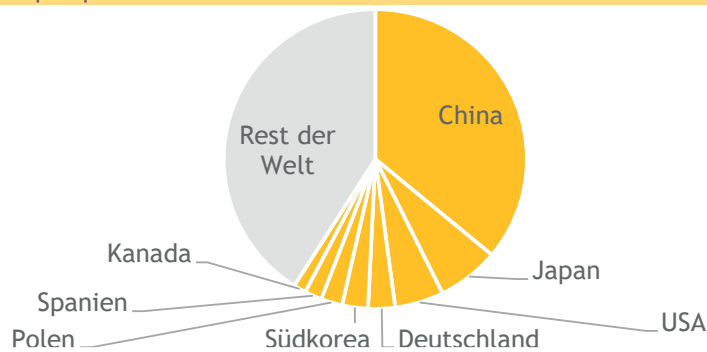


ABBILDUNG 30: BRANCHENÜBERSICHT ERZEUGUNG UND ERSTE BEARBEITUNG VON KUPFER TEIL 1

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf BGS (2018), Destatis (2017a), Destatis (2017b), Destatis (2018a), Destatis (2018b), Destatis (2018c), Destatis (2018d), Ecofys (2015a)

⁶³ Nicht Teil der definierten Branche ist das Gießen von NE-Metallen (WZ08 2453 und WZ08 2454) (Destatis, 2008).

Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer - Teil 2**Deutsche Unternehmen im internationalen Wettbewerb**

- Kupfer ist ein global gehandeltes Gut mit Preisnotierung an der LME.
- Im Qualitätswettbewerb können deutsche Produzenten bestehen
- Bei der Produktion von Premiumprodukten mit individuellen Kundenanforderungen profitiert die deutsche Stahlindustrie von strukturellen Vorteilen:
 - Technische Vorreiterrolle, z. B. in Bezug auf Material- und Energieeffizienz
 - Integrierte Wertschöpfungskette und Kundennähe
 - Versorgungssicherheit mit elektrischem Strom.

ABBILDUNG 31: BRANCHENÜBERSICHT ERZEUGUNG UND ERSTE BEARBEITUNG VON KUPFER TEIL 2

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf Ecofys (2015a), Ecofys (2015b)

Die Branche weist eine relativ hohe Stromkostenintensität (11,3 %) sowie eine hohe Handelsintensität (75,4 %) auf. Während sich daraus ableiten lässt, dass die Branche insgesamt anfällig für mögliche Strompreiserhöhungen ist, ist eine Betrachtung auf der Ebene einzelner Unternehmen notwendig um den individuellen Einfluss einer Strompreiserhöhung auf die Wettbewerbsfähigkeit quantitativ abschätzen zu können. Da die Preise für Kupfer international gebildet werden ist eine Preisweitergabe an die Kunden nicht ohne weiteres möglich. Für Premiumkupfer nach individuellen Kundenforderungen und im Falle einer hohen Integration der Wertschöpfungskette, wie es in Deutschland der Fall ist, könnte dies in gewissem Umfang allerdings durchaus möglich sein.

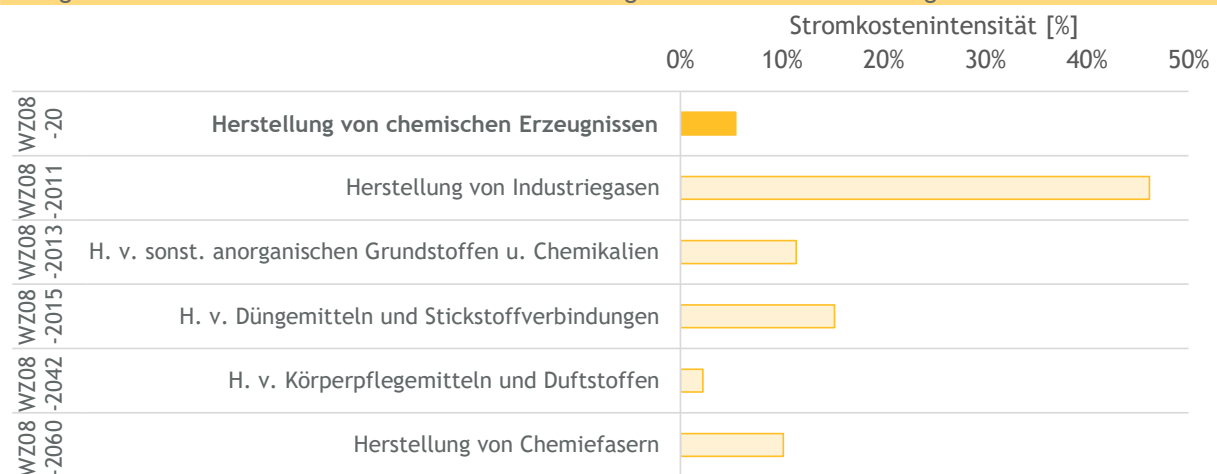
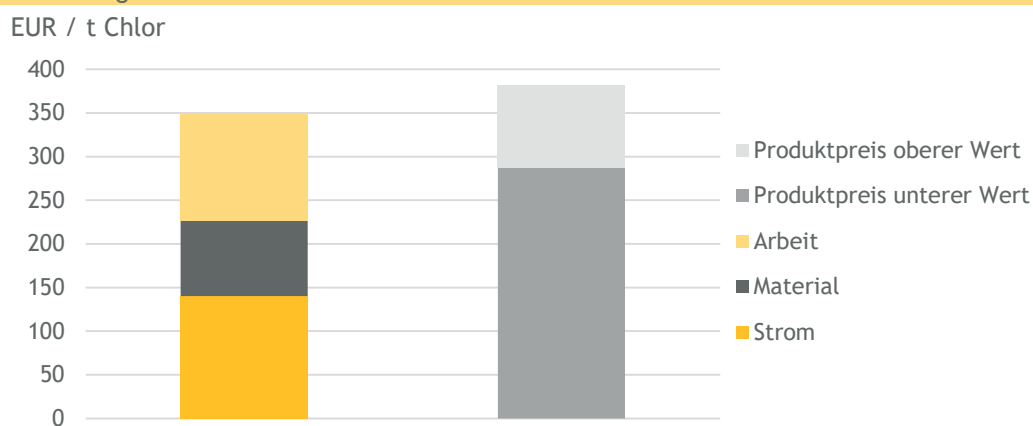
5.2.4 Herstellung von chemischen Erzeugnissen

Die Herstellung von chemischen Erzeugnissen umfasst entsprechend der gewählten Klassifikation (WZ08 20) die Verarbeitung organischer und anorganischer Rohstoffe in einem chemischen Verfahren zu chemischen Erzeugnissen. Dabei beinhaltet die Branche sowohl die Herstellung von chemischen Grundstoffen, als auch die Herstellung von Zwischen- und Endprodukten durch die Weiterverarbeitung von chemischen Grundstoffen.⁶⁴ Abbildung 32 und Abbildung 33 geben einen Überblick über die Branche.

⁶⁴ Vgl. Destatis (2008).

Herstellung von chemischen Erzeugnissen - Teil 1**Allgemeine Kennzahlen**

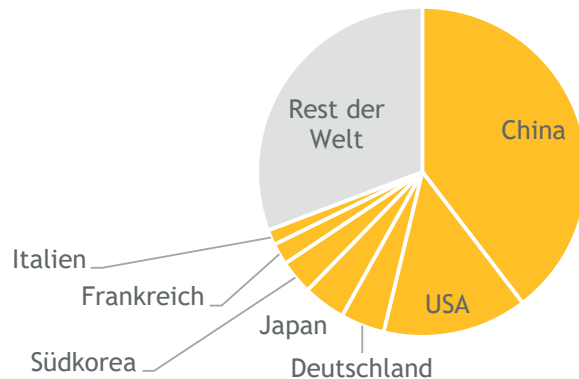
Umsatz Deutschland	2017	139,7 Mrd. EUR
Bruttowertschöpfung	2016	42,3 Mrd. EUR
Anteil der BWS an der gesamten deutschen BWS im verarbeitenden Gewerbe	2016	7,3 %
Anzahl der Beschäftigten	2017	315.399
Exportquote	2017	61,4 %
Stromkostenintensität	2016	5,4 %
Handelsintensität	2016	77,7 %

Ausgewählte Stromkostenintensitäten – Herstellung von chemischen Erzeugnissen**Zusammensetzung der Produktionskosten von Chlor****ABBILDUNG 32: BRANCHENÜBERSICHT HERSTELLUNG VON CHEMISCHEN ERZEUGNISSEN TEIL 1**

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf Destatis (2017a), Destatis (2017b), Destatis (2018a), Destatis (2018b), Destatis (2018c), Destatis (2018d), Ecofys (2015b)

Herstellung von chemischen Erzeugnissen - Teil 2

Weltweiter Umsatz der chemischen Industrie 2016



Deutsche Unternehmen im internationalen Wettbewerb

- Art des Wettbewerbs und Intensität ist stark abhängig vom betrachteten Produkt und Prozess
 - Bei der Produktion von Schaumstoffen Berücksichtigung individueller Kundenwünsche
 - Bei Grundchemikalien keine Differenzierung über Produkteigenschaften
- Deutschland ist im internationalen Vergleich ein Hochkostenland, insbesondere im Bezug auf die gezahlten Löhne
- Die deutsche Chemieindustrie profitiert von strukturellen Vorteilen:
 - Enge Verflechtung von Herstellern, Kunden und Forschung
 - Starke Verflechtung der Wertschöpfungsketten und Clusterbildung
 - Qualität der Infrastruktur
 - Versorgungssicherheit mit elektrischem Strom
 - Einbindung in den europäischen Binnenmarkt

ABBILDUNG 33: BRANCHENÜBERSICHT HERSTELLUNG VON CHEMISCHEN ERZEUGNISSEN TEIL 2

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf CEFIC (2017), VCI (2014), BAVC (2017)

Aufgrund der heterogenen Struktur der chemischen Industrie ist schwer einzuschätzen inwiefern Strompreiserhöhungen die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Chemieindustrie beeinträchtigen. Die Branche weist in einzelnen Industriezweigen sowohl eine hohe Stromkostenintensität als auch eine hohe Handelsintensität auf. Während sich daraus ableiten lässt, dass die Branche insgesamt anfällig für mögliche Strompreiserhöhungen ist, ist eine Betrachtung auf der Ebene einzelner Unternehmen notwendig um den individuellen Einfluss einer Strompreiserhöhung auf die Wettbewerbsfähigkeit quantitativ abschätzen zu können. Bei der Herstellung von Chlor beispielsweise beträgt der Anteil der Stromkosten ca. 37 % - 49 %. Die Abschätzung fällt insbesondere schwer, da Vergleiche auf Prozessebene aufgrund langer Wertschöpfungsketten schwierig sind. Dazu kommen starke Verflechtungen mit anderen Industrien. Eine potentielle Preiserhöhung könnte sich so auch negativ auf andere Branchen auswirken. Die Produktion von Sauerstoff beispielsweise ist ein stromkostenintensiver Prozess. Sauerstoff wird in Hochofenprozessen aufgewandt. Der Preis von Sauerstoff hat somit direkten Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit der Hochofenstahlproduktion. Teure Anlagen und hohe Investitionskosten stehen Produktionsverlagerungen gegenüber.⁶⁵ Basierend auf dem weltweiten Umsatz der chemischen Industrie im Jahr 2016 und der Vorauswahl der Vergleichsländer werden China, die USA, Japan, Südkorea, Frankreich und Italien als Vergleichsländer für den internationalen Vergleich von Industriestrompreisen definiert.

⁶⁵ Vgl. Ecofys (2015b).

5.2.5 Herstellung von Papier, Karton und Pappe

Die Herstellung von Papier, Karton und Pappe umfasst entsprechend der gewählten Klassifikation (WZ08 1712) beispielsweise die Herstellung von Papier, Karton und Pappe inklusive deren Weiterverarbeitung z. B. zu mit Papier laminierten Folien oder Krepp- und Faltpapieren, die Herstellung weiterer Papiersorten und die Herstellung von Zellstoffwatte.⁶⁶ Abbildung 34 und Abbildung 35 geben einen Überblick über die Branche.

Herstellung von Papier, Karton und Pappe - Teil 1

Allgemeine Kennzahlen

Papier- und Pappe- und Kartonproduktion Deutschland	2017	22,7 Tsd. t
Anteil an weltweiter Papier-, Pappe- und Kartonproduktion	2017	5,5 %
Umsatz Deutschland	2017	16,4 Mrd. EUR
Bruttowertschöpfung	2016	3,5 Mrd. EUR
Anteil der BWS an der gesamten deutschen BWS im verarbeitenden Gewerbe	2016	0,6 %
Anzahl der Beschäftigten	2017	35.400
Exportquote	2017	57,2 %
Stromkostenintensität	2016	18,7 %
Handelsintensität	2016	82,3 %

Ausgewählte Stromkostenintensitäten – Papierindustrie

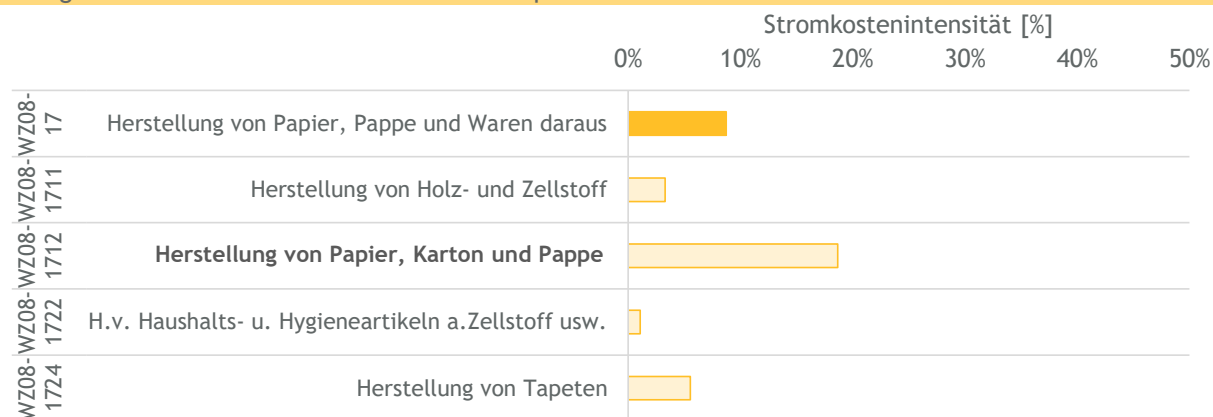


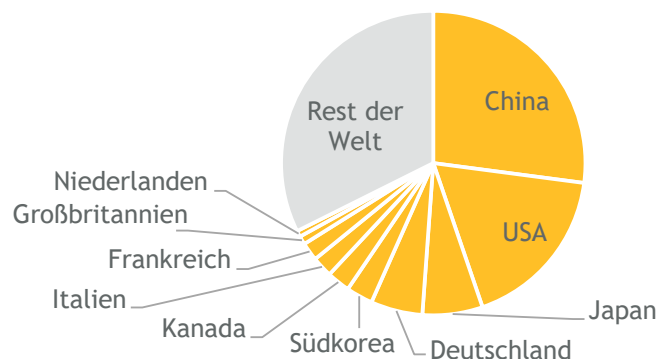
ABBILDUNG 34: BRANCHENÜBERSICHT HERSTELLUNG VON PAPIER, KARTON UND PAPPE TEIL 1

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf Destatis (2017a), Destatis (2017b), Destatis (2018a), Destatis (2018b), Destatis (2018c), Destatis (2018d), VDP (2018), Ecofys (2015a), Ecofys (2015b) und IG BCE (2014)

⁶⁶ Nicht Teil der definierten Branche sind die Herstellung von Wellpapieren (WZ08 1721), weiterverarbeiteten Papier- und Zellstoffwaren (WZ08 1722 - WZ08 1724, WZ08 1729), bestimmter beschichteter oder imprägnierter Papiere sowie Schleifpapier (WZ08 2391) (Destatis, 2008).

Herstellung von Papier, Karton und Pappe - Teil 2

Weltweite Produktion Papier, Karton und Pappe 2016



Deutsche Unternehmen im internationalen Wettbewerb

- Art des Wettbewerbs und Intensität ist stark abhängig vom betrachteten Produkt und Prozess
 - Bei der Produktion von Lebensmittelpapieren keine Differenzierung über Produkteigenschaften
 - Bei Spezialpapier Möglichkeit der Differenzierung über Qualität
- Transport für die meisten Papierprodukte nur über bestimmte Distanzen wirtschaftlich, daher Wettbewerb vor allem auf regionalen, länderübergreifenden Märkten
- Die deutsche Papierindustrie profitiert von strukturellen Vorteilen:
 - Marktnähe
 - Altpapierversorgung
 - Qualität des Personals und der Infrastruktur
 - Versorgungssicherheit mit elektrischem Strom
- Der internationale Wettbewerb wird durch unterschiedliche Entwicklungen geprägt:
 - Zusammenspiel verschiedener regionaler Märkte
 - Zunehmend drängen aber auch internationale Hersteller auf den europäischen Markt
 - Bspw. baut China Überkapazitäten aus, die Druck auf den europäischen und deutschen Papiermarkt ausüben

ABBILDUNG 35: BRANCHENÜBERSICHT HERSTELLUNG VON PAPIER, KARTON UND PAPPE TEIL 2

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf IG BCE (2014), VDP (2018), FAO (2017) und Ecofys (2016)

Aufgrund der diversen Einflussfaktoren ist schwer einzuschätzen inwiefern Strompreiserhöhungen die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Papierindustrie beeinträchtigen, auch weil ein erheblicher Anteil des Stromverbrauchs in der Eigenstromerzeugung generiert wird.⁶⁷ Die Branche weist sowohl eine hohe Stromkostenintensität (18,7 %) als auch eine hohe Handelsintensität (82,3 %) auf. Während sich daraus ableiten lässt, dass die Branche insgesamt anfällig für mögliche Strompreiserhöhungen ist, ist eine Betrachtung auf der Ebene einzelner Unternehmen notwendig um den individuellen Einfluss einer Strompreiserhöhung auf die Wettbewerbsfähigkeit quantitativ abschätzen zu können. Die Vergleichsländer für den internationalen Vergleich der Industriestrompreise werden basierend auf der weltweiten Produktion von Papier, Karton und Pappe im Jahr 2016 und der Vorauswahl der Vergleichsländer definiert. Da der Wettbewerb in der Papierindustrie vor allem auf regionalen Märkten stattfindet, wird die Auswahl auf die europäischen Vergleichsländer Deutschland, Italien, Frankreich, Großbritannien und die Niederlande reduziert.⁶⁸

⁶⁷ Vgl. IG BCE (2014).

⁶⁸ Weitere mögliche Vergleichsländer wie Österreich, Schweden oder Finnland werden nicht betrachtet.

5.2.6 Herstellung von Zement

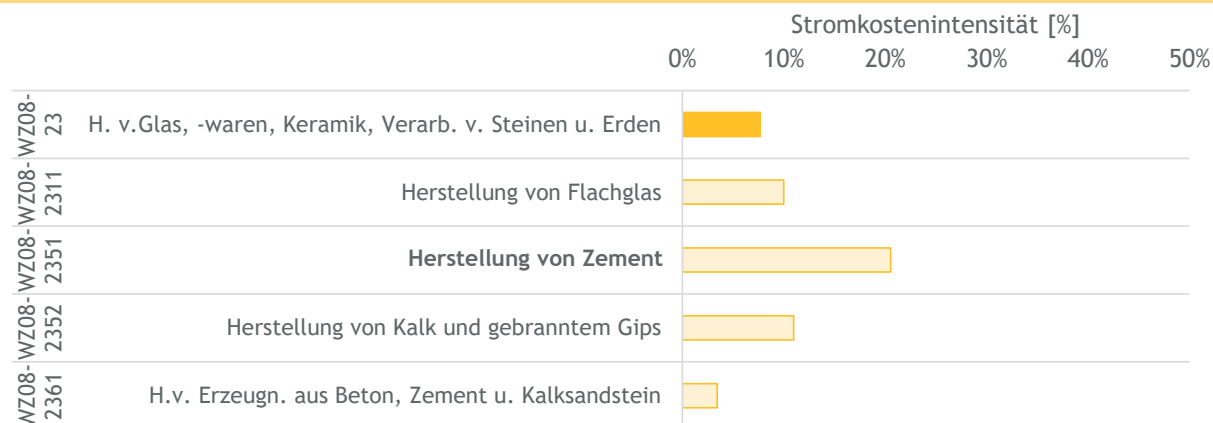
Die Herstellung von Zement umfasst entsprechend der gewählten Klassifikation (WZ08 2351) die Herstellung von Klinker und Zementen einschließlich Portland-, Tonerdeschmelz-, Hütten- und Superphosphatzement.⁶⁹ Abbildung 36 und Abbildung 37 geben einen Überblick über die Branche.

Herstellung von Zement - Teil 1

Allgemeine Kennzahlen

Zementproduktion Deutschland	2016	32,7 Tsd. t
Anteil an weltweiter Zementproduktion	2016	0,7 %
Umsatz Deutschland	2017	2,8 Mrd. EUR
Bruttowertschöpfung	2016	1,0 Mrd. EUR
Anteil der BWS an der gesamten deutschen BWS im verarbeitenden Gewerbe	2016	0,2 %
Anzahl der Beschäftigten	2017	7.669
Exportquote	2017	11,7 %
Stromkostenintensität	2016	20,5 %
Handelsintensität	2016	24,8 %

Ausgewählte Stromkostenintensitäten – Verarbeitung von Steinen und Erden



Weltweite Zementproduktion 2016

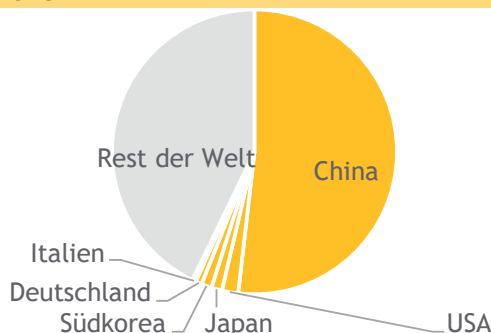


ABBILDUNG 36: BRANCHENÜBERSICHT HERSTELLUNG VON ZEMENT TEIL 1

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf CEM (2018), Destatis (2017a), Destatis (2017b), Destatis (2018a), Destatis (2018b), Destatis (2018c), Destatis (2018d) und VdZ (2018)

⁶⁹ Nicht Teil der definierten Branche sind die Herstellung von feuerfesten Mörteln (WZ08 2320), Transportbeton und -mörteln (WZ08 2363, WZ08 2364), Erzeugnissen aus Zement (WZ08 2369) und Knochen- und Dentalzementen (WZ08 3250) (Destatis, 2008).

Herstellung von Zement - Teil 2

Deutsche Unternehmen im internationalen Wettbewerb

- Aufgrund relativ hoher Transportkosten im Vergleich zum Produktpreis vor allem regionale Märkte
- Wettbewerb vor allem europäisch
- Hauptabnehmer sind deutsche Firmen und Firmen in europäischen Nachbarländern
- Transport des Zwischenprodukts Klinker aus entfernten Märkten zu beobachten

ABBILDUNG 37: BRANCHENÜBERSICHT HERSTELLUNG VON ZEMENT TEIL 2

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf EEFA (2013) und VdZ (2018)

Da es sich bei Zement um ein vor allem regional gehandeltes Produkt handelt, ist schwer einzuschätzen inwiefern Strompreiserhöhungen die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Zementindustrie beeinträchtigen. Die Branche weist eine hohe Stromkostenintensität auf (20,5 %), allerdings ist die Handelsintensität mit dem Ausland eher gering (24,8 %). Bei steigenden Produktionskosten ist, unter der Voraussetzung konstanter Produktionskosten im Ausland, damit zu rechnen, dass vor allem die Zementproduzenten in direkten Nachbarländern profitieren könnten.⁷⁰ Bei stark steigenden Produktionskosten in Europa wäre es möglich, dass sich Import bzw. Export über den Seeweg lohnen.⁷¹

5.2.7 Herstellung von Textilien

Die Herstellung von Textilien umfasst entsprechend der gewählten Klassifikation (WZ08 13) die Spinnstoffaufbereitung und Spinnerei, die Weberei, die Veredlung von Textilien und Bekleidung sowie die Herstellung von konfektionierten Textilwaren außer Bekleidung.⁷² Abbildung 38 und Abbildung 39 geben einen Überblick über die Branche.

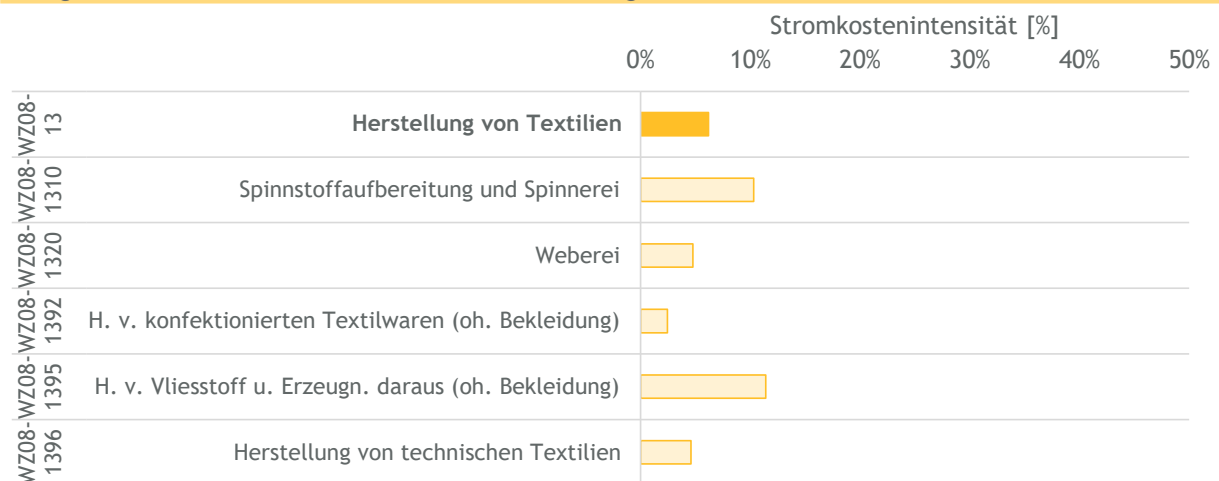
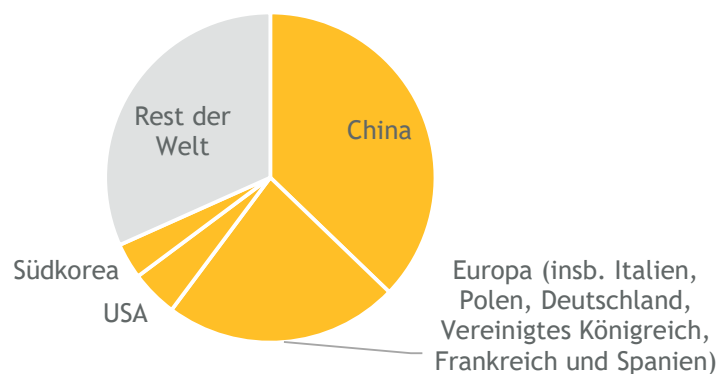
⁷⁰ Vgl. EEFA (2013).

⁷¹ Vgl. VdZ (2018).

⁷² Nicht Teil der definierten Branche sind der Anbau natürlicher Fasern (WZ08 01), die Herstellung von synthetischen Fasern (WZ 2060) und die Herstellung von Bekleidung (WZ 14) (Destatis, 2008).

Herstellung von Textilien - Teil 1**Allgemeine Kennzahlen**

Umsatz Deutschland	2017	10,1 Mrd. EUR
Bruttowertschöpfung	2016	3,7 Mrd. EUR
Anteil der BWS an der gesamten deutschen BWS im verarbeitenden Gewerbe	2016	0,6 %
Anzahl der Beschäftigten	2017	53.973
Exportquote	2017	50,4 %
Stromkostenintensität	2016	6,2 %
Handelsintensität	2016	108,7 %

Ausgewählte Stromkostenintensitäten – Herstellung von Textilien**Weltweiter Textilexport 2016****ABBILDUNG 38: BRANCHENÜBERSICHT HERSTELLUNG VON TEXTILIEN TEIL 1**

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf Destatis (2017a), Destatis (2017b), Destatis (2018a), Destatis (2018b), Destatis (2018c), Destatis (2018d), WTO (2017) und EURATEX (2018)

Herstellung von Textilien - Teil 2

Deutsche Unternehmen im internationalen Wettbewerb

- Spezialisierung der deutschen Textilindustrie auf Nischenprodukten, wie z. B. technischer Textilien für den Fahrzeug- und Flugzeugbau sowie für das Baugewerbe.
- Bei der Produktion nach individuellen Kundenanforderungen profitiert die deutsche Textilindustrie von strukturellen Vorteilen:
 - Qualifikation der Beschäftigten
 - Gute Qualität der Infrastruktur
 - Enge Vernetzung mit Forschung und Entwicklung

ABBILDUNG 39: BRANCHENÜBERSICHT HERSTELLUNG VON TEXTILIEN TEIL 2

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf Ecofys (2015b)

Aufgrund der diversen Einflussfaktoren ist schwer einzuschätzen inwiefern Strompreiserhöhungen die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Textilindustrie beeinträchtigen. Die Branche weist im Mittel eine relativ geringe Stromkostenintensität auf (6,2 %), allerdings ist die Handelsintensität sehr hoch (108,7 %). Da sich die deutsche Textilindustrie auf die Produktion von Nischenprodukten spezialisiert hat können Preisanstiege in gewissen Grenzen an Kunden weitergegeben werden. Darüber hinaus sind insbesondere die Entwicklungen in Bezug auf die Ausbildung von Fachkräften oder zukünftige Herausforderungen, wie Digitalisierung sowie Forschung und Entwicklung, relevante Faktoren der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Textilindustrie.

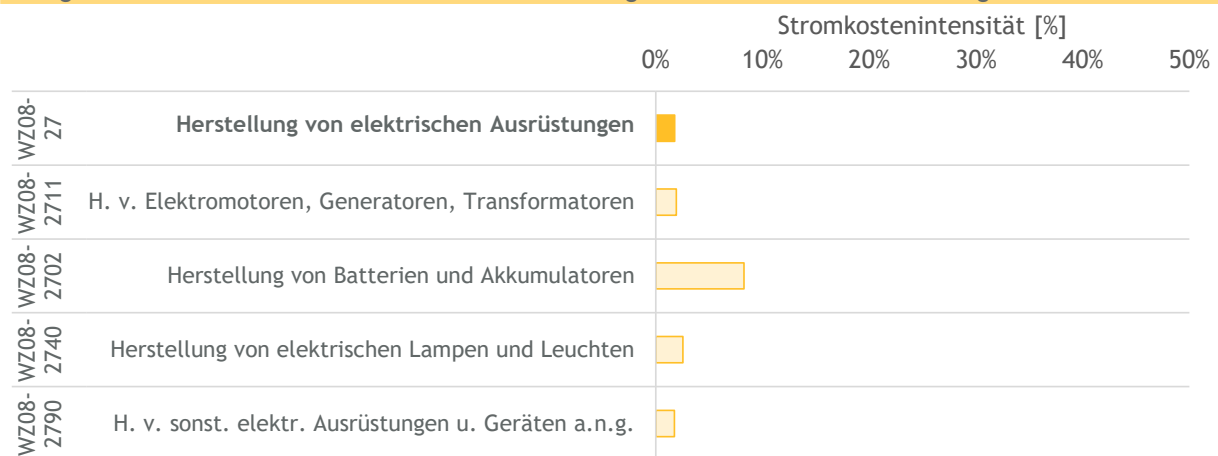
5.2.8 Herstellung von elektrischen Ausrüstungen

Die Herstellung von elektrischen Ausrüstungen umfasst entsprechend der gewählten Klassifikation (WZ08 27) die Herstellung von Produkten, die Elektrizität erzeugen, verteilen und verwenden sowie die Herstellung elektrischer Beleuchtungs- und Signalgeräte und elektrischer Haushaltsgeräte.⁷³ Abbildung 40 gibt einen Überblick über die Branche.

⁷³ Nicht Teil der definierten Branche ist die Herstellung von elektronischen Erzeugnissen (WZ08 26) (Destatis, 2008).

Herstellung von elektrischen Ausrüstungen**Allgemeine Kennzahlen**

Umsatz Deutschland	2017	94,5 Mrd. EUR
Bruttowertschöpfung	2016	37,7 Mrd. EUR
Anteil der BWS an der gesamten deutschen BWS im verarbeitenden Gewerbe	2016	6,5 %
Anzahl der Beschäftigten	2017	391.330
Exportquote	2017	52,6 %
Stromkostenintensität	2016	1,8 %
Handelsintensität	2016	88,2 %

Ausgewählte Stromkostenintensitäten – Herstellung von elektrischen Ausrüstungen**ABBILDUNG 40: BRANCHENÜBERSICHT HERSTELLUNG VON ELEKTRISCHEN AUSRÜSTUNGEN**

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf Destatis (2017a), Destatis (2017b), Destatis (2018a), Destatis (2018b), Destatis (2018c), Destatis (2018d)

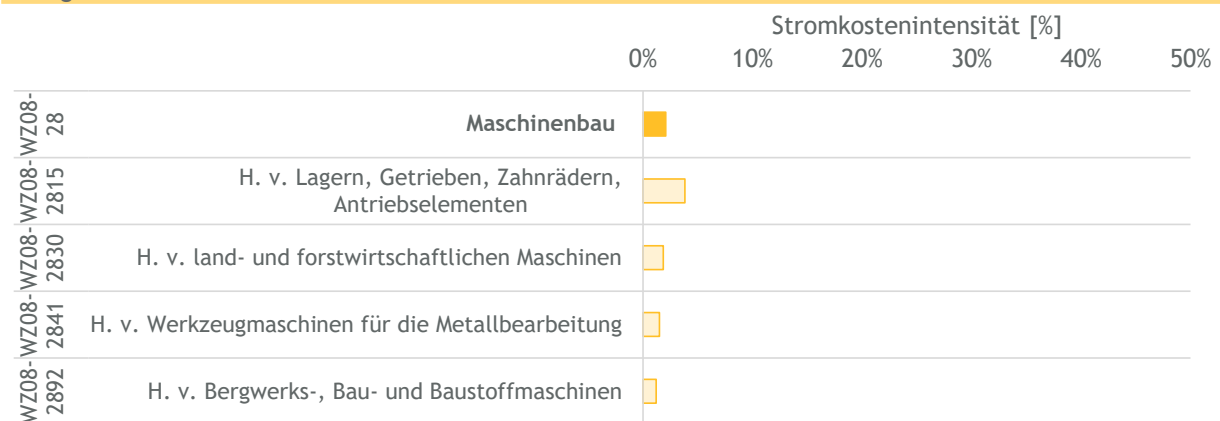
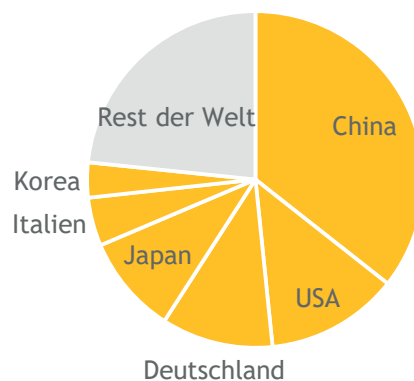
5.2.9 Maschinenbau

Der Maschinenbau umfasst entsprechend der gewählten Klassifikation (WZ08 28) den Bau von Maschinen, die mechanisch oder durch Wärme auf Materialien einwirken oder an Materialien Vorgänge durchführen, einschließlich ihrer mechanischen Bestandteile, die Kraft erzeugen und anwenden, und spezieller Teile dafür, sowie die Herstellung von Hebezeugen und Fördermitteln.⁷⁴ Abbildung 41 und Abbildung 42 geben einen Überblick über die Branche.

⁷⁴ Nicht Teil der definierten Branche sind die Herstellung von Metallerzeugnissen (WZ08 25), die Herstellung von Kontrollvorrichtungen, Datenverarbeitungsgeräten, Mess- und Prüfvorrichtungen, Elektrizitätsverteilungs- und -schalteinrichtungen (WZ08 26 und WZ08 27) und der Fahrzeugbau (WZ08 29 und WZ08 30) (Destatis, 2008).

Maschinenbau - Teil 1**Allgemeine Kennzahlen**

Umsatz Deutschland	2017	239,8 Mrd. EUR
Bruttowertschöpfung	2016	85,4 Mrd. EUR
Anteil der BWS an der gesamten deutschen BWS im verarbeitenden Gewerbe	2016	14,7 %
Anzahl der Beschäftigten	2017	955.326
Exportquote	2017	63,0 %
Stromkostenintensität	2016	2,1 %
Handelsintensität	2016	75,9 %

Ausgewählte Stromkostenintensitäten – Maschinenbau**Weltweiter Umsatz Maschinenbau 2017****ABBILDUNG 41: BRANCHENÜBERSICHT MASCHINENBAU TEIL 1**

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf Destatis (2017a), Destatis (2017b), Destatis (2018a), Destatis (2018b), Destatis (2018c), Destatis (2018d), VDMA (2017)

Maschinenbau - Teil 2

Deutsche Unternehmen im internationalen Wettbewerb

- Deutsche Unternehmen weisen einen hohen Spezialisierungsgrad auf
- Hersteller von Spezialmaschinen stehen weniger im Wettbewerb mit Niedriglohnländern
- Der deutsche Maschinenbau profitiert von strukturellen Vorteilen:
 - Hoch qualifizierte Facharbeiter und Ingenieure
 - Technologische Spitzenstellung
 - Gutes Netzwerk zwischen Zulieferern, Kunden, Hochschulen und Forschungseinrichtungen
 - Innovationskraft, aus interdisziplinärer Arbeit in Forschung und Entwicklung
- Zukünftige Herausforderungen im internationalen Wettbewerb:
 - Digitalisierung, Industrie 4.0
 - Handelshemmnisse und Protektionismus

ABBILDUNG 42: BRANCHENÜBERSICHT MASCHINENBAU TEIL 2

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf COM (2014) und VDMA (2013)

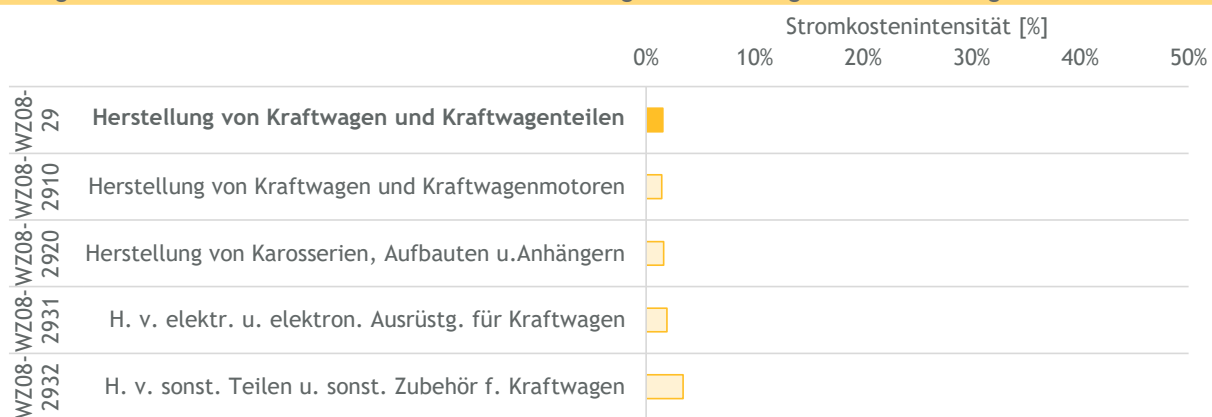
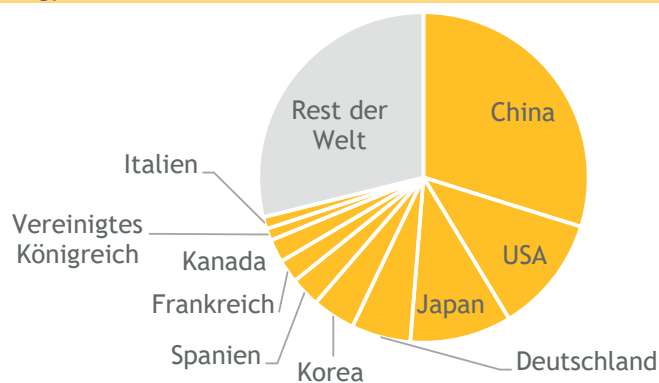
5.2.10 Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen

Die Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen umfasst entsprechend der gewählten Klassifikation (WZ08 29) die Herstellung von Kraftwagen zur Personen- oder Güterbeförderung, die Herstellung verschiedener Teile und Zubehör sowie die Herstellung von Anhängern und Sattelanhängern.⁷⁵ Abbildung 43 und Abbildung 44 geben einen Überblick über die Branche.

⁷⁵ Nicht Teil der definierten Branche ist die Wartung und Instandsetzung von Kraftwagen (WZ08 4520) (Destatis, 2008).

Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen - Teil 1**Allgemeine Kennzahlen**

Fahrzeugproduktion Deutschland	2017	5,7 Mio. Fahrzeuge
Anteil an weltweiter Fahrzeugproduktion	2017	5,8 %
Umsatz Deutschland	2017	423,0 Mrd. EUR
Bruttowertschöpfung	2016	107,0 Mrd. EUR
Anteil der BWS an der gesamten deutschen BWS im verarbeitenden Gewerbe	2016	18,5 %
Anzahl der Beschäftigten	2017	819.996
Exportquote	2017	64,2 %
Stromkostenintensität	2016	1,5 %
Handelsintensität	2016	61,3 %

Ausgewählte Stromkostenintensitäten – Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen**Weltweite Fahrzeugproduktion 2017****ABBILDUNG 43: BRANCHENÜBERSICHT HERSTELLUNG VON KRAFTWAGEN UND KRAFTWAGENTEILEN TEIL 1**

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf Destatis (2017a), Destatis (2017b), Destatis (2018a), Destatis (2018b), Destatis (2018c), Destatis (2018d), OICA (2017)

Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen - Teil 2

Deutsche Unternehmen im internationalen Wettbewerb

- Der deutsche Maschinenbau profitiert von strukturellen Vorteilen:
 - Hoch qualifizierte Facharbeiter und Ingenieure
 - Technologische Spitzenstellung
 - Gutes Netzwerk zwischen Zulieferern, Kunden, Hochschulen und Forschungseinrichtungen
 - Hohe Innovationsintensität
- Zukünftige Herausforderungen im internationalen Wettbewerb:
- Zunehmende Konkurrenz aus Asien
 - Digitalisierung, Industrie 4.0
 - Elektromobilität und Klimaschutz
 - Handelshemmnisse und Protektionismus

ABBILDUNG 44: BRANCHENÜBERSICHT HERSTELLUNG VON KRAFTWAGEN UND KRAFTWAGENTEILEN TEIL 2

Quelle: eigene Darstellungen, basierend auf Statista (2018)

5.3 Einordnung der Industriezweige

Ein Anstieg der Strompreise hat insbesondere Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen, die sowohl eine hohe Stromkostenintensität als auch eine hohe Wettbewerbsintensität aufweisen. Bei Unternehmen mit hoher Stromkostenintensität steigen die Produktionskosten bei einem Anstieg der Strompreise überdurchschnittlich stark. Sind diese Unternehmen darüber hinaus mit intensivem internationalem Wettbewerb konfrontiert, können sie die steigenden Kosten ggf. nicht an die Kunden weitergeben. Eine mögliche Folge kann die Abwanderung von Industrieunternehmen sein.

Abbildung 45 zeigt die Handels- sowie Stromkostenintensität der betrachteten Industriezweige. Die Fläche der Kreise entspricht dabei dem Umsatz im Jahr 2017. Zu beachten sind die unterschiedlichen Kategorisierungsebenen der einzelnen Branchen. Die dargestellten Branchen Maschinenbau, Fahrzeugbau sowie die Herstellung von elektrischen Ausrüstungen, chemischen Erzeugnissen und Textilien befinden sich auf der zweiten Kategorisierungsebene und sind in der Abbildung in grau dargestellt. Sie stellen den Mittelwert der jeweiligen tieferen Kategorisierungsebenen dar. Die dargestellten Zweisteller sowie die jeweiligen Unterkategorien weisen größtenteils geringe Stromkostenintensitäten auf. Eine Ausnahme bildet die Herstellung chemischer Erzeugnisse. Beispielsweise weist die Unterkategorie WZ08-2013, die „Herstellung von Industriegasen“, eine sehr hohe Stromkostenintensität von ca. 46 % auf. Die übrigen untersuchten Industriezweige sind auf vierstelliger Ebene definiert und in der Abbildung durch gelbe Kreise gekennzeichnet. Die Kennzahlen dieser Branchen stellen ebenfalls Mittelungen über verschiedene Prozesse dar. Auch hier können im Detail deutlich abweichende Stromkostenintensitäten resultieren. Der Durchschnitt dieser Branchen ist insgesamt höher als bei den zuvor genannten Branchen. Lediglich die Kupferindustrie weist ebenfalls eine relativ geringe Stromkostenintensität aus.

Die Handelsintensität variiert für die betrachteten Branchen zwischen 25 % und 109 %. Auffällige Ausreißer sind dabei die Herstellung von Textilien mit einer sehr hohen Handelsintensität sowie

die Herstellung von Zement mit einer sehr niedrigen Handelsintensität. Die hohe Handelsintensität in der Textilindustrie ist auf die hohen Im- und Exporte der Branche, insbesondere bei Grund- und Zwischenprodukten, sowie die enge Verflechtung mit dem Weltmarkt zurückzuführen. Die niedrige Handelsintensität der Zementproduktion wird durch den überwiegend regionalen Charakter des Zementmarktes bedingt. Die Handelsintensitäten der übrigen Branchen liegen im Bereich zwischen 61 % (Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen) und 88 % (Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium).

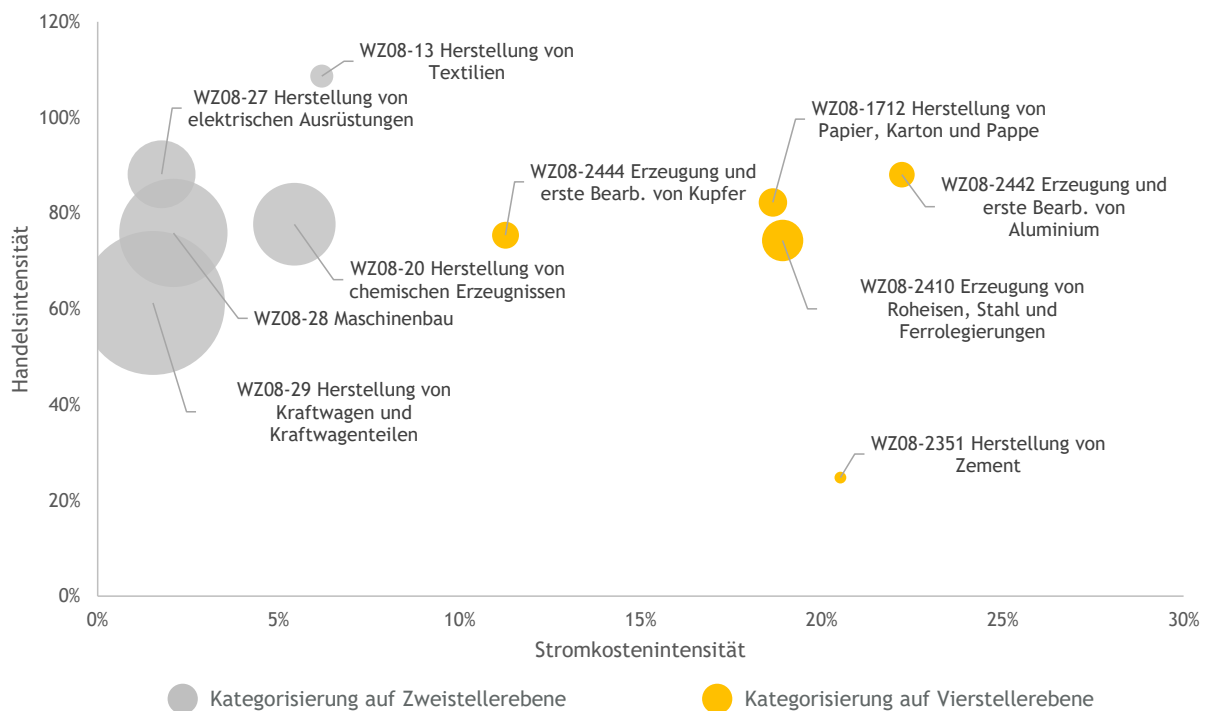


ABBILDUNG 45: HANDELS- SOWIE STROMKOSTENINTENSITÄT DER BETRACHTETEN INDUSTRIEZWEIGE

Quelle: Eigene Berechnungen, basierend auf Destatis (2017a), Destatis (2017b), Destatis (2018a), Destatis (2018b), Destatis (2018c) und Destatis (2018d)

Basierend auf den Ergebnissen zur Strom- und Handelsintensität sowie der Analyse der Wirtschaftszweige lässt sich ableiten, dass insbesondere Unternehmen der Stahlindustrie, der Aluminiumindustrie, der Chemieindustrie sowie der Papierindustrie von Strompreissteigerungen betroffen sind. Unternehmen in diesen Branchen weisen eine hohe Stromkostenintensität auf und befinden sich in einem Marktumfeld mit hoher Handelsintensität. Der internationale Vergleich der Industriestrompreise wird dementsprechend für exemplarische Unternehmen dieser Branchen durchgeführt.

5.4 Strompreisstruktur von Industriebetrieben

5.4.1 Kosten für die Strombeschaffung

Die Kosten für die Strombeschaffung setzen sich aus den Großhandelsstrompreisen sowie weiteren Beschaffungskosten zusammen. Großhandelsstrompreise entsprechen den Preisen, die in bilateralen langfristigen Stromlieferverträgen sowie auf Termin- und Spotmärkten ausgehandelt werden. Ein Beispiel hierfür stellen Day-Ahead-Märkte dar. Beschaffungskosten entsprechen den Kosten, die Stromabnehmer an Stromhändler zahlen, damit diese Strom an Strombörsen oder Terminmärkten einkaufen und dem Abnehmer zur Verfügung stellen.

Stromintensive Industrieunternehmen beziehen ihren Strom in vielen Fällen direkt von der Strombörse. Diese Unternehmen zahlen keine zusätzlichen Beschaffungskosten pro bezogener MWh. Es wird angenommen, dass dies auch für Unternehmen gilt, die im Rahmen des internationalen Industrievergleichs untersucht werden.⁷⁶ In Teilen erzeugen Industrieunternehmen den verwendeten Strom durch eigene Kraftwerke. Der hier erzeugte Strom kann entweder selbst genutzt oder auf dem Markt veräußert werden. Die Opportunitätskosten im Falle der Erzeugung für den eigenen Verbrauch entsprechen somit den Großhandelsstrompreisen, zu denen der Strom hätte verkauft werden können. Auf Basis des ökonomischen Kalküls entsprechen die Kosten für Energiebeschaffung daher auch im Falle der Eigenerzeugung den Großhandelsstrompreisen.

5.4.2 Administrative Preisbestandteile

Neben den Energiebeschaffungskosten fallen zusätzlich administrative Preisbestandteile an. Diese lassen sich in die drei Kategorien Transport- und Verteilungsentgelte, Umlagen für Erneuerbare Energien und Umwelt sowie Steuern und Abgaben aufteilen. Diese Kostenbestandteile fallen in allen Ländern des Industrievergleichs in unterschiedlicher Höhe an. Im Folgenden werden die einzelnen administrativen Preisbestandteile in Deutschland beschrieben.

Transport- und Verteilungsentgelte

Die Kosten für Transport und Verteilung basieren in Deutschland überwiegend auf Netzentgelten. Zusätzlich fällt die Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV sowie die Umlage für abschaltbare Lasten an.

Netzentgelte werden zur Deckung der Investitions- und Betriebskosten der Stromnetzinfrastruktur erhoben. Sie sind grundsätzlich in der StromNEV geregelt. Für Industrieunternehmen besteht in vielen Fällen die Möglichkeit, individuelle und niedrigere Netzentgelte mit dem jeweiligen Netzbetreiber zu vereinbaren. Hierfür muss eine der in § 19 Abs. 2 StromNEV genannten Bedingungen

⁷⁶ Analog zu Ecofys (2015b).

erfüllt sein. Eine atypische Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV liegt vor, wenn die Einzelhöchstlast eines Netznutzers vorhersehbar und erheblich von der Jahreshöchstlast der Spannungsebene abweicht. Das Netzentgelt kann hierdurch um bis zu 80 % reduziert werden. Als zweite Sonderform gelten stromintensive Netznutzer (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV). Diese haben einen Anspruch auf ein individuelles Netzentgelt, wenn die Benutzungsstundenzahl über 7000 h/a liegt und der Stromverbrauch 10 GWh/a überschreitet. Das individuelle Netzentgelt darf abhängig von der Benutzungsstundenzahl bestimmte Mindestanteile am veröffentlichten Netzentgelt nicht unterschreiten. Bei einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7000 h/a liegt der Mindestanteil bei 20 %, bei mehr als 7500 h/a bei 15 % und bei einer Benutzungsstundenzahl über 8000 h/a bei 10 %.⁷⁷ Es wird angenommen, dass sich deutsche Beispielunternehmen im Netzgebiet von Amprion befinden, sodass bei der Berechnung der Netzentgelte die Kosten des Amprion-Netzgebietes verwendet werden.

Neben Netzentgelten fällt die Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV an. Sie dient dazu die entgangenen Erlöse aufgrund von individuellen Netzentgelten auszugleichen. Die entgangenen Erlöse werden als Aufschlag auf die Netzentgelte (§ 19 StromNEV-Umlage) anteilig auf alle Letztverbraucher umgelegt. Im Jahr 2017 lag die Umlage für Industrieunternehmen zwischen 0,5 EUR/MWh bzw. 0,25 EUR/MWh.⁷⁸

Mit der Umlage für abschaltbare Lasten werden Vergütungszahlungen der Übertragungsnetzbetreiber an Anbieter von sogenannter Abschaltleistung ausgeglichen. Abschaltleistungen stellen Industriebetriebe bereit, indem sie sich bereiterklären ihre Last kurzfristig gegen eine Vergütung zu reduzieren. Im Jahr 2017 betrug diese Umlage 0,06 EUR/MWh.⁷⁹

Die Berechnung von Netzentgelten ist nicht Teil dieser Studie. dena (2018) zeigt jedoch, dass der Anstieg der Netzentgelte - im Vergleich zum Anstieg der Großhandelsstrompreise - gering ausfällt.

Umlagen für erneuerbare Energien und Umweltschutz

Kosten für EE und Umweltschutz im Energiesektor werden häufig über Umlagen auf die einzelnen Stromverbraucher aufgeteilt. Die bekannteste Umlage stellt die EEG-Umlage dar. Mit ihr wird der Ausbau der erneuerbaren Energien finanziert. Im Jahr 2017 lag die EEG-Umlage bei 68,8 EUR/MWh.⁸⁰ Bestimmte stromintensive Industrieunternehmen, welche die Voraussetzungen der Inanspruchnahme gem. §§ 63 und 64 EEG erfüllen, profitieren von der besonderen Ausgleichsregelung. Danach muss der Stromanteil bis 1 GWh mit der vollen EEG-Umlage bezahlt werden (sogenannter Selbstbehalt), während darüber hinaus je nach Stromkostenintensität nur noch ein geringerer Anteil gezahlt werden muss (vgl. § 64 EEG). Je nach Einzelfall kann die EEG-Umlage so auf bis zu 0,5 EUR/MWh reduziert werden (§ 64 EEG Abs. 2 Nr. 4 lit. a).

⁷⁷ § 19 Abs. 2 Satz 3 StromNEV.

⁷⁸ Vgl. NETZ (2018e).

⁷⁹ Vgl. NETZ (2018d).

⁸⁰ Vgl. NETZ (2018a).

Die KWKG-Umlage finanziert den Ausbau von Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung. Die Umlage nach dem KWKG betrug in 2017 4,38 EUR/MWh für nicht-privilegierte Letztverbraucher.⁸¹ Für stromkostenintensive Unternehmen mit reduzierter EEG-Umlage ist analog nach den gleichen Kriterien auch die KWK-Umlage reduziert. Hier ist jedoch ein Mindestsatz von 0,3 EUR/MWh vorgegeben (§ 27 Abs. 1 KWKG).

Die Offshore-Haftungsumlage⁸² wurde wegen möglicher Entschädigungszahlungen an Betreiber von Offshore-Windparks eingeführt, die für den verspäteten Anschluss an das Übertragungsnetz an Land oder wegen lang andauernder Netzunterbrechungen zu zahlen sind.⁸³ Auch die Offshore-Haftungsumlage wird je nach Letztverbrauchergruppe erhoben. Für die stromintensiven Letztverbraucher ergab sich im Jahr 2017 eine Umlage in Höhe von 0,5 EUR/MWh bzw. 0,25 EUR/MWh, welche ebenfalls gesetzlich festgelegten Begrenzungen entspricht.⁸⁴

Steuern und Abgaben

Neben Umlagen fallen Steuern und Abgaben an. Diese Bestandteile dienen nicht der direkten Finanzierung des Stromsektors, sondern tragen zur allgemeinen Finanzierung des Staates bei. In Deutschland fallen hierunter Stromsteuer sowie Konzessionsabgaben, die im Folgenden genauer erläutert werden.

Die Stromsteuer fällt abhängig vom Stromverbrauch an und wird anhand des Stromsteuergesetzes (StromStG) festgelegt. Der Stromsteuersatz liegt nach § 3 StromStG regulär bei 20,5 EUR/MWh. Für die Stromsteuer gilt im produzierenden Gewerbe ein ermäßigter Steuersatz (15,37 EUR/MWh), sofern die Einsparung durch die reduzierte Steuer, d.h. der Entlastungsbetrag, 250 Euro übersteigt (§ 9b StromStG). Unternehmen des produzierenden Gewerbes wird unter bestimmten Effizienzanforderungen für das gesamte produzierende Gewerbe und bei Einführung eines betrieblichen Energie- und Umweltmanagementsystems ein Spitzenausgleich (Stromsteuersatz von minimal 1,5 EUR/MWh) gewährt (§ 10 StromStG). Für bestimmte vom Gesetzgeber festgelegte Prozesse des produzierenden Gewerbes gilt eine vollständige Befreiung von der Stromsteuer. Diese Prozesse beinhalten Elektrolysen sowie sonstige Prozesse der Metallerzeugung und -bearbeitung, sofern sie der Wärmebehandlung dienen (§ 9a StromStG).

Die Höhe der Konzessionsabgabe unterscheidet sich nach Kundenart, wobei Industriebetriebe zu den Sondervertragskunden⁸⁵ zählen, deren Konzessionsabgabe 1,1 EUR/MWh nicht übersteigen darf (§ 2 Abs. 3 Nr. 1 KAV). Zudem entfällt die Zahlung der Konzessionsabgabe, sofern der eigene

⁸¹ Vgl. NETZ (2018c).

⁸² Diese Umlage ist seit dem 1. Januar 2019 Teil der neu geschaffenen Offshore-Netzumlage. Im Vergleich zur Offshore-Haftungsumlage enthält diese Umlage auch die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Anbindungsleitungen. Diese Kosten sind somit nicht mehr in der Netzentgelte. In 2019 beträgt die Offshore-Netzumlage 4,16 EUR/MWh für nicht privilegierte Endverbraucher (Vgl. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/PreiseRechnTarife/umlagen_strompreis-table.html (Abgerufen am 15.04.2019)).

⁸³ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/PreiseRechnTarife/umlagen_strompreis-table.html (Abgerufen am 15.04.2019).

⁸⁴ Vgl. NETZ (2018f).

⁸⁵ Sondervertragskunden müssen eine viertelstündliche Leistungsmessung, einen Jahresstromverbrauch von mindestens 30.000 kWh und zweimalige Monatshöchstleistung über 30 kW pro Jahr nachweisen (§ 2 Abs. 7 KAV).

Durchschnittspreis je kWh (inkl. EEG-, KWK-Umlage und Stromsteuer) unter einem vom Statistischen Bundesamt jährlich berechneten Grenzpreis liegt (§ 2 Abs. 4 KAV).

Kompensationen für indirekte CO₂-Kosten des Emissionshandels

Kompensationen für indirekte CO₂-Kosten sollen der Gefahr der Verlagerung von CO₂-Emissionen (sogenanntes Carbon Leakage) auf Standorte außerhalb des räumlichen Anwendungsbereichs der EU-Emissionshandelsrichtlinie vorbeugen. Indirekte CO₂-Kosten entstehen dadurch, dass Stromerzeuger die Kosten für Emissionsberechtigungen über den Strompreis an ihre Kunden weitergeben. Mit den Beihilfen soll für Unternehmen in bestimmten stromintensiven Sektoren ein Teil dieser Kosten kompensiert werden. Die stromkostenreduzierende Wirkung dieser Beihilfen wird in diesem Kapitel zunächst nicht betrachtet.

In Kapitel 6 wird die heutige und mögliche zukünftige Ausgestaltung der Strompreiskompensation im Detail untersucht. Auf Basis dieser Untersuchung wird der Einfluss des Kompensationsmechanismus auf die Strombeschaffungspreise der exemplarischen Industrieunternehmen im Referenz- und im Kohleausstiegsszenario analysiert.

5.5 Internationaler Vergleich von Industriestrompreisen

5.5.1 Definition exemplarischer Unternehmen

In Kapitel 5.3 wurde gezeigt, dass die Branchen Eisen- und Stahl, Aluminium, Chemie und Papier aufgrund ihrer hohen Stromkosten- und Handelsintensität besonders von Strompreiserhöhungen betroffenen sind. Diese Branchen haben zudem eine hohe wirtschaftliche Relevanz für den Wirtschaftsstandort Deutschland. In der folgenden Analyse werden die Strompreise, deren Zusammensetzung sowie deren zukünftige Entwicklung für beispielhafte Unternehmen der Branchen untersucht. Konkret werden die Preise eines exemplarischen Elektrostahlerzeugers⁸⁶, Chlorproduzenten⁸⁷ und Papierherstellers⁸⁸ sowie einer beispielhaften Primäraluminiumhütte⁸⁹ analysiert. Die Definition der exemplarischen Unternehmen basiert dabei auf den Annahmen von Ecofys (2015b). Die beispielhaften Unternehmen bilden dabei besonders stromintensive Prozesse ab, die von Entlastungsregelungen hinsichtlich der administrativen Strompreisbestandteile profitieren. Die Prozesse und Strompreise sind daher nicht für die gesamte Branche repräsentativ. Darüber hinaus

⁸⁶ Der exemplarische Elektrostahlerzeuger ist durch einen Jahresstromverbrauch von 572 GWh, ohne Eigenerzeugung, 127 MW Anschlussleistung und einer Volllaststundenzahl von rund 4500 gekennzeichnet.

⁸⁷ Der exemplarische Chlorproduzent ist durch einen Jahresstromverbrauch von 650 GWh, ohne Eigenerzeugung, 90 MW Anschlussleistung und einer Volllaststundenzahl über 8000 (Lastspitze max. 81 GW) gekennzeichnet.

⁸⁸ Der exemplarische Papierhersteller ist durch einen Jahresstromverbrauch von 400 GWh, ohne Eigenerzeugung, 90 MW Anschlussleistung und einer Volllaststundenzahl unter 7000 gekennzeichnet.

⁸⁹ Die exemplarische Primäraluminiumhütte ist durch einen Jahresstromverbrauch von 1950 GWh, ohne Eigenerzeugung, 230 MW Anschlussleistung und einer Volllaststundenzahl über 8000 gekennzeichnet.

müssen die besonders stromintensiven und damit von Strompreiserhöhungen besonders betroffenen Prozesse als Teil einer Wertschöpfungskette mit weniger stromintensiven Prozessen und Unternehmen betrachtet werden.

5.5.2 Internationale Industriestrompreise nach Fraunhofer ISI und Ecofys (2015)

Die Strompreise, die Unternehmen verschiedener Branchen im In- und Ausland zahlen, setzen sich aus dem Strombeschaffungspreis sowie administrativen Strompreisbestandteilen zusammen. Aufgrund der Vielzahl von länder- und branchenspezifischen teilweise intransparenten Fördermechanismen, Entlastungsregelungen und Regulierungen ist eine internationale Gegenüberstellung von Strompreisen für die exemplarischen Unternehmen äußerst aufwendig und kompliziert. Im Jahr 2015 haben das Fraunhofer ISI sowie das Beratungsunternehmen Ecofys mehrere Gutachten veröffentlicht, welche Strompreise spezifischer Unternehmen in verschiedenen Ländern gegenüberstellen. Die Ergebnisse dieser Gutachten werden im Folgenden vorgestellt, um ein grundlegendes Verständnis für die Strompreiszusammensetzung der exemplarischen Unternehmen im europäischen und außereuropäischen Ausland zu erhalten.

Die Ergebnisse von Fraunhofer ISI und Ecofys basieren auf detaillierten Recherchen, Branchenwerten und individuellen Angaben. Die Abschätzungen gewährleisten dabei keine Repräsentativität, aber ermöglichen plausible Branchen- bzw. Unternehmensergebnisse.⁹⁰ Abbildung 46 bis Abbildung 49 zeigen die Strompreise für Strombezug aus dem öffentlichen Netz für die Beispielunternehmen der jeweiligen Branchen für das Jahr 2013. Beispielhaft für die USA und Kanada werden die Strompreise für Texas und Quebec dargestellt. Die Strombeschaffungspreise in Italien sind schraffiert dargestellt, da weitere Energiepolitiken die Beschaffungspreise deutlich reduzieren könnten.⁹¹

Die Ergebnisse von Fraunhofer ISI und Ecofys zeigen für alle vier untersuchten stromintensiven Industriebranchen ein ähnliches Bild. Den größten Anteil an den Stromkosten stellen in allen betrachteten Ländern die Energiebeschaffungspreise dar. Sie unterscheiden sich zwischen den einzelnen Ländern deutlich. Ursache hierfür sind die unterschiedlichen Stromerzeugungsmixe.

Transport- und Verteilungskosten stellen den zweitgrößten Kostenfaktor dar. Dabei zahlen Stahl- sowie Papierproduzenten tendenziell höhere Entgelte als Aluminium- und Chlorproduzenten. Der Grund hierfür sind die angenommenen höheren Benutzungsstunden der letzteren Branchen.⁹² Die Kosten für Transport und Verteilung unterscheiden sich zudem deutlich. So zahlen Unternehmen in Texas je nach Branche zwischen 6 und 8 EUR/MWh mehr als deutsche Unternehmen.⁹³

⁹⁰ Vgl. Ecofys (2015a), Ecofys (2015b) und Ecofys (2015c).

⁹¹ Vgl. Ecofys (2015b): Energieintensive Unternehmen in Italien haben die Möglichkeit vorrangigen Zugriff auf Interkonnektor-Kapazitäten zu erhalten und so von niedrigen Preisen in Nachbarländern zu profitieren. Inwiefern dieser Mechanismus in den Strombeschaffungspreisen wiedergegeben wird ist nicht deutlich.

⁹² Für einen Chlorproduzenten, der keine 8000 Benutzungsstunden erreicht würden dem entsprechend höhere Netzentgelte anfallen.

⁹³ Für die Länder Kanada, Japan, Südkorea und China sind Großhandelspreise und Netzentgelte zusammengefasst, sodass Aussagen über Kosten für Transport und Verteilung nicht möglich sind.

Umlagen und Steuern sind für die untersuchten Unternehmen tendenziell von untergeordneter Bedeutung. Die Belastungen liegen, mit Ausnahme von Italien, in allen betrachteten Ländern für alle Branchen unter 6 EUR/MWh. In Italien betragen die Kosten für Stahl- und Chlorhersteller in Summe rund 10 EUR/MWh. Italienische Papierhersteller zahlten aufgrund hoher Umlagen für die Finanzierung von EE-Anlagen und Umweltschutz im Jahr 2013 in Summe sogar 45 EUR/MWh. Bei Betrachtung der gesamten Stromkosten zeigt sich, dass die zu zahlenden Industriestrompreise für deutsche Unternehmen im Jahr 2013 im internationalen Vergleich im Mittelfeld lagen. Die höchsten Preise zahlten Industrieunternehmen in Japan und Italien.

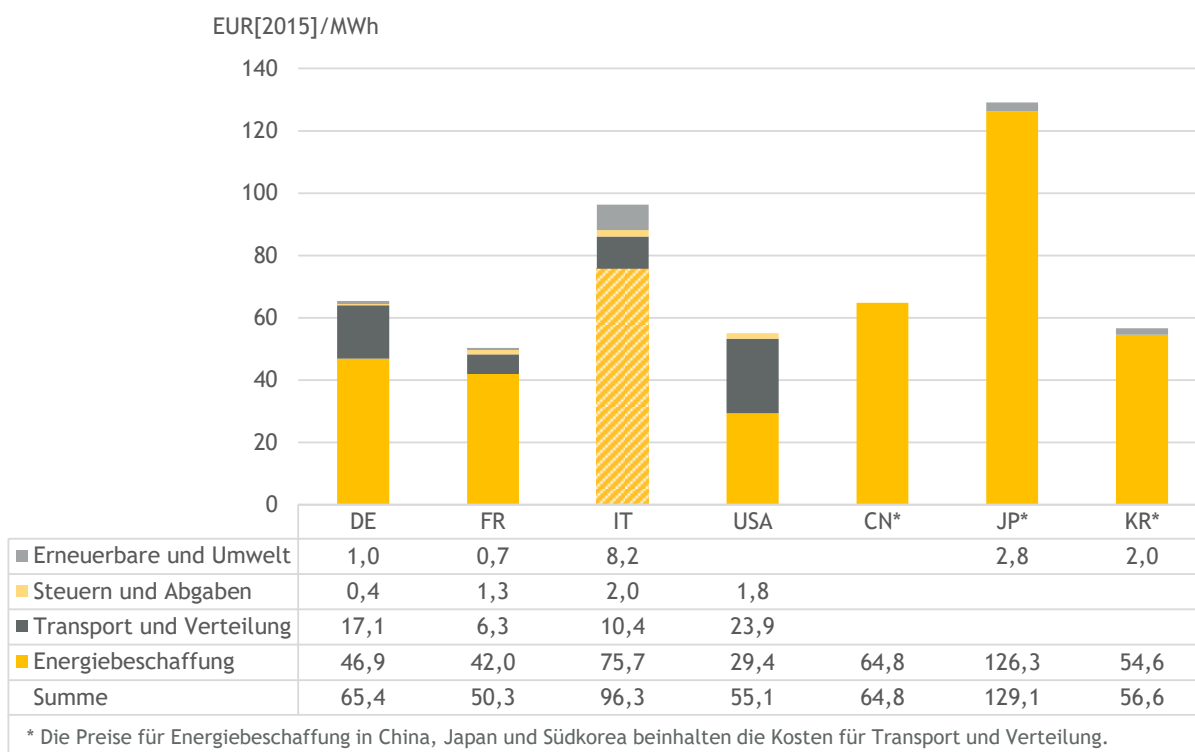
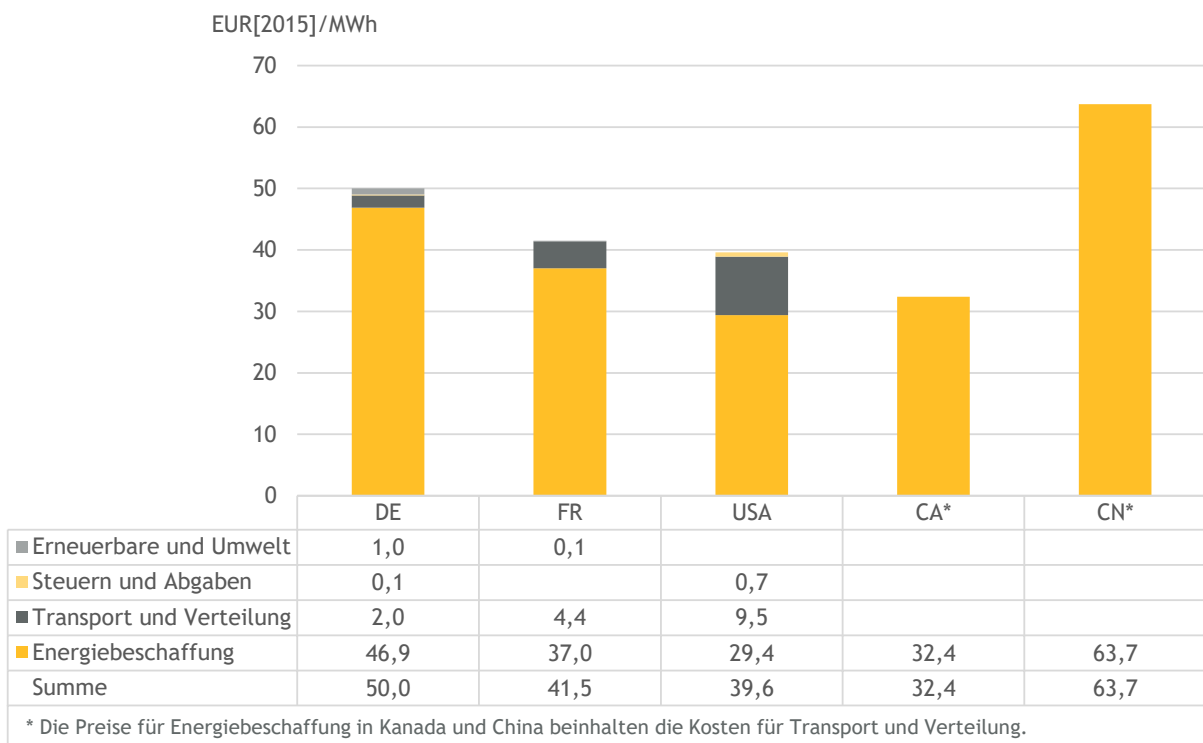
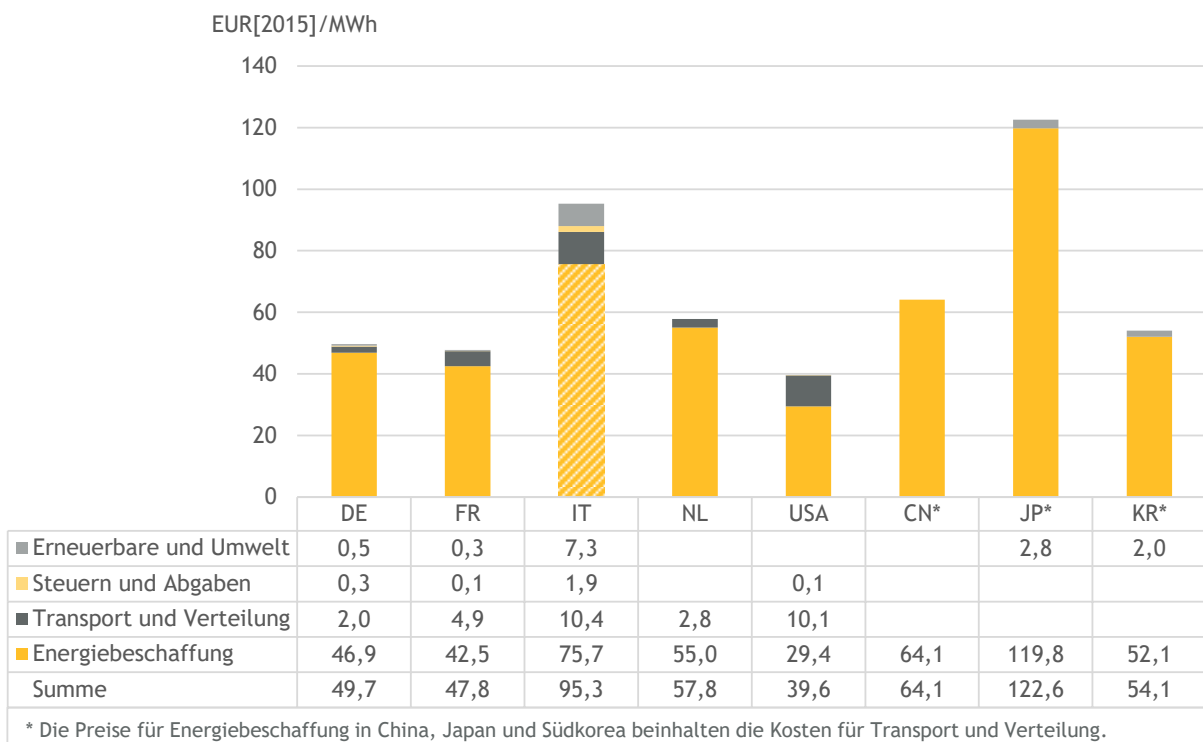


ABBILDUNG 46: STROMPREISE FÜR DIE ELEKTROSTAHLERZEUGUNG

Quelle: Eigene Darstellung, analog zu Ecofys (2015b)

**ABBILDUNG 47: STROMPREISE FÜR DIE PRIMÄRALUMINIUMHÜTTE**

Quelle: Eigene Darstellung, analog zu Ecofys (2015b)

**ABBILDUNG 48: STROMPREISE FÜR DIE CHLOR-ALKALI-ELEKTROLYSE**

Quelle: Eigene Darstellung, analog zu Ecofys (2015b)

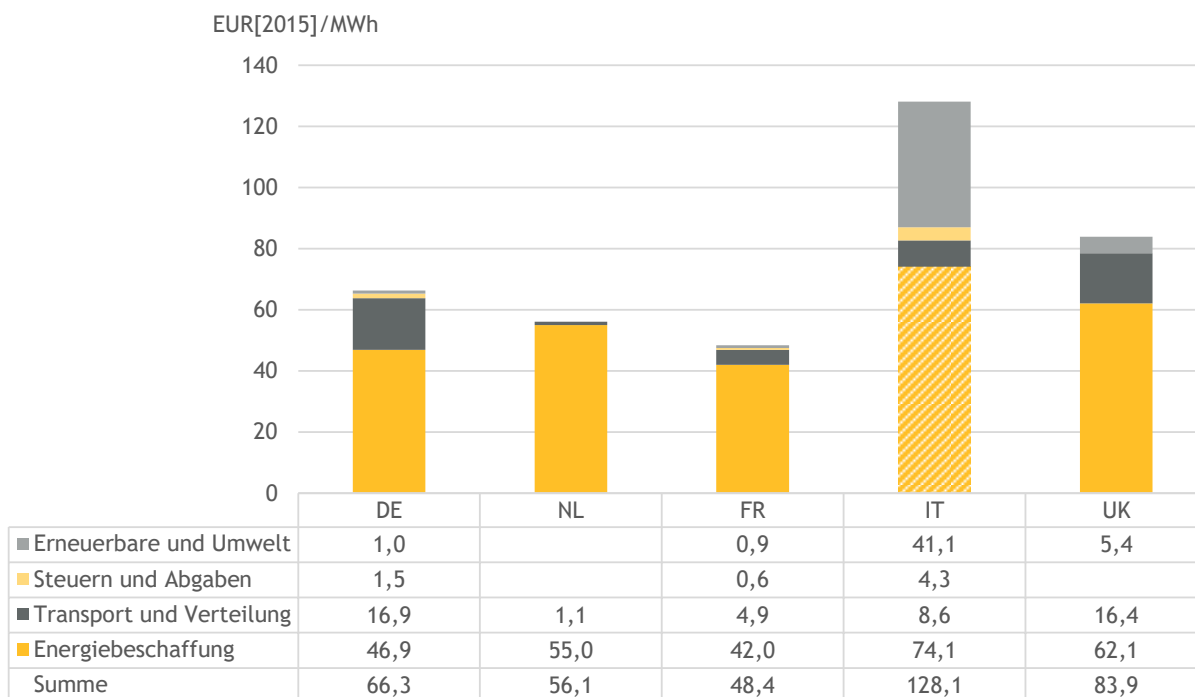


ABBILDUNG 49: STROMPREISE FÜR DEN PAPIERHERSTELLER

Quelle: Eigene Darstellung, analog zu Ecofys (2015b)

5.5.3 Industriestrompreise in Deutschland 2017

Eine Aktualisierung der absoluten Strompreise inklusive der administrativen Strompreisbestandteile für das Jahr 2017 aller Vergleichsländer ist aufgrund mangelnder Transparenz bezüglich regulatorischer und industriepolitischer Maßnahmen in den verschiedenen Branchen und Ländern nicht möglich.

Ein Indikator für die Entwicklung der europäischen Industriestrompreise stellen die Angaben von EUROSTAT (2019) dar. Sie geben die Kosten für Strombeschaffung stromintensiver Unternehmen (70-150 GWh/a Stromverbrauch) an. Hierbei zeigt sich, dass die Kosten für deutsche Unternehmen zwischen 2013 und 2017 deutlich zurückgingen, während sie in den europäischen Vergleichsländern in diesem Zeitraum nur geringfügig sanken. Die Strombeschaffungskosten deutscher stromintensiver Unternehmen fielen im Jahr 2017 im europäischen Vergleich verhältnismäßig niedrig aus.

Eine weitergehende Analyse der Industriestrompreise wird im Zuge dieser Studie nur für Deutschland durchgeführt. Auf Basis des historischen durchschnittlichen Großhandelsstrompreises sowie der in Kapitel 5.4.2 beschriebenen administrativen Kostenbestandteile können die Industriestrompreise für das Jahr 2017 bestimmt werden. Abbildung 50 stellt für Deutschland die durchschnitt-

lichen Strompreise des exemplarischen Elektrostahlerzeugers, Chlorproduzenten und Papierherstellers sowie der beispielhaften Primäraluminiumhütte in Jahr 2017 dar. Die Berechnung der Netzentgelte basiert auf Amprion (2017).

Neben den in dieser Studie analysierten entlasteten stromintensiven Industriebetrieben gibt es auch stromintensive Unternehmen, die nicht in gleichem Maße von Umlagen und Netzentgelten entlastet sind und nicht im Fokus dieser Untersuchung stehen. In der Abbildung ist zur Einordnung der vom BDEW (2018) berechnete maximale Industriestrompreis für Unternehmen ohne Möglichkeit zur Nutzung von Entlastungsregelungen abgebildet.⁹⁴

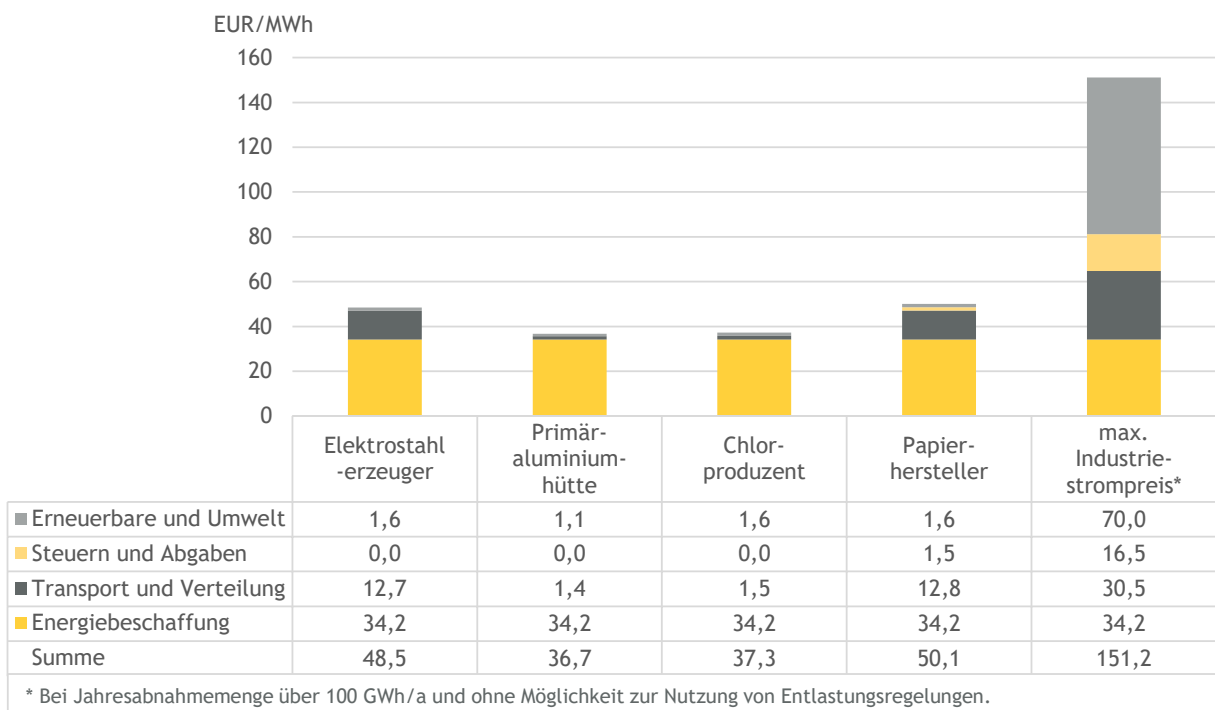


ABBILDUNG 50: INDUSTRIESTROMPREISE IN DEUTSCHLAND NACH BRANCHE 2017

Quelle: Eigene Berechnungen, basierend auf NEV, AbLaV, EEG, KWKG, EnWG, StromStG, KAV, Amprion (2017) und BDEW (2018)

5.5.4 Strompreisentwicklung bis 2030

Im Folgenden wird die Strompreisentwicklung in den Vergleichsländern von 2017 bis zum Jahre 2030 untersucht. Diese Untersuchung erfolgt auf Basis einer Analyse der Großhandelsstrompreise, die als geeigneter Indikator für die Strombeschaffungspreisen herangezogen werden können (vgl. Kapitel 5.4.1).

⁹⁴ Jahresabnahmemenge über 100 GWh/a.

Die Entwicklung der administrativen Strombestandteile wird aus verschiedenen Gründen nicht betrachtet. Zum einen ist es schwierig verlässliche Informationen zur Strompreiszusammensetzung für alle exemplarischen Unternehmen in den verschiedenen europäischen sowie außereuropäischen Vergleichsländern zu ermitteln (vgl. Kapitel 5.5.3). Zum anderen sind die Entwicklung der administrativen Strombestandteile sowohl für Deutschland als auch die Vergleichsländer äußerst schwer zu prognostizieren.

Für die untersuchten exemplarischen, stromintensiven Unternehmen gilt darüber hinaus, dass diese im In- und Ausland zu weiten Teilen von administrativen Strompreisbestandteilen entlastet werden, sodass die Strompreise dieser Unternehmen maßgeblich von den Entwicklungen der Großhandelsstrompreise beeinflusst werden.

Für Deutschland und die europäischen Vergleichsländer wird die Entwicklung der Großhandelsstrompreise entsprechend der Modellergebnisse (Kapitel 3.5.1 und Kapitel 4.5.1) unterstellt. Die Kosten zur Finanzierung gesicherter Leistung werden bei der Analyse der Strompreisentwicklungen nicht berücksichtigt.

Neben den europäischen Vergleichsländern werden auch die USA, Kanada, China, Südkorea und Japan berücksichtigt. Die angenommenen Entwicklungen der Großhandelsstrompreise stammen aus öffentlich verfügbaren Quellen. Für die USA, China und Japan sind im WEO 2018 Prognosen für Großhandelsstrompreise angegeben.⁹⁵ Diese basieren, wie die genutzten Brennstoffpreise in der Modellrechnung, auf dem „New Policy Scenario“. Da Strompreise in den Flächenstaaten USA und China sehr heterogen sind, entsprechen die angegeben Werte den durchschnittlichen Preisen. Je nach Region können sich die Werte und Verläufe jedoch deutlich unterscheiden. Für den Flächenstaat Kanada stammen die zukünftigen Großhandelsstrompreise aus Angaben des kanadischen National Energy Boards (NEB, 2018). Auch hier handelt es sich um durchschnittliche Preise. Für Südkorea sind keine öffentlich verfügbaren Großhandelsstrompreisprognosen verfügbar. Gaskraftwerke sind in Südkorea in den meisten Situationen preissetzend. Der Strompreis wird daher durch Gaspreise bestimmt. Entsprechend der Annahmen in dieser Studie steigen Gaspreise bis 2030 um ungefähr 1,5 % jährlich. Durch Effizienzsteigerungen bei Gaskraftwerken sowie geplanten Abgabeverringerungen für Gas ist anzunehmen, dass die Steigerung der Strompreise geringer ausfällt. Auf Basis dieser Erkenntnisse wird, basierend auf dem Strombeschaffungspreis aus Ecofys (2015b), ein jährlicher Strompreisanstieg von 0,8 % angenommen.⁹⁶ Es ist davon auszugehen, dass sich die Annahmen und die zugrundeliegende Methodik, der im vorherigen Abschnitt genannten Quellen deutlich von der in dieser Analyse durchgeführten Modellierung der europäischen Großhandelsstrompreise unterscheiden. Die Bewertung der Auswirkungen von steigenden Strompreisen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit sollte dies einbeziehen.

⁹⁵ Vgl. IEA (2018b).

⁹⁶ Abweichend von der Betrachtung der anderen Vergleichsländer wird für Südkorea nicht der Großhandelsstrompreis, sondern der Strombeschaffungspreis des in Ecofys (2015b) untersuchten Elektrostahlwerks betrachtet.

In Bezug auf die Industriestrompreise in China ist darauf hinzuweisen, dass diese in China staatlich reguliert sind. Auch wenn es Bestrebungen gibt Marktmechanismen zu etablieren werden die Strompreise durch den Staat sowie die staatlichen Netzbetreiber der jeweiligen Provinzen festgesetzt.⁹⁷ Verschiedene Studien und Gutachten weisen darauf hin, dass nicht von marktwirtschaftlichen Mechanismen auszugehen ist. Stattdessen werden einzelne Industriebranchen und Unternehmen bei der Festlegung von Strompreisen bevorzugt und erhalten niedrigere Strompreise. Dieses Vorgehen wird um weitere industriepolitische Eingriffe in den Markt, wie zum Beispiel direkte Subventionen ergänzt.⁹⁸ Auf Basis dieser Erkenntnisse und der auf Expansion ausgerichteten Industriepolitik in China, ist es daher wahrscheinlich, dass zukünftige Strompreise stromintensiver, im internationalen Wettbewerb stehender Unternehmen vom angegebenen Trend abweichen. Die Entwicklung der Großhandelsstrompreise in China ist deshalb in den nachfolgenden Abbildungen als gestrichelte Linie dargestellt.

Abbildung 51 und Abbildung 52 zeigen die Großhandelsstrompreise im Referenz- sowie im Kohleausstiegsszenario. Auf Basis der untersuchten Quellen sind deutsche Großhandelsstrompreise in 2017 im Vergleich zu den betrachteten Ländern gering. Im Zeitverlauf steigen die Preise in Deutschland überdurchschnittlich stark. Im Referenzszenario liegt das deutsche Preisniveau jedoch auch 2030 im unteren Bereich der Vergleichsländer. Im Kohleausstiegsszenario steigen die Preise etwas stärker, sodass sich das deutsche Preisniveau in 2030 im unteren Mittelfeld befindet.

Diese Betrachtung ist allerdings vereinfachend und dürfte die realen Zusammenhänge nur unzureichend wiedergeben. Wie bereits erläutert handelt es sich bei den angenommenen Großhandelsstrompreisen im außereuropäischen Ausland um Mittelwerte.⁹⁹ Stromintensive Unternehmen dürften sich innerhalb der einzelnen Länder jedoch insbesondere in Regionen ansiedeln, die durch niedrige Strompreise gekennzeichnet sind. In den USA beispielsweise lagen die Mittelwerte der von Industrieunternehmen gezahlten Strompreise in den einzelnen Staaten im Jahr 2017 zwischen weniger als 50 EUR/MWh und mehr als 110 EUR/MWh.¹⁰⁰ Dazu kommt, dass die Vielzahl von länder- und branchenspezifischen Fördermechanismen, Entlastungsregelungen und Regulierungen nicht in der Höhe des mittleren Großhandelsstrompreises abgebildet werden. In der Studie Ecofys (2015b) wurden diese Mechanismen und Regulierungen sowie die regionalen Unterschiede der Strompreise innerhalb der Länder untersucht. Dies erklärt auch, dass beispielsweise die Strombeschaffungspreise in Texas 2013 bei Ecofys (2015b) deutlich niedriger sind als die im WEO (2018) für das Jahr 2017 angegebenen amerikanischen Durchschnittspreise.

⁹⁷ Vgl. BLS (2016) und Zhang (2018).

⁹⁸ Vgl. EK (2017c), THINK (2017) und OECD (2019).

⁹⁹ Die der Analyse zugrunde liegenden Großhandelsstrompreise für das Jahr 2017 sind im Anhang A.3 zu finden.

¹⁰⁰ Vgl. EIA (2017). Bei den genannten Zahlen handelt es sich um Industriestrompreise und nicht um Großhandelsstrompreise. Dennoch zeigt die weite Spanne der Preise die Heterogenität der Strompreise in den USA. Hierbei wurden Hawaii und Alaska nicht betrachtet.

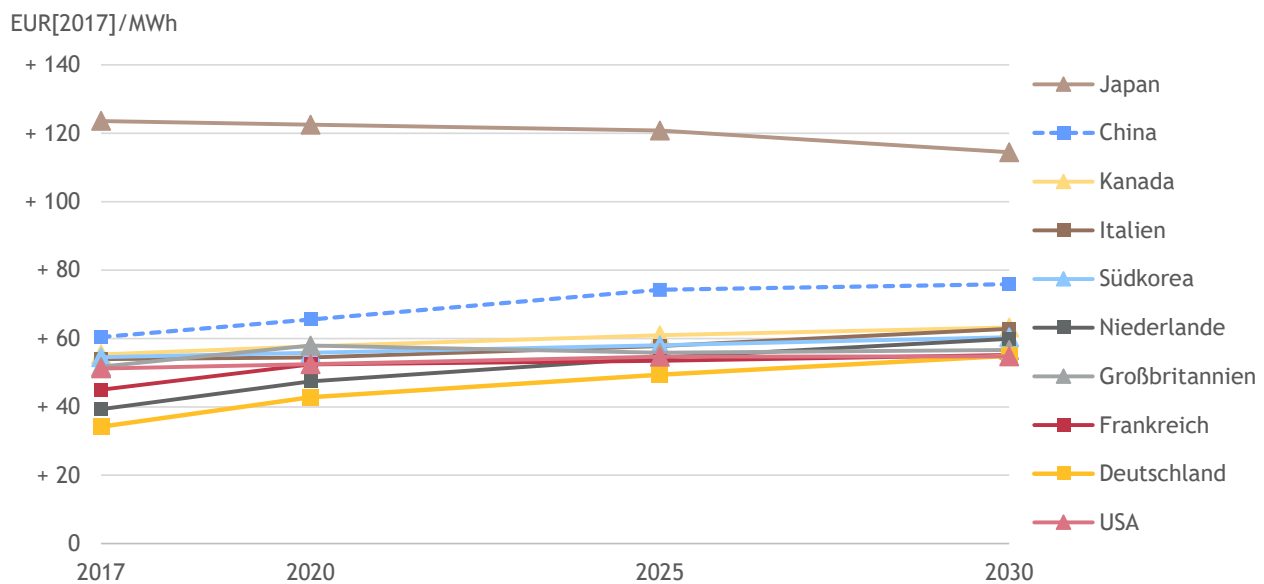


ABBILDUNG 51: ENTWICKLUNG DER MITTELWERTE DER GROSßHANDELSSTROMPREISE IM REFERENZSZENARIO

Quelle: Eigene Berechnungen, basierend auf IEA (2018b), NEB (2018) und Ecofys (2015b)

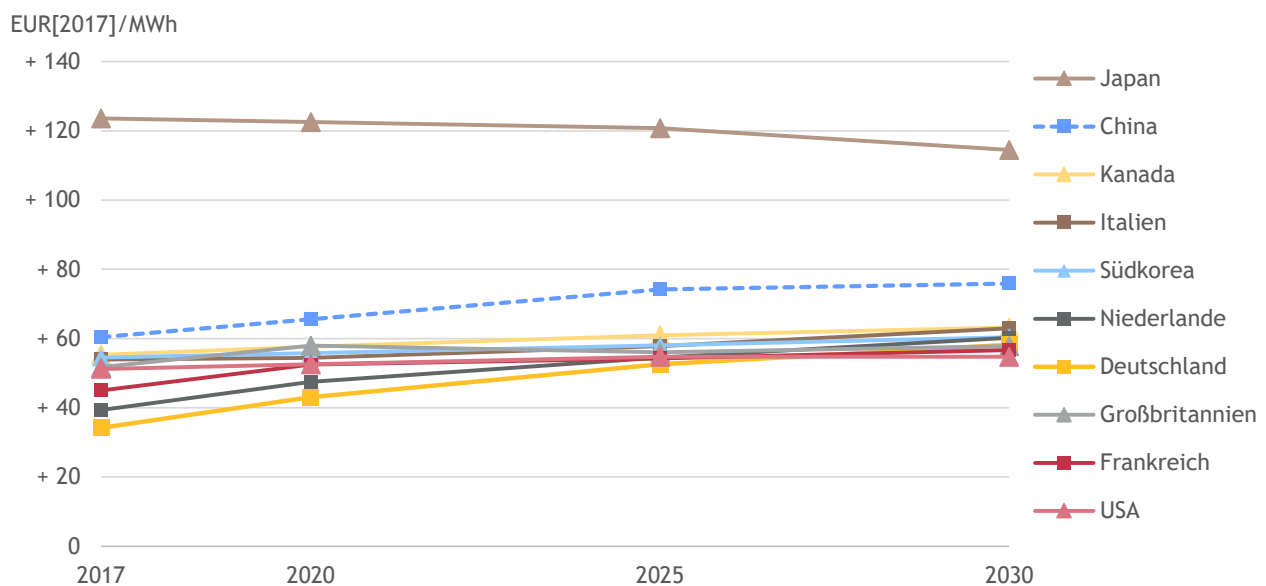


ABBILDUNG 52: ENTWICKLUNG DER MITTELWERTE DER GROSßHANDELSSTROMPREISE IM KOHLEAUSSTIEGSSZENARIO

Quelle: : Eigene Berechnungen, basierend auf IEA (2018b), NEB (2018) und Ecofys (2015b)

Aufgrund der erläuterten Problematik werden zusätzlich zur Betrachtung der Entwicklung der absoluten Großhandelsstrompreise die Veränderungen der Großhandelsstrompreise gegenüber 2017 betrachtet. Diese Veränderungen werden als Indikator dafür verwendet wie sich die Strompreise der exemplarischen Unternehmen im internationalen Vergleich relativ zum Status-Quo verändern. Abbildung 53 und Abbildung 54 zeigen die Veränderungen der Großhandelsstrompreise bezogen auf das Jahr 2017 im Referenz- sowie im Kohleausstiegsszenario.

Im Referenzszenario sind die Strompreissteigerungen in Deutschland, den Niederlanden und China am größten. Der Großhandelsstrompreis steigt in Deutschland bis zum Jahr 2030 um 21 EUR/MWh (vgl. Kapitel 3.5.1). Der Anstieg des Großhandelsstrompreises in Frankreich, Italien, Kanada, Südkorea, Großbritannien und den USA fällt im Verhältnis dazu geringer aus. Für die europäischen Vergleichsländer Frankreich, Italien und Großbritannien ist dies damit zu erklären, dass diese im Jahr 2017 bereits höhere Großhandelsstrompreise aufweisen als Deutschland und die Niederlande. Die Großhandelsstrompreise der europäischen Länder nähern sich also bis 2030 einander an (vgl. Kapitel 3.5.1). Hauptursache für die steigenden Großhandelsstrompreise in Kanada und China ist ein mittelfristig erwarteter Anstieg von Energieträgerpreisen sowie die Einführung von CO₂-Regimen, die ähnlich zum EU ETS wirken könnten.¹⁰¹ Grund für die nur gering steigenden Großhandelsstrompreise in den USA ist die mittelfristig angenommene hohe Verfügbarkeit von heimischem Gas aus unkonventioneller Erdgasförderung. Das einzige Land, in dem der Strompreis bis 2030 sinkt ist Japan. Hauptursache für die sinkenden Großhandelsstrompreise in Japan ist der erneute Einstieg in die Kernenergie.

Im Kohleausstiegsszenario steigt der Großhandelsstrompreise in Deutschland und in den europäischen Vergleichsländern bis 2030 stärker an als im Referenzszenario (vgl. Kapitel 4.5). Der Effekt des Kohleausstieges auf die Großhandelsstrompreise im europäischen Ausland ist jedoch deutlich geringer als auf den Großhandelsstrompreis in Deutschland. Es wird angenommen, dass der Kohleausstieg die Strompreise im außereuropäischen Ausland nicht beeinflusst. Die Strompreise unterscheiden sich in diesen Ländern daher im Vergleich zum Referenzszenario nicht.

Der Teil des Strompreisanstiegs, der durch die Preise für EU ETS Zertifikate erklärt werden kann, wird Unternehmen in den betrachteten Branchen im Zuge der Strompreiskompensation in Teilen erstattet. In Kapitel 6 wird der Einfluss des Kompensationsmechanismus auf die Strombeschaffungspreise der exemplarischen Industrieunternehmen im Referenzszenario und im Kohleausstiegsszenario analysiert.

¹⁰¹ Vgl. GoC (2018) sowie EK (2018b).

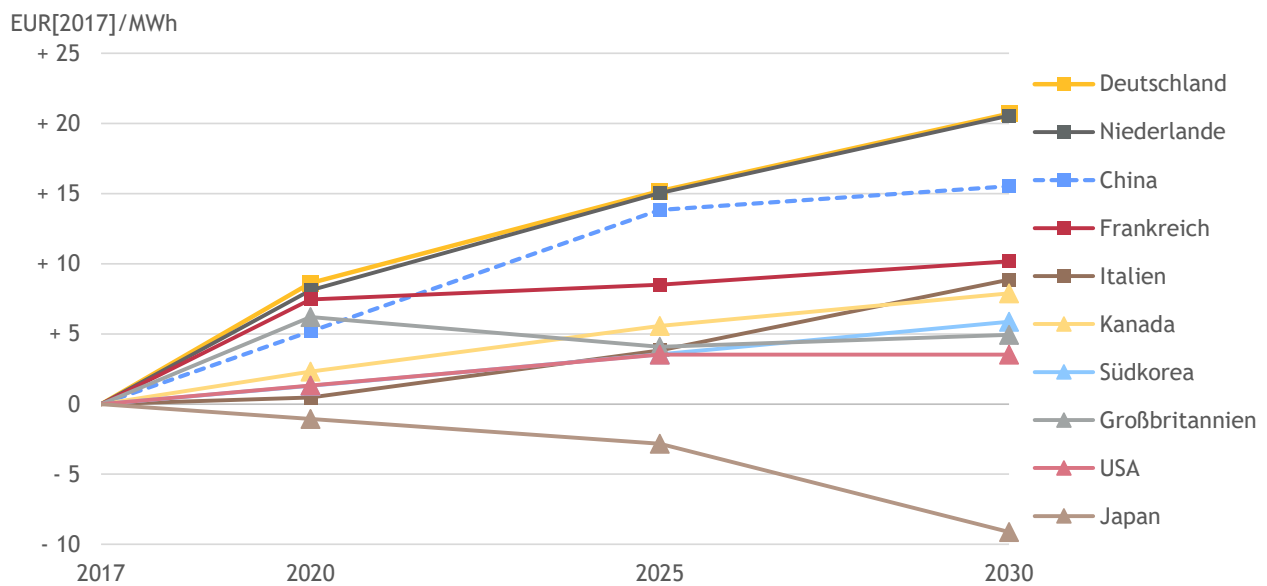


ABBILDUNG 53: ABSOLUTE VERÄNDERUNG DER GROSßHANDELSSTROMPREISE IM VERGLEICH ZUM JAHR 2017

IM REFERENZSZENARIO

Quelle: Eigene Berechnungen, basierend auf IEA (2018b) und NEB (2018)

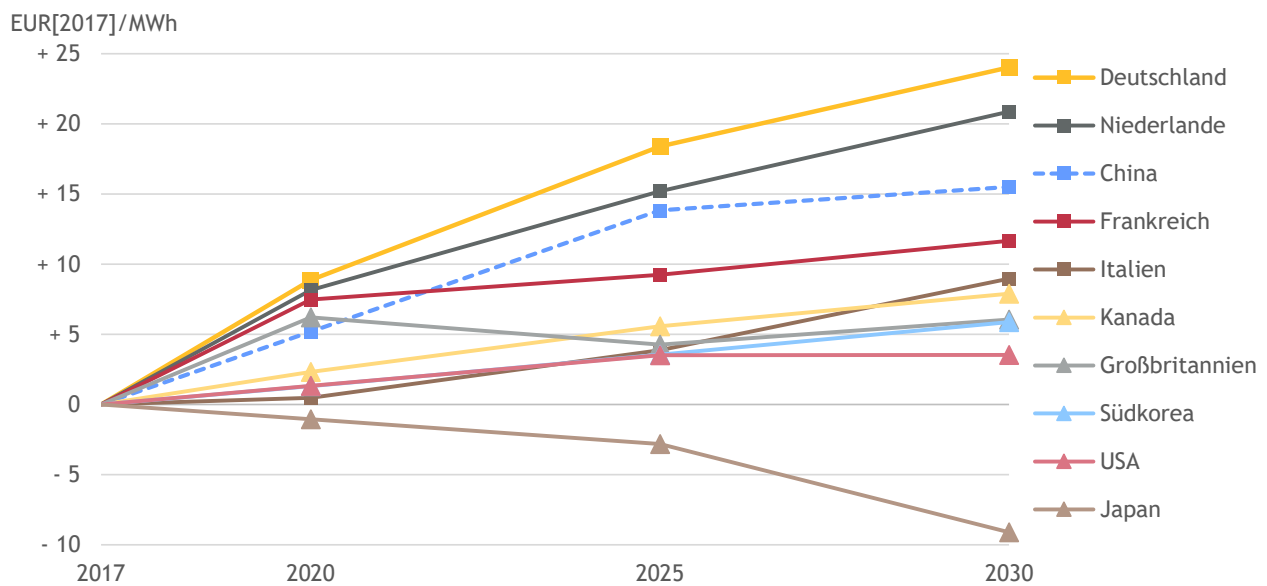


ABBILDUNG 54: ABSOLUTE VERÄNDERUNG DER GROSßHANDELSSTROMPREISE IM VERGLEICH ZUM JAHR 2017

IM KOHLEAUSSTIEGSSZENARIO

Quelle: Eigene Berechnungen, basierend auf IEA (2018b) und NEB (2018)

6 STROMPREISKOMPENSATION

6.1 Strompreiskompensation - Status quo

6.1.1 Ziel der Strompreiskompensation und gesetzlicher Rahmen

Die am EU ETS teilnehmenden Länder haben die Möglichkeit Unternehmen staatliche Beihilfen zu gewähren, um die sogenannten indirekten CO₂-Kosten auszugleichen. Als indirekte CO₂-Kosten werden die Mehrkosten für Unternehmen bezeichnet, die durch die Überwälzung der Kosten der THG-Emissionen in der Stromerzeugung auf den Strompreis entstehen.¹⁰² Bei der Ausgestaltung der Beihilfen werden drei Ziele verfolgt: Die Minimierung des Carbon-Leakage-Risikos, die Erhaltung des Ziels des EU ETS eine kosteneffiziente Verringerung der CO₂-Emissionen zu erreichen und die Minimierung der Wettbewerbsverfälschung im Binnenmarkt.¹⁰³ Alternative Mechanismen um diese Ziele zu erreichen könnten beispielsweise CO₂-Zölle oder CO₂-Beschränkungen sein.¹⁰⁴ Da es sich bei der Strompreiskompensation um das in der Praxis umgesetzte Instrument der EU und der Bundesregierung handelt um das Carbon-Leakage-Risiko durch Strompreisanstiege zu minimieren, wird im Folgenden auf eine Gegenüberstellung dieser verschiedenen Optionen verzichtet.

Die Möglichkeit zur Gewährung von Beihilfen zum Ausgleich der indirekten CO₂-Kosten wird den Mitgliedsstaaten in der Richtlinie des EU ETS Artikel 10a Absatz 6 eingeräumt. Die „Leitlinie für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012“ (im Folgenden: EU-Leitlinie) spezifiziert die konkrete Ausgestaltung dieser Beihilfen für den Zeitraum der Jahre 2013 bis 2020. Auf nationaler Ebene werden die Vorgaben der europäischen Union in Deutschland durch die „Förderrichtlinie für Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie umgesetzt.¹⁰⁵ Die Zahlungen werden aus dem Energie- und Klimafonds der Bundesregierung finanziert.¹⁰⁶

Staatliche Beihilfen dürfen dementsprechend nur in Sektoren bzw. Teilsektoren gewährt werden bei denen von einem hohen Carbon-Leakage-Risiko auszugehen ist.¹⁰⁷ Die Auszahlung staatlicher Beihilfen in Sektoren, die keinem Carbon-Leakage-Risiko ausgesetzt sind würde den Bemühungen der CO₂-Reduktion durch den EU ETS zuwiderlaufen. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Sektoren bei denen von einem erheblichen Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen ausgegangen wird. Alle vier im Zuge der Einordnung der Industriezweige in Kapitel 5.3 als besonders von Strompreiserhöhungen betroffen identifizierten Branchen werden in Tabelle 3 aufgeführt.¹⁰⁸

¹⁰² Vgl. Amtsblatt (2018) Artikel 10a Absatz 6.

¹⁰³ Vgl. Amtsblatt (2012a).

¹⁰⁴ Vgl. Larch (2017) und CRS (2008).

¹⁰⁵ Vgl. BMWi (2013).

¹⁰⁶ Vgl. DEHSt (2017a).

¹⁰⁷ Vgl. Amtsblatt (2018).

¹⁰⁸ Für eine vollständige Liste der Sektoren bzw. Teilsektoren sei auf Amtsblatt (2012a) sowie auf die Berichtigung Amtsblatt (2013) verwiesen.

TABELLE 3: LISTE DER BEIHILFEBERECHTIGTEN SEKTOREN BZW. TEILSEKTOREN

NACE-Code ¹⁰⁹	Bezeichnung
1310	Eisenerzbergbau
1430	Gewinnung von Mineralien für die Herstellung von chemischen Erzeugnissen
1711	Baumwollaufbereitung und -spinnerei
1810	Herstellung von Lederbekleidung
211114	Mechanischer Holzschliff
2112	Herstellung von Papier, Karton und Pappe
2413	Herstellung von sonstigen anorganischen Grundstoffen und Chemikalien
2414	Herstellung von sonstigen organischen Grundstoffen und Chemikalien
2415	Herstellung von Düngemitteln und Stickstoffverbindungen
2416 (Teile)	Teile des Sektors „Herstellung von Kunststoffen in Primärformen“
2470	Herstellung von Chemiefasern
2710	Erzeugung von Roheisen, Stahl, Ferrolegierungen
272210	Nahtlose Stahlrohre
2742	Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium
2743	Erzeugung und erste Bearbeitung von Blei, Zink und Zinn
2744	Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer

Quelle: Eigene Zusammenstellung, basierend auf Amtsblatt (2012a) und Amtsblatt (2013)

Um den Wettbewerb im Binnenmarkt nicht übermäßig zu verfälschen und das Ziel einer kosteneffizienten Verringerung der Emissionen zu erreichen, dürfen die gezahlten Beihilfen den Anteil des CO₂-Preises an den Stromkosten nicht vollständig kompensieren. Darüber hinaus müssen die Betriebsbeihilfen im Zeitverlauf stetig verringert werden, um eine Abhängigkeit der Unternehmen von den Beihilfen zu vermeiden. Im Zuge der Reform des EU ETS im Frühjahr 2018 wurde eine weiche Begrenzung der Auszahlungssumme auf 25 % der Versteigerungserlöse für CO₂-Zertifikate jedes Mitgliedstaates eingeführt.¹¹⁰ Bei Stromlieferverträgen, die keine CO₂-Kosten enthalten (z. B. Eigenstromerzeugung außerhalb des EU ETS), dürfen keine staatlichen Beihilfen gewährt werden.¹¹¹

¹⁰⁹ Vgl. Amtsblatt (2006): Der NACE-Code ergibt sich aus der „Statistische[n] Systematik der Wirtschaftszweige in der europäischen Gemeinschaft“. Dabei handelt es sich um das System der EU zur Klassifikation der Wirtschaftszweige, vergleichbar mit dem deutschen WZ 2008.

¹¹⁰ Vgl. Amtsblatt (2018): Artikel 10a Absatz 6 „Die Mitgliedstaaten bemühen sich zudem, für die finanziellen Maßnahmen [...] nicht mehr als 25 % ihrer Einkünfte aus der Versteigerung von Zertifikaten zu verwenden.“

¹¹¹ Vgl. Amtsblatt (2012a).

In der EU-Leitlinie werden Berechnungsformeln definiert, mithilfe derer die Höhe der Strompreiskompensationen bestimmt wird. Vereinfacht hängt die Strompreiskompensation von der CO₂-Intensität der konventionellen Stromerzeugung der Region, dem CO₂-Preis, der Beihilfeintensität sowie der Stromeffizienz des Unternehmens im Vergleich zu einem Benchmark-Unternehmen ab. Maximalwerte der einzelnen Parameter werden im Rahmen der Leitlinie festgelegt. EU-Staaten können die Höhe der Beihilfe durch die Wahl von geringeren Parameterwerten reduzieren.

Die gesamte Auszahlungssumme eines Jahres ist in Deutschland auf einen festen Betrag begrenzt. Für das Jahr 2018 beträgt dieser Wert 230 Millionen Euro.¹¹²

6.1.2 Entwicklung der Zahlungen seit 2013

Seit 2013 wurden in Deutschland Beihilfen in Höhe von etwa 1,2 Milliarden Euro ausbezahlt. Ein Großteil der Zahlungen ging dabei an die chemische Industrie, die Eisen- und Stahlindustrie, die Papierindustrie sowie an Hersteller von Nichteisenmetallen wie Kupfer oder Aluminium.

Abbildung 55 zeigt die Höhe der in den einzelnen Sektoren gezahlten Beihilfen im Zeitverlauf seit 2013. Für das Jahr 2018 ist die bereits festgelegte maximale Auszahlungssumme dargestellt.

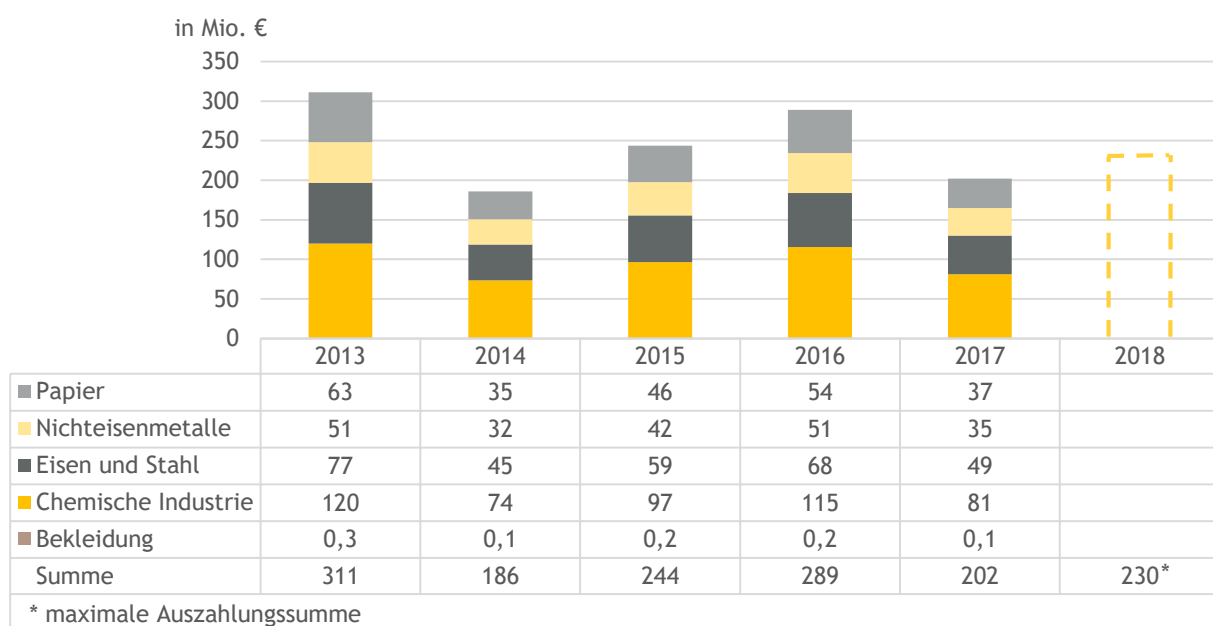


ABBILDUNG 55: BEIHILFEAUSSCHÜSSUNG IN DEUTSCHLAND

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf DEHSt (2016a), DEHSt (2017a), DEHSt (2017b), DEHSt (2018b) und DEHSt (2019)

Die Anzahl der bewilligten Anträge sowie die Anzahl der Anlagen für die Beihilfen gezahlt wurden ist seit 2013 leicht gesunken. Im Jahr 2013 wurden 340 Anträge positiv bewertet, im Jahr 2017 waren es 322. Die Anzahl der Anlagen ist im selben Zeitraum von 970 auf 891 zurückgegangen.¹¹³

¹¹² Vgl. DEHSt (2019).

¹¹³ Vgl. DEHSt (2019), DEHSt (2016a).

Abbildung 56 zeigt die jährlichen Auszahlungssummen im Verhältnis zu den Einkünften aus der Versteigerung von CO₂-Zertifikaten in Deutschland im Zeitraum 2013-2018. Für das Jahr 2018 wird die bereits festgelegte maximale Auszahlungssumme angenommen. Deutschland hätte die weiche Begrenzung der Auszahlungssumme auf 25 % der Versteigerungserlöse, die seit 2018 in Kraft ist, demnach in den Jahren 2013 und 2016 überschritten. Für die zukünftige Ausgestaltung der Strompreiskompensation ist diese Begrenzung also durchaus von Bedeutung.

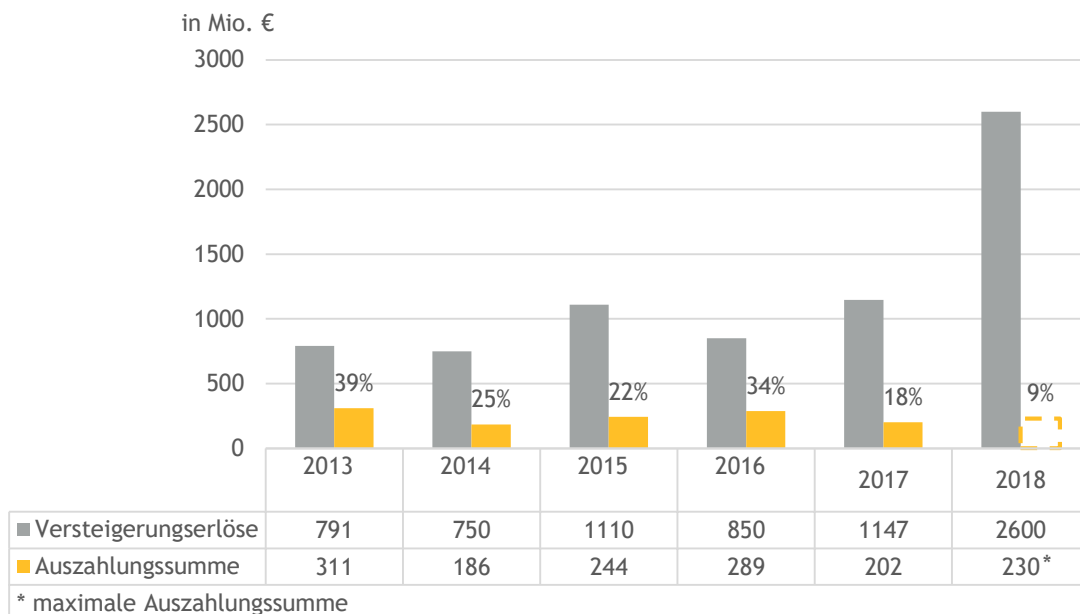


ABBILDUNG 56: ANTEIL DER BEIHILFEZAHLUNGEN AN DEN VERSTEIGERUNGSERLÖSEN IN DEUTSCHLAND

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf DEHSt (2014), DEHSt (2015b), DEHSt (2016a), DEHSt (2016b), DEHSt (2017a), DEHSt (2017b), DEHSt (2017c), DEHSt (2018d) und DEHSt (2019)

6.1.3 Strompreiskompensation im europäischen Ausland

Neben Deutschland haben bisher zehn weitere ETS-Mitgliedsstaaten nationale Gesetzgebung zur Strompreiskompensation entsprechend der EU-Leitlinie erlassen. Tabelle 4 gibt einen Überblick über die entsprechenden Länder bzw. Regionen, den Zeitraum für welchen Beihilfen gezahlt werden sowie die Beihilfeintensität und den CO₂-Emissionsfaktor. Alle Länder, mit Ausnahme Finnlands, die entsprechende Beihilfen zahlen, berechnen die zu zahlenden Beihilfebeträge unter Verwendung der maximalen Beihilfeintensitäten und CO₂-Emissionsfaktoren der EU-Leitlinie. In Finnland wird die Beihilfehöhe mit einer, im Vergleich zum Maximalwert, um 50 % reduzierten Beihilfeintensität bestimmt.

TABELLE 4: STROMPREISKOMPENSATION IM EU-AUSLAND

Land / Region	Zeitraum	Beihilfeintensität	CO ₂ -Emissionsfaktor [tCO ₂ /MWh]
Belgien - Flandern	2013-2020	Maximale Beihilfeintensität	Maximaler CO ₂ -Emissionsfaktor entsprechend EU-Leitlinie
Belgien - Wallonien	2017-2020	Maximale Beihilfeintensität	Maximaler CO ₂ -Emissionsfaktor entsprechend EU-Leitlinie
Finnland	2016-2020	50 % der max. Beihilfeintensität: 2016-2018: 40,0 % 2019-2020: 37,5 %	Maximaler CO ₂ -Emissionsfaktor entsprechend EU-Leitlinie
Frankreich	2015-2020	Maximale Beihilfeintensität	Maximaler CO ₂ -Emissionsfaktor entsprechend EU-Leitlinie
Griechenland	2013-2020	Maximale Beihilfeintensität	Maximaler CO ₂ -Emissionsfaktor entsprechend EU-Leitlinie
Litauen	2014-2020	Maximale Beihilfeintensität	Maximaler CO ₂ -Emissionsfaktor entsprechend EU-Leitlinie
Niederlande	2013-2020	Maximale Beihilfeintensität	Maximaler CO ₂ -Emissionsfaktor entsprechend EU-Leitlinie
Norwegen	2013-2020	Maximale Beihilfeintensität	Maximaler CO ₂ -Emissionsfaktor entsprechend EU-Leitlinie
Slowakei	2014-2020	Maximale Beihilfeintensität	Maximaler CO ₂ -Emissionsfaktor entsprechend EU-Leitlinie
Spanien	2013-2020	Maximale Beihilfeintensität	Maximaler CO ₂ -Emissionsfaktor entsprechend EU-Leitlinie
Vereinigtes Königreich	2013-2020	Maximale Beihilfeintensität	Maximaler CO ₂ -Emissionsfaktor entsprechend EU-Leitlinie
Tschechien	In Planung		

Quellen: EFTA (2013), EK (2013a), EK (2013b), EK (2013c), EK (2013d), EK (2014), EK (2015a), EK (2015b), EK (2017a), EK (2017b), EK (2018c), ERCST (2018b) und FR (2018)

6.2 Analyse der Berechnungsfaktoren

6.2.1 Berechnungsformeln der Strompreiskompensation

Der Beihilfehöchstbetrag $Amax_t$ pro Anlage im Jahr t wird entsprechend der Vorgaben anhand von Formel (1) berechnet. Der Faktor Ai_t bezeichnet dabei die Beihilfehöchstintensität. Der CO₂-Emissionsfaktor C_t bezeichnet die maximal anzunehmende CO₂-Intensität der fossilen Stromerzeugung einer bestimmten Region. P_{t-1} ist der Emissionszertifikats-Terminpreis (EUA-Preis) im Jahr $t - 1$ für das betrachtete Jahr t . Bei E handelt es sich um einen produktspezifischen Stromverbrauchs-effizienzbenchmark und bei BO um die Basis-Produktionsleistung der Anlage.

$$Amax_t = Ai_t * C_t * P_{t-1} * E * BO \quad (1)$$

Für Produkte für die kein Stromverbrauchseffizienzbenchmark definiert ist, wird der Beihilfehöchstbetrag $Amax_t$ pro Anlage im Jahr t mit Formel (2) berechnet. EF bezeichnet den Fallback-Stromeffizienzbenchmark, während BEC den Basisstromverbrauch der Anlage bezeichnet.¹¹⁴

$$Amax_t = Ai_t * C_t * P_{t-1} * EF * BEC \quad (2)$$

Der Gesamtbeihilfebetrags eines Unternehmens ergibt sich in Deutschland aus der Summe der Beihilfebeträge der einzelnen Anlagen abzüglich des Selbstbehalts des Antragstellers. Die Beihilfebeiträge werden entsprechend der Formel (1) bzw. Formel (2) bestimmt. Dabei werden in Deutschland sowohl für die Beihilfeintensität als auch für den CO₂-Emissionsfaktor die maximalen Werte aus der europäischen Leitlinie übernommen.¹¹⁵ Der Selbstbehalt SB_t berechnet sich entsprechend Formel (3) aus der Zahl der im Unternehmensantrag enthaltenen Anlagen n_t , dem CO₂-Emissionsfaktor C_t , den Kosten für die Berechtigung zum Emittieren einer Tonne Kohlendioxid P_{t-1} und dem Strombezug in Höhe von 1.000 MWh SBS .¹¹⁶

$$SB_t = n_t * C_t * P_{t-1} * SBS \quad (3)$$

6.2.2 Aktuelle Werte der Berechnungsfaktoren

Beihilfeintensität

Die Beihilfehöchstintensität ist für die Jahre 2013 bis 2020 in der EU-Leitlinie entsprechend Tabelle 5 festgelegt. Durch die sinkende Beihilfehöchstintensität wird gewährleistet, dass die Beihilfen allmählich verringert werden.

TABELLE 5: BEIHILFEHÖCHSTINTENSITÄT

Jahre	Beihilfehöchstintensität
2013-2015	85 %
2016-2018	80 %
2019-2020	75 %

Quelle: Amtsblatt (2012a)

In Deutschland wurden zur Berechnung der Beihilfebeträge die europäischen Höchstwerte der Beihilfeintensität übernommen.¹¹⁷

¹¹⁴ Vgl. Amtsblatt (2012a).

¹¹⁵ Vgl. BMWi (2013).

¹¹⁶ Vgl. DEHSt (2018c).

¹¹⁷ Vgl. BMWi (2013).

Regionale CO₂-Emissionsfaktoren

Die maximalen regionalen CO₂-Emissionsfaktoren (in tCO₂/MWh) werden in der EU-Leitlinie entsprechend Tabelle 6 definiert. Die Differenzierung soll dabei die Bedeutung der unterschiedlichen Kraftwerksparks auf die Preissetzung auf dem Großhandelsmarkt in den einzelnen Regionen abbilden. Bei den maximalen CO₂-Emissionsfaktoren handelt es sich um das Ergebnis der Division der Emissionen der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen durch die Bruttostromerzeugung aus fossilen Brennstoffen. Diese werden teilweise für einzelne Länder, teilweise für Regionen, wie z. B. Westeuropa (Österreich, Belgien, Frankreich, Deutschland, Niederlande, Luxemburg), erhoben. Den Mitgliedsstaaten steht es offen geringere CO₂-Emissionsfaktoren anzuwenden.¹¹⁸

In Deutschland wurde zur Berechnung der Beihilfebeträge der maximale CO₂-Emissionsfaktor von 0,76 tCO₂/MWh für die Jahre 2013 bis 2020 übernommen.¹¹⁹

TABELLE 6: MAXIMALE REGIONALE CO₂-EMISSIONSFAKTOREN IN VERSCHIEDENEN GEOGRAFISCHEN GEBIETEN

Länder	Maximale CO ₂ -Emissionsfaktoren [tCO ₂ /MWh]
Iberische Halbinsel (Portugal, Spanien), Irland, Vereinigtes Königreich	0,56 - 0,58
Italien, Lettland, Litauen	0,60
Nordeuropa (Dänemark, Schweden, Finnland, Norwegen)	0,67
Zypern	0,75
Mittel- / Westeuropa (Österreich, Belgien, Frankreich, Deutschland, Niederlande, Luxemburg)	0,76
Griechenland, Ungarn, Malta, Polen	0,82 - 0,88
Slowenien	0,97
Bulgarien, Estland, Slowakei, Tschechische Republik, Rumänien	1,06 - 1,12

Quelle: Amtsblatt (2012a)

EUA-Preis

Der der Berechnung der Beihilfen zugrunde liegende EUA-Preis P_{t-1} ist definiert als der einfache Durchschnitt der täglichen EUA-Terminpreise für Lieferung im Dezember des Jahres t im Zeitraum zwischen 1. Januar und 31. Dezember des Jahres $t - 1$.¹²⁰ Für das Jahr 2018 wurde der zur Berechnung anzusetzende Preis auf 5,88 Euro festgelegt.¹²¹

¹¹⁸ Vgl. Amtsblatt (2012a).

¹¹⁹ Vgl. BMWi (2013).

¹²⁰ Vgl. BMWi (2013).

¹²¹ Vgl. DEHSt (20119).

Stromverbrauchseffizienzbenchmark und Basis-Produktionsleistung

Die Beihilfen werden Unternehmen gewährt, die Produkte herstellen, welche sich denn beihilfeberechtigten Sektoren bzw. Teilsektoren zuordnen lassen (vgl. Kapitel 6.1.1). Um die Beihilfebeträge für die Herstellung einzelner Produkte zu berechnen wird auf produktspezifische Stromverbrauchseffizienzbenchmarks zurückgegriffen. Diese sind definiert als der Stromverbrauch pro Tonne Produktionsleistung (in MWh/t) bei Einsatz der stromverbrauchseffizientesten Produktionsmethoden für das entsprechende Produkt.

Es ist zu unterscheiden zwischen Produkten, bei denen eine Austauschbarkeit von Brennstoffen und Strom gegeben ist und Produkten bei denen dies nicht der Fall ist. Für Produkte ohne Möglichkeit der Austauschbarkeit von Strom und Brennstoffen werden in der EU-Leitlinie allgemeingültige, produktspezifische Stromverbrauchseffizienzbenchmarks definiert. Für Produkte bei denen eine Austauschbarkeit von Brennstoffen und Strom möglich ist, werden nach Formel (4) für jedes Unternehmen individuelle Stromverbrauchseffizienzbenchmarks E (in MWh/t) bestimmt. Dazu werden in der EU-Leitlinie Produktbenchmarks PB (in tCO₂/t) definiert. Diese werden durch den durchschnittlichen EU-Emissionsintensitätsfaktor von 0,465 tCO₂/MWh dividiert und mit dem Unternehmensspezifischen Austauschfaktor $Faktor_{Austausch}$ multipliziert.¹²²

$$E = \frac{PB}{0,465} * Faktor_{Austausch} \quad (4)$$

Tabelle 7 zeigt beispielhafte Benchmarks für die Produkte deren Herstellungsprozesse in Kapitel 5.2 als besonders von Strompreiserhöhungen betroffen identifiziert wurden. Für die Herstellung von Papier liegt kein produktspezifischer Benchmark vor.

TABELLE 7: BENCHMARKS VERSCHIEDENER PRODUKTE

NACE-Code	Benchmarkbezeichnung	Benchmarkwert	Benchmarkeinheit
2742	Primäraluminium	14,256	MWh/t Produkt
2710	Im Elektrolichtbogenverfahren gewonnener Kohlenstoffstahl	0,283	tCO ₂ /t Produkt
2710	Im Elektrolichtbogenverfahren gewonnener hochlegierter Stahl	0,352	tCO ₂ /t Produkt
2413	Chlor	2,461	MWh/t Produkt

Quelle: Eigene Zusammenstellung, basierend auf Amtsblatt (2012b)

Stellt eine Anlage mehrere beihilfeberechtigte Produkte her, muss der Stromverbrauch entsprechende dem Gewicht der jeweiligen Gesamtproduktion zugeordnet werden. Die Berechnung der

¹²² Vgl. Amtsblatt (2012a) und DEHSt (2018c).

Beihilfe unter Verwendung von Stromverbrauchseffizienzbenchmarks erfolgt basierend auf der Basis-Produktionsleistung (vgl. Kapitel 6.2.1).¹²³

Die Basisproduktionsleistung ist definiert als die durchschnittliche Produktion der Anlage im Zeitraum der Jahre 2005-2011. Für Anlagen die in diesem Zeitraum nicht oder nur teilweise in Betrieb waren wird die Basisproduktionsleistung davon abweichend definiert. Werden Produktionskapazitäten im Zeitraum des Beihilfebezugs erheblich erweitert oder geht die Produktion der Anlage zurück, muss die Basisproduktionsleistung entsprechend angepasst werden.¹²⁴

Fallback-Stromverbrauchseffizienzbenchmark und Basis-Stromverbrauch

Für Produkte für die kein spezifischer Stromverbrauchseffizienzbenchmark festgelegt ist, wird zur Bestimmung der Beihilfehöhe der Fallback-Stromverbrauchseffizienzbenchmark herangezogen. Dieser ist auf 80 % des Basisstromverbrauchs definiert. Der Basisstromverbrauch (in MWh) entspricht dem durchschnittlichen Stromverbrauch der Anlage im Zeitraum der Jahre 2005-2011. Für Anlagen die in diesem Zeitraum nicht oder nur teilweise in Betrieb waren wird der Basisstromverbrauch davon abweichend definiert. Werden Produktionskapazitäten im Zeitraum des Beihilfebezugs erheblich erweitert oder geht die Produktion der Anlage zurück, muss der Basisstromverbrauch entsprechend angepasst werden.¹²⁵

6.2.3 Zukünftige Entwicklung der Berechnungsfaktoren

Die Gültigkeit der EU-Leitlinie, sowie der deutschen Gesetzgebung, ist auf den Zeitraum bis zum Ende des Jahres 2020 beschränkt. Daher sind auch die entsprechenden Berechnungsfaktoren nur bis zu diesem Zeitpunkt eindeutig festgelegt. Über die Fortführung sowie Ausgestaltung der Strompreiskompensation soll in den kommenden Jahren auf europäischer Ebene entschieden werden.¹²⁶ Anschließend wäre eine Umsetzung in deutsches Recht möglich.

Im Folgenden wird untersucht wie sich mögliche Veränderungen der Berechnungsfaktoren in den Jahren 2025 und 2030 auf die Höhe der Beihilfebeträge in Deutschland auswirken. Dabei wird unterstellt, dass die Berechnungsmethodik zur Strompreiskompensation nicht grundlegend verändert wird. Einzig die Berechnungsfaktoren werden für die Jahre 2021-2030 angepasst. Es werden unterschiedliche Ausgestaltungen der Berechnungsfaktoren miteinander verglichen, um mögliche zukünftige Entwicklungen der Kompensationszahlungen abzuschätzen.¹²⁷

¹²³ Vgl. Amtsblatt (2012a).

¹²⁴ Vgl. Amtsblatt (2012a).

¹²⁵ Vgl. Amtsblatt (2012a) und Amtsblatt (2012b).

¹²⁶ Die Öffentliche Konsultation auf EU-Ebene zu dieser Initiative ist bis zum 16.05.2019 geöffnet. Der Fortschritt der Initiative kann hier eingesehen werden: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/initiatives/ares-2018-6600267_de (zuletzt abgerufen am 04.03.2019).

¹²⁷ Alternativ zu diesem Vorgehen könnten auch andere, von der aktuellen EU-Leitlinie abweichende Ausgestaltungen der Berechnungsmethodik untersucht werden. So existieren beispielsweise Vorschläge von C. Bauer und C.A. Müller (Bauer, 2019). Davon wird hier abgesehen und angenommen, dass die grundlegende Berechnungsmethodik der Strompreiskompensation nicht verändert wird.

Zur Vereinfachung wird angenommen, dass in der betrachteten Anlage ein einziges Produkt hergestellt wird und dieses über keinen produktspezifischen Stromverbrauchseffizienzbenchmark verfügt. Stattdessen wird der Fallback-Stromverbrauchseffizienzbenchmark verwendet. Die Beihilfehöhe der Anlage A_t (in EUR/MWh) ergibt sich dann entsprechend Formel (5). Der Selbstbehalt wird im Zuge dieser Analyse nicht betrachtet.

$$A_t = A i_t * C_t * P_{t-1} * 0,8 \quad (5)$$

In allen betrachteten Sensitivitäten wird die Entwicklung der zur Berechnung herangezogenen EUA-Preise entsprechend der Modellergebnisse aus Kapitel 3.4 angenommen. Die zukünftige Ausgestaltung der Beihilfeintensität sowie des CO₂-Emissionsfaktors wird im Zuge der Betrachtung variiert. Da sich die EUA-Preise zwischen den beiden Szenarien nicht unterscheiden, ist auch die mögliche Höhe der Beihilfebeträge in beiden Szenarien identisch.

In Sensitivität 1 wird angenommen, dass die Beihilfeintensität nach 2020 auf 100% erhöht wird. Gleichzeitig wird unterstellt, dass der CO₂-Emissionsfaktor basierend auf dem Wert von 2020 konstant gehalten wird. Damit stellt Sensitivität 1 die maximal vorstellbare Höhe der Beihilfebeiträge für die betrachtete Anlage dar.¹²⁸ In Sensitivität 2 wird unterstellt, dass sowohl die Beihilfeintensität als auch der CO₂-Emissionsfaktor basierend auf den Werten von 2020 konstant gehalten werden. Im Unterschied zu Sensitivität 2 wird in Sensitivität 3 eine Reduzierung sowohl der Beihilfeintensität als auch des CO₂-Emissionsfaktors für den Zeitraum 2021-2030 unterstellt. Dies entspricht der Forderung der EU-Leitlinie, dass die Beihilfen allmählich verringert werden müssen. Bei der angenommenen Reduzierung der Beihilfeintensität in den Jahren 2025 und 2030 handelt es sich um die Fortschreibung des Rückgangs der Jahre 2013-2020. Für den CO₂-Emissionsfaktor wird, analog zur EU-Leitlinie für die Jahre 2013-2020, angenommen, dass der maximale Wert des CO₂-Emissionsfaktors für die Jahre 2021-2030 zu Beginn des Zeitraums eindeutig festgelegt wird. Der angenommene Wert von 0,67 tCO₂/MWh entspricht dabei dem abgeschätzten CO₂-Emissionsfaktor Mittel- und Westeuropas für das Jahr 2017.¹²⁹ In Sensitivität 4 wird alternativ zur Vorgehensweise in Sensitivität 3 der minimale CO₂-Emissionsfaktor unterstellt, welcher sich im theoretischen Fall einer nur auf Gasverstromung basierenden fossilen Stromerzeugung in Mittel- und Westeuropa ergeben würde.¹³⁰

Eine detaillierte Darstellung der im Zuge der einzelnen Sensitivitäten getroffenen Annahmen befindet sich in Anhang A.4.

Abbildung 57 zeigt die Höhe der Beihilfebeträge in Deutschland im zeitlichen Verlauf für die untersuchten Sensitivitäten. Der höchste Beihilfebetrag im Jahr 2030 ergibt sich für Sensitivität 1 mit

¹²⁸ Die Anhebung der Beihilfeintensität auf 100% ist, entsprechend der Grundsätze des europäischen Beihilferechts, nicht zu erwarten und wird hier als theoretische Sensitivität untersucht.

¹²⁹ Der CO₂-Emissionsfaktor wird auf Basis der Daten aus IEA (2018a) und IEA (2017b) berechnet. Für die CO₂-Emissionsfaktoren fossiler Brennstoffe in den einzelnen Ländern im Jahr 2017 werden mangels aktuellerer Daten die Zahlen von 2015 angenommen.

¹³⁰ Vgl. UBA (2017b) CO₂-Emissionsfaktor Erdgas: 391 g/kWh.

rund 23 EUR/MWh. Der niedrigste Beihilfebetrug im Jahr 2030 ergibt sich für Sensitivität 4 mit rund 7 EUR/MWh. Bei Verwendung produktspezifischer Stromverbrauchseffizienzbenchmarks können die tatsächlichen Beihilfebeträge von den berechneten Beträgen abweichen. Ist das Produkt des produktspezifischen Stromverbrauchseffizienzbenchmarks und der Basisproduktionsmenge einer Anlage höher als der Fallbackstromverbrauchseffizienzbenchmark von 0,8 ergeben sich beispielsweise höhere Beihilfebeträge.

Die Differenz zwischen den ermittelten möglichen Strompreiskompensationen im Jahr 2030 von 16 EUR/MWh zeigt, dass der Einfluss der Ausgestaltung der Strompreiskompensation auf die Kosten des Strombezugs von zentraler Bedeutung ist. Die Differenz ist deutlich größer als die Mehrkosten für Strom, die sich aufgrund des von der WSB-Kommission vorgeschlagenen Kohleausstiegszenarios ergeben. Die zukünftige Ausgestaltung der Kompensation beeinflusst die Wettbewerbsfähigkeit der untersuchten Branchen daher maßgeblich.

EUR[2017]/MWh

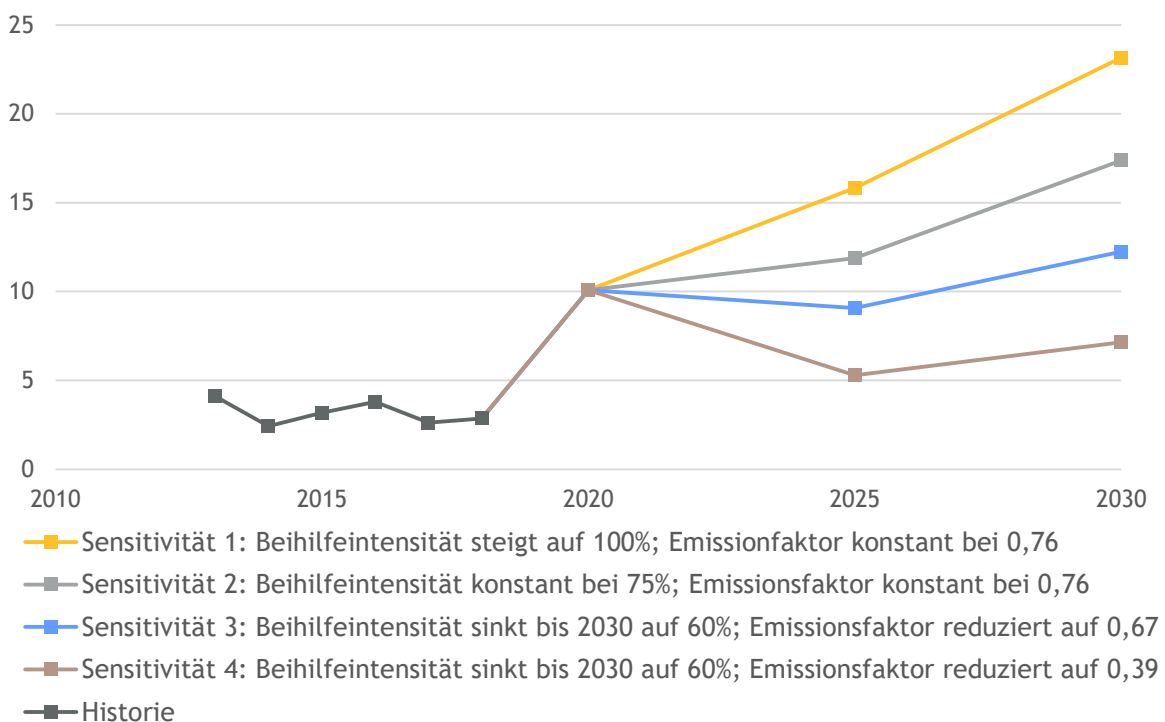


ABBILDUNG 57: HÖHE DER BEIHILFEBETRÄGE IN DEUTSCHLAND BIS 2030

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BMWi (2013), DEHSt (2016a), DEHSt (2016b) und DEHSt (2017a)

6.3 Kompensation der Beispielunternehmen

Die ausgewählten exemplarischen Unternehmen haben entsprechend der Ausführungen in Kapitel 6.1.1 Anspruch auf Strompreiskompensationen. Im Folgenden wird die Entwicklung Strombeschaffungspreise unter Berücksichtigung der Strompreiskompensation analysiert. Analog zu Kapitel 5.5.4 wird die Veränderung der Großhandelsstrompreise bezogen auf das Jahr 2017 betrachtet.

Im Unterschied zur Betrachtung in Kapitel 5.5.4 werden hier die Beihilfen, die die Unternehmen als Strompreiskompensation erhalten auf die Großhandelsstrompreise angerechnet. Die Darstellung der Entwicklung der absoluten Großhandelsstrompreise befindet sich in Anhang A.5. Auf diese Darstellung wird hier, auf Grund der in Kapitel 5.5.4 erläuterten Problematik, verzichtet.

Für die Beihilfeshöhe wird der Verlauf entsprechend Sensitivität 3 aus Kapitel 6.2.3 angenommen. Diese Ausgestaltung der zukünftigen Gesetzgebung zur Strompreiskompensation berücksichtigt zum einen die Anforderung der EU-Leitlinie, die Beihilfebeträge langfristig zu verringern. Zum anderen wird der CO₂-Emissionsfaktor für die Jahre 2021-2030 auf den Wert der CO₂-Intensität der fossilen Stromerzeugung des Jahres 2017 angepasst. Es werden die Preisentwicklungen im Referenzszenario und im Kohleausstiegsszenario untersucht.

Analog zu Kapitel 6.2.3 wird angenommen, dass in der betrachteten Anlage ein einziges Produkt hergestellt wird und dieses über keinen produktspezifischen Stromverbrauchseffizienzbenchmark verfügt. Stattdessen wird der Fallback-Stromverbrauchseffizienzbenchmark verwendet. Bei Verwendung produktspezifischer Stromverbrauchseffizienzbenchmarks können die tatsächlichen Beihilfebeträge von den berechneten Beträgen abweichen. Ist das Produkt des produktspezifischen Stromverbrauchseffizienzbenchmarks und der Basisproduktionsmenge einer Anlage höher als der Fallback-Stromverbrauchseffizienzbenchmark von 0,8 ergeben sich höhere Beihilfebeträge.

Abbildung 58 und Abbildung 59 zeigen die Veränderungen der Strombeschaffungspreise¹³¹ für die beispielhaften Unternehmen gegenüber 2017 im Referenzszenario. Italien hat bisher keine Gesetzgebung zur Strompreiskompensation verabschiedet. Für Frankreich, die Niederlande und das Vereinigte Königreich werden die Beihilfeshöhen analog zu Deutschland entsprechend Sensitivität 3 angenommen.¹³²

In Bezug auf die Industriestrompreise in China ist analog zur Analyse in Kapitel 5.5.4 darauf hinzuweisen, dass Strompreise in China staatlich reguliert sind. Beispielsweise würden CO₂-Preis induzierte Strompreissteigerungen vermutlich nur dann von stromintensiven Industrieunternehmen getragen werden, wenn dies auch in allen übrigen Ländern der Fall wäre. Mögliche Maßnahmen zur Strompreiskompensation oder Instrumente zum Schutz der Industrie im außereuropäischen Ausland sind nicht Teil der vorliegenden Betrachtung. Die Entwicklung der Großhandelsstrompreise in China ist daher als gestrichelte Linie dargestellt.

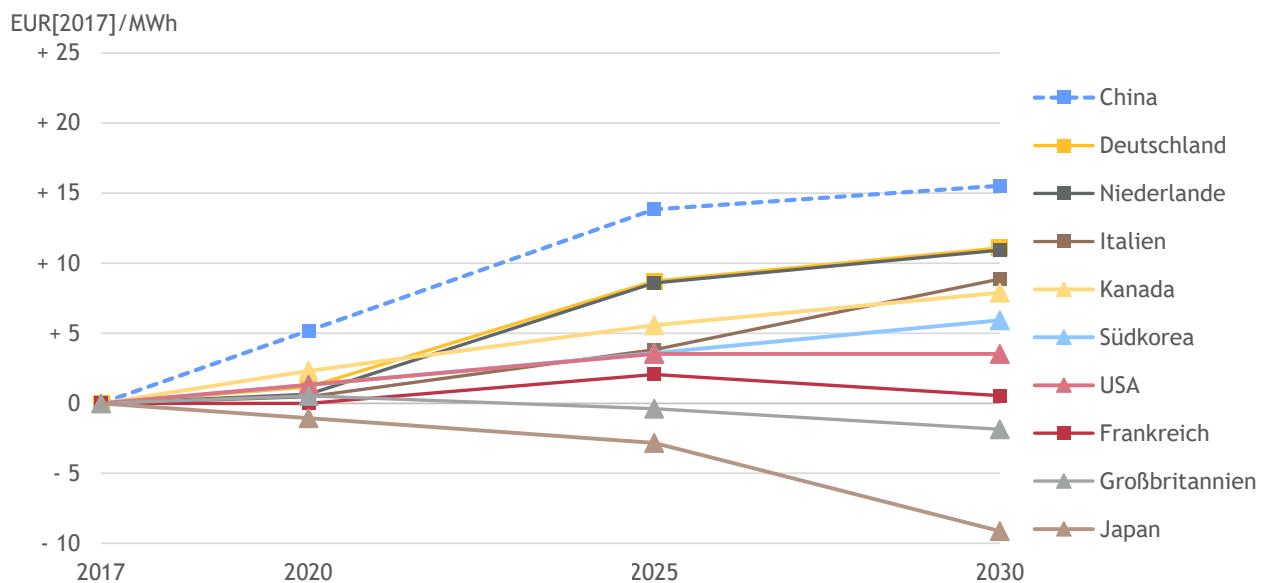
Durch die angenommene Strompreiskompensation wird der Strompreisanstieg in Deutschland und den europäischen Ländern reduziert. Eine Ausnahme bildet Italien, da in Italien keine Strompreiskompensation implementiert ist. Allerdings besteht für italienische Unternehmen die Möglichkeit vorrangig Zugriff auf Interkonnektor-Kapazitäten zu erhalten. Der mögliche Effekt dieses Mechanismus auf den Strompreis ist hier nicht abgebildet. Die französischen Unternehmen profitieren

¹³¹ Strombeschaffungspreis meint hier den Großhandelsstrompreis abzüglich der Strompreiskompensation.

¹³² Während Frankreich und die Niederlande ebenfalls zu Mittel- und Westeuropa zählen und daher über den gleichen CO₂-Emissionsfaktor wie Deutschland verfügen, hat das Vereinigte Königreich einen davon abweichenden CO₂-Emissionsfaktor: 0,58 tCO₂/MWh (Amtsblatt 2012a). Für den Zeitraum 2021-2030 wird analog zur Berechnung der Beihilfeshöhe für Mittel- und Westeuropa basierend auf IEA (2017b) und IEA (2018a) der CO₂-Emissionsfaktor des Jahres 2017 angenommen: 0,48 tCO₂/MWh.

in besonderem Maße von der Strompreiskompensation, da diese auf Basis des für ganz Westeuropa definierten CO₂-Emissionsfaktors berechnet wird. Dabei hat Frankreich einen deutlich weniger CO₂-intensiven Stromerzeugungsmix als Deutschland. Der durch den Anstieg der Emissionszertifikatspreise getriebene Anstieg des Großhandelsstrompreises ist daher in Frankreich geringer als in Deutschland, während die Beitragshöhe der Strompreiskompensation identisch ist.

Der Strompreisanstieg bis 2030 in Deutschland ist im Kohleausstiegsszenario 3,3 EUR/MWh größer als im Referenzszenario. Dies entspricht der Differenz der Großhandelsstrompreise zwischen den Szenarien, da die Höhe der Strompreiskompensation in beiden Szenarien identisch ist.



**ABBILDUNG 58: ABSOLUTE VERÄNDERUNG DER GROSßHANDELSSTROMPREISE INKL. STROMPREISKOMPENSATION
IM VERGLEICH ZUM JAHR 2017 IM REFERENZSZENARIO**

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf basierend auf IEA (2018b) und NEB (2018)

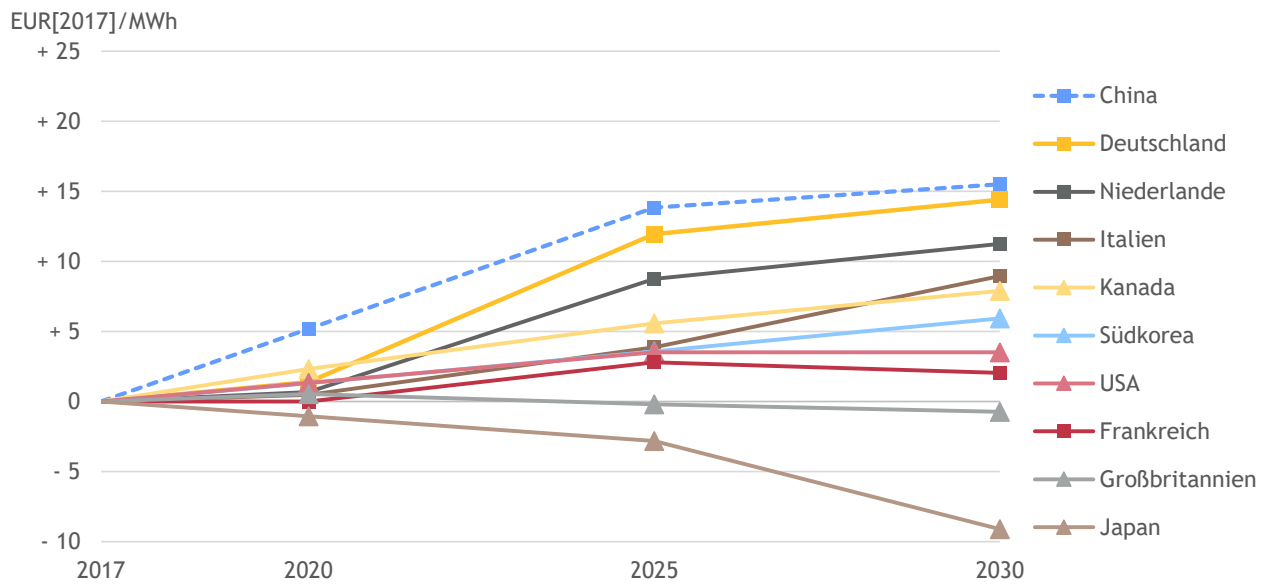


ABBILDUNG 59: ABSOLUTE VERÄNDERUNG DER GROSßHANDELSSTROMPREISE INKL. STROMPREISKOMPENSATION

IM VERGLEICH ZUM JAHR 2017 IM KOHLEAUSSTIEGSSZENARIO

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf basierend auf IEA (2018b) und NEB (2018)

LITERATURVERZEICHNIS

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Abschlussbericht, 2019): Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ - Abschlussbericht, Januar 2019.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB, 2018): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - 1990 bis 2017, Juli 2018.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (AGEE, 2018): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung der Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: Dezember 2018.

Agora Energiewende (Agora, 2017): Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich, Januar 2017.

Amprion GmbH (Amprion, 2017): Entgelte der Amprion GmbH gültig ab 01.01.2017, 2017.

Amtsblatt der Europäischen Union (Amtsblatt, 2006): Verordnung (EG) Nr. 1893/2006 des europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Dezember 2006 zur Aufstellung der statistischen Systematik der Wirtschaftszweige NACE Revision 2 und zur Änderung der Verordnung (EWG) Nr. 3037/90 des Rates sowie einiger Verordnungen der EG über bestimmte Bereiche der Statistik, Dezember 2006.

Amtsblatt der Europäischen Union (Amtsblatt, 2012a): Mitteilung der Kommission - Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012, Juni 2012.

Amtsblatt der Europäischen Union (Amtsblatt, 2012b): Mitteilung der Kommission zur Änderung der Mitteilung der Kommission Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012, Dezember 2012.

Amtsblatt der Europäischen Union (Amtsblatt, 2013): Berichtigung - Berichtigung der Mitteilung der Kommission – Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012, März 2013.

Amtsblatt der Europäischen Union (Amtsblatt, 2018): Richtlinie (EU) 2018/410 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. März 2018 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Unterstützung kosteneffizienter Emissionsreduktionen und zur Förderung von Investitionen mit geringem CO₂-Ausstoß und des Beschlusses (EU) 2015/1814, März 2018.

Atomgesetz (Atomgesetz, 2011): Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, Juli 2011.

C. Bauer und C.A. Müller (Bauer, 2019): Reform des EU-Emissionshandels - Konsequenzen für die künftige Ausgestaltung der Strompreiskompensation, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69. Jg. (2019) Heft 1/2, 2019.

Bundesarbeitgeberverband Chemie e.V. (BAVC, 2011): Chemie-Arbeitskosten international: Nur Belgien teurer als Deutschland, URL: <https://www.chemie.com/nc/wirtschaftsdaten/detail/article/chemie-arbeitskosten-international-nur-belgien-teurer-als-deutschland.html>, (abgerufen am 18. September 2018).

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW, 2018): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018, Mai 2018.

The Boston Consulting Group, prognos (BDI, 2018): Klimapfade für Deutschland, Januar 2018.

British Geological Survey (BGS, 2018): World Mineral Production 2012-2016, Februar 2018.

Biggins Lacy Shapiro & Company (BLS, 2016): A Comparison of U.S. & China Electricity Costs, 2016.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU, 2016): Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, November 2016.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2013): Förderrichtlinie für Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten, Juli 2013.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose, Juni 2014.

Fraunhofer ISI, Consentec GmbH, ifeu (BMWi, 2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, September 2017.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2018): Zahlen und Fakten Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung, Januar 2018.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2017): Monitoringbericht 2017 - Stand: 13.Dezember 2017.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2018a): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand: 18.11.2018.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2018b): Veröffentlichung Zu- und Rückbau - Stand: 19.11.2018.

The European Chemical Industry Council (CEFIC, 2017): Facts & Figures 2017 of the European chemical industry, Dezember 2017.

The European Cement Association (CEM, 2018): Key Facts and Figures, URL: <https://cembureau.eu/cement-101/key-facts-figures/>, (abgerufen am 18. September 2018).

Commerzbank (COM, 2014): Maschinenbau - Branchenbericht, September 2014.

Congressional Research Service (CRS, 2008): "Carbon Leakage" and Trade: Issues and Approaches, Dezember 2008.

Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO, 2015): Future energy storage trends, September 2015.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt, 2014): Auktionierung - Deutsche Versteigerung von Emissionsberechtigungen Jahresbericht 2013, April 2014.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt, 2015a): Emissionshandel in Zahlen, Mai 2015.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt, 2015b): Auktionierung - Deutsche Versteigerung von Emissionsberechtigungen - periodischer Bericht: Jahresbericht 2014, Februar 2015.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt, 2016a): Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für die Jahre 2013 und 2014, März 2016.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt, 2016b): Auktionierung - Deutsche Versteigerung von Emissionsberechtigungen - periodischer Bericht: Jahresbericht 2015, Januar 2016.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt, 2017a): Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2016, März 2017.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt, 2017b): Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2015, März 2017.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt, 2017c): Auktionierung - Deutsche Versteigerung von Emissionsberechtigungen - periodischer Bericht: Jahresbericht 2016, März 2017.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt, 2018a): Treibhausgasemissionen 2017 Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2017), März 2018.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt, 2018b): Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2016, März 2018.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt, 2018c): Leitfaden zur Erstellung von Anträgen auf Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten (Strompreiskompensation), März 2018.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt, 2018d): Auktionierung - Deutsche Versteigerung von Emissionsberechtigungen - periodischer Bericht: Jahresbericht 2017, Februar 2018.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt, 2019): Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2017, März 2019.

ewi Energy Research & Scenarios (dena, 2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Juni 2018.

Statistisches Bundesamt (Destatis, 2009): Ermittlung der Bruttowertschöpfung - Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden, Mai 2009.

Statistisches Bundesamt (Destatis, 2008): Klassifikation der Wirtschaftszweige, Dezember 2008.

Statistisches Bundesamt (Destatis, 2017a): Material- und Wareneingangserhebung im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, September 2017.

Statistisches Bundesamt (Destatis, 2017b): Statistisches Bundesamt - Warenverzeichnis für die Aussenhandelsstatistik - Ausgabe 2018, Dezember 2017.

Statistisches Bundesamt (Destatis, 2018a): Genesis-Online Datenbank; Tabelle 42251-0003 - Beschäftigte, Umsatz, Produktionswert und Wertschöpfung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-4-Steller Hierarchie), (abgerufen am 06. September 2018).

Statistisches Bundesamt (Destatis, 2018b): Genesis-Online Datenbank; Tabelle 42251-0006 - Kostenstruktur der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-4-Steller Hierarchie), (abgerufen am 06. September 2018).

Statistisches Bundesamt (Destatis, 2018c): Preise - Daten zur Energiepreisentwicklung: Lange Reihen von Januar 2000 bis Mai 2018, Juni 2018.

Statistisches Bundesamt (Destatis, 2018d): Genesis-Online Datenbank; Tabelle 42111-0005 - Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-4-Steller Hierarchie), (abgerufen am 06. September 2018).

Statistisches Bundesamt (Destatis, 2018e): Aus- und Einfuhr (Außenhandel): Deutschland, Jahre, Warensystematik, (abgerufen am 01. August 2018).

C. Dieckhoff et al. (Dieckhoff, 2014): Zur Interpretation von Energieszenarien, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, München 2014..

Energy Brainpool (EB, 2018): Wann der CO2 Preis die Braunkohle verdrängt - Richtigstellung des Artikels im Tagesspiegel-Background, September 2018.

Ecofys, Fraunhofer ISI (Ecofys, 2015a): Einfluss der Strompreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie, Juni 2015.

Ecofys, Fraunhofer ISI (Ecofys, 2015b): Stromkosten der energieintensiven Industrie - Ein internationaler Vergleich, Juli 2015.

Ecofys, Fraunhofer ISI (Ecofys, 2015c): Politisch induzierte Strompreiskomponenten und Ausnahmeregelungen für die Industrie, Juni 2015.

Ecofys (Ecofys, 2016): Prices and Costs of EU Energy, April 2016.

Energy Environment Forecast Analysis GmbH & Co. KG (EEFA, 2013): Wettbewerbsfähige Stromkosten - Voraussetzung für die Zementherstellung am Standort Deutschland, Dezember 2013.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2017): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Juni 2018 (BGBl. I S. 862) geändert worden ist.

European Energy Exchange (EEX, 2018): Market data - Environmental Markets, 2018.

Europäische Freihandelsassoziation (EFTA, 2013): EFTA Surveillance Authority Decision of 25 September 2013 on a Norwegian Scheme for the Compensation of Indirect Emission Costs, September 2013.

U.S. Energy Information Administration (EIA, 2017): Electricity Power Monthly - 5.6.A Average Price of Electricity to Ultimate Customer by End-Use Sector 2017 URL: <https://www.eia.gov/electricity/monthly/> (abgerufen am 29 April 2019).

Einsetzungsbeschluss (Einsetzungsbeschluss, 2018): Einsetzung der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung, Juni 2018.

Europäische Kommission (EK, 2013a): State aid SA.37084 (2013/N) - The Netherlands Compensation for indirect EU ETS costs, Oktober 2013.

Europäische Kommission (EK, 2013b): State aid SA.36650 (2013/N) - Spain Compensation for indirect EU ETS costs in Spain, November 2013.

Europäische Kommission (EK, 2013c): State aid SA.37017 (2013/N) - Belgium Compensation for indirect EU ETS costs, November 2013.

Europäische Kommission (EK, 2013d): State aid SA.35543 (2013/N) - United Kingdom Compensation for indirect EU ETS costs in the UK, Mai 2013.

Europäische Kommission (EK, 2014): State aid SA.38630 (2014/N) - Greece National scheme for the compensation of indirect EU ETS costs, Juni 2014.

Europäische Kommission (EK, 2015a): State Aid SA.41981 (2015/N) - Lithuania Relief from indirect CO2 costs in electricity in Lithuania, Dezember 2015.

Europäische Kommission (EK, 2015b): SA.43506 (2015/N) - Compensation of indirect CO2 costs in Slovakia, Dezember 2015.

Europäische Kommission (EK, 2016): EU Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050, Juli 2016.

Europäische Kommission (EK, 2017a): Report from the commission to the European parliament and the council - Report on the functioning of the European carbon market, November 2017.

Europäische Kommission (EK, 2017b): State Aid SA.44378 (2016/N) - Finland Aid scheme for indirect emission trading costs compensation, April 2017.

Europäische Kommission (EK, 2017c): Commission Staff Working Document on Significant Distortions in the People's Republic of China for the Purpose of Trade Defence Investigation, December 2017.

Europäische Kommission (EK, 2018a): Marktstabilitätsreserve, URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform_de (abgerufen am 05. September 2018).

Europäische Kommission (EK, 2018b): Kooperation zwischen China und EU zu ETS-Ausbau, URL: https://ec.europa.eu/clima/news/eu-and-china-step-cooperation-climate-change-and-clean-energy_en (abgerufen am 20. September 2018).

Europäische Kommission (EK, 2018c): Steunmaatregel SA.49630 (2017/N) - België Steun aan ondernemingen ter compensatie van indirecte emissiekosten op grond van de ETS-richtsnoeren, März 2018.

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E, 2018): ENTSO-E Transparency Platform, URL: <https://transparency.entsoe.eu/>, (abgerufen am 06. September 2018).

Europäisches Parlament (EP, 2017): EU Legislation in Progress - Post-2020 reform of the EU Emissions Trading System. November 2017.

European Roundtable for Climate Change and Sustainable Transition et al. (ERCST, 2018): 2018 State of the EU ETS Report, April 2018.

Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET, 2018): EU-ETS wirkt - Reform beschlossen - Preise ziehen kräftig an, URL: <http://et-energie-online.de/Portals/0/Bilder/Ausgabe2018-06/et-201806-MeinungenFakten.pdf> (abgerufen am 25.02.2019).

Europäische Union (EU, 2009): Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32009L0029> (abgerufen am 02. Oktober 2018).

The European Apparel and Textile Confederation (EURATEX, 2018): Euratex Annual Report 2017, Februar 2018.

EUROSTAT (EUROSTAT, 2019): Electricity prices for non-household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards), (abgerufen am 04. April 2019).

ewi Energy Research & Scenarios (ewi ER&S, 2018): Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung, April 2018.

Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO, 2017): pulp and paper capacities - survey 2016-2021, 2017.

Frankreich (FR, 2018): Code de l'énergie - Article L122-8, URL: <https://www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?cidTexte=LEGITEXT000023983208&idArticle=LEGIARTI000031738002> (abgerufen am 22. Oktober 2018).

Fraunhofer ISE (Fraunhofer ISE, 2015): Was kostet die Energiewende - Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050, November 2015.

Gesamtverband der Aluminiumindustrie e.V. (GDA, 2017): Jahresbericht 2017, 2017.

Government of Canada (GoC, 2018): Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change, <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/pan-canadian-framework.html>, (abgerufen am 18. September 2018).

Hans Böckler Stiftung (HBS, 2017): Branchenanalyse Stahlindustrie - Entwicklungstrends und Zukunftschancen, Februar 2017.

International Energy Agency (IEA, 2015): Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition. September 2015.

International Energy Agency (IEA, 2017a): World Energy Outlook 2017, November 2017.

International Energy Agency (IEA, 2017b): CO2 Emissions from Fuel Combustion 2017, Oktober 2017.

International Energy Agency (IEA, 2018a): Electricity Information 2018, August 2018.

International Energy Agency (IEA, 2018b): World Energy Outlook 2018, November 2018.

Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE, 2014): Papiererzeugung in Deutschland eine Branchenanalyse, Januar 2014.

Koalitionsvertrag (Koalitionsvertrag, 2018): Ein neuer Aufbruch für Europa, Eine neue Dynamik für Deutschland, Eine neuer Zusammenhalt für unser Land - Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, März 2018.

M. Larch und J. Wanner (Larch, 2017): Carbon tariffs: An analysis of the trade, welfare, and emission effects, Journal of International Economics, Volume 109, November 2017, Pages 195-213.

Lazard (Lazard, 2015): Lazard's levelized cost of storage analysis, November 2015.

ewi Energy Research & Scenarios (MWIDE, 2018): Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung. April 2018.

National Energy Board (NEB, 2018): Canada's Energy Future 2018 - Energy Supply and Demand Projections to 2040, Oktober 2018.

Netzentwicklungsplan Strom (NEP, 2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Februar 2019.

Netztransparenz.de (NETZ, 2018a): EEG-Umlage,
URL: <https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlage> (abgerufen am 16. Juli 2018).

Netztransparenz.de (NETZ, 2018b): EEG-Umlage 2017,
URL: <https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht/EEG-Umlage-2017>
(abgerufen am 25. Februar 2019).

Netztransparenz.de (NETZ, 2018c): KWK-Umlage,
URL: <https://www.netztransparenz.de/KWKG/Aufschlaege-Prognosen> (abgerufen am 16. Juli 2018).

Netztransparenz.de (NETZ, 2018d): Umlage für abschaltbare Lasten nach § 18 AbLaV,
URL: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Abschaltbare-Lasten-Umlage/Abschaltbare-Lasten-Umlagen-Uebersicht/AbLaV-Umlage-2017> (abgerufen am 14. September 2018).

Netztransparenz.de (NETZ, 2018e): Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV für 2017,
URL: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Umlage-19-StromNEV/Umlage-2017> (abgerufen am 14. September 2018).

Netztransparenz.de (NETZ, 2018f): Offshore-Netzumlage,
URL: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Umlage-17f-EnWG> (abgerufen am 16. Juli 2018).

OECD (OECD, 2019): Measuring distortions in international markets: the aluminium value chain, OECD Trade Policy Papers, No. 218, OECD Publishing, Paris, 2019.

Öko-Institut e.V. (Ökoinstitut, 2014): CO₂-Emissionen aus der Kohleverstromung in Deutschland, März 2014.

Öko-Institut e.V. (Ökoinstitut, 2017): Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen, Oktober 2017.

Platts (Platts, 2018): World electric power plants database, März 2018.

PricewaterhouseCoopers (PWC, 2016): Stahlmarkt 2016 Stahl 2025: Quo vadis?, Februar 2016.

Sonnberger & Ruddat (Sonnberger & Ruddat, 2016): Die gesellschaftliche Wahrnehmung der Energiewende - Ergebnisse einer deutschlandweiten Repräsentativbefragung, September 2016.

Statista (Statista, 2018): Statista Branchenreport - Deutschland: Herstellung von Kraftwagen & Kraftwagenteilen, URL:

<https://de.statista.com/statistik/studie/id/30/dokument/branchenreport-herstellung-von-kraftwagen-und-kraftwagenteilen/> (abgerufen am 21. September 2018).

THINK!DESK China Research & Consulting (THINK, 2017): Final Report - Analysis of Market-Distortions in the Chinese Non-Ferrous Metals Industry, April 2017.

ENTSO-E (TYNDP, 2018): 10-year network development plan 2018 - Version for consultation, November 2018.

Umweltbundesamt (UBA, 2016): Politiksznarien für den Klimaschutz VII - Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2035, November 2016.

Umweltbundesamt (UBA, 2017a): Klimaneutraler Gebäudebestand 2050, Juni 2016.

Umweltbundesamt (UBA, 2017b): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2016, Mai 2017.

Umweltbundesamt (UBA, 2018a): Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990-2016, März 2018.

Umweltbundesamt (UBA, 2018b): Klimabilanz 2017: Emissionen gehen leicht zurück - Pressemitteilung, März 2018.

Umweltbundesamt (UBA, 2018c): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2018, April 2018.

Umweltbundesamt (UBA, 2018d): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2017, April 2018.

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC, 2018): Common Reporting Format for the provision of inventory information by Annex I Parties to the UNFCCC.

White House (USA, 2018a): Presidential Proclamation Adjusting Imports of Steel into the United States, URL: <https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/presidential-proclamation-adjusting-imports-steel-united-states-4/>, August 2018.

White House (USA, 2018b): Presidential Proclamation Adjusting Imports of Aluminium into the United States, URL: <https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/presidential-proclamation-adjusting-imports-aluminum-united-states-4/>, Mai 2018.

Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI, 2014): Die Wettbewerbsfähigkeit des Chemiestandorts Deutschland im internationalen Vergleich, September 2014.

Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA, 2013): Internationale Wettbewerbsfähigkeit im Maschinenbau, Oktober 2013.

Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA, 2017): Schätzung Welt-Umsatz Maschinenbau, 2017.

Verband Deutscher Papierfabriken e.V. (VDP, 2018): Papierkompass 2018, 2018.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VdZ, 2018): Zementindustrie im Überblick 2018/2019, 2018.

World Nuclear Association (WNA, 2018a): Nuclear Power in Czech Republic, URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/czech-republic.aspx> (abgerufen am 05. September 2018).

World Nuclear Association (WNA, 2018b): Nuclear Power in Poland, URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/poland.aspx> (abgerufen am 05. September 2018).

World Steel Association (WSA, 2018): World Steel in Figures 2018.

World Trade Organization (WTO, 2017): World trade statistical review, August 2017.

Wirtschaftsvereinigung Metalle (WVM, 2018): Geschäftsbericht der Nichteisen-Metallindustrie 17.18, Mai 2018.

Wirtschaftsvereinigung Stahl (WVS, 2017a): Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2017, Dezember 2017.

Wirtschaftsvereinigung Stahl (WVS, 2017b): Globale Strukturkrise bei Stahl: Unfairen Handel bekämpfen - Marktwirtschaftliche Anpassungsprozesse stärken, Juni 2017.

Zhang, Zhong Xiang (Zhang, 2018): Energy price reform in China, CCEP Working Paper 1805, Juni 2018.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BNetzA	Bundesnetzagentur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BWS	Bruttowertschöpfung
CAES	Compressed Air Energy Storage (dt. Pump-, Wasser- und Druckluftenergie)
CEM	The European Cement Association
CEFIC	The European Chemical Industry Council
CRS	Congressional Research Service
CSIRO	Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
dena	deutsche Energie-Agentur
DSM	Demand-Side-Management
EE	Erneuerbare Energien
EEFA	Energy Environment Forecast Analysis GmbH & Co. KG
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EFTA	Europäische Freihandelsassoziation
EK	Europäische Kommission
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (dt. Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EP	Europäisches Parlament
EU	Europäische Union
ERCST	European Roundtable for Climate Change and Sustainable Transition
EU ETS	EU Emissions Trading System
GDA	Gesamtverband der Aluminiumindustrie e.V.
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke
IEA	International Energy Agency
IG BCE	Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

MSR	Marktstabilitätsreserve
LME	London Metal Exchange
MWIDE	Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen
NEB	National Energy Board
PV	Photovoltaik
StromStG	Stromsteuergesetz
THG	Treibhausgas
TYNDP	10-year network development plan
UBA	Umwelt Bundesamt
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
VCI	Verband der Chemischen Industrie
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbauer
VDP	Verband Deutscher Papierfabriken
VdZ	Verein Deutscher Zementwerke e.V.
WNA	World Nuclear Association
WSA	World Steel Association
WSB-Kommission	Kommission für „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“
WTO	World Trade Organization
WVS	Wirtschaftsvereinigung Stahl
WZ	Wirtschaftszweige

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Kapazitätsentwicklung Steinkohle (links) und Braunkohle (rechts)	10
Abbildung 2: Emissionsobergrenze des EU ETS	13
Abbildung 3: Bruttostromnachfrage und Jahreshöchstlast in Deutschland.....	14
Abbildung 4: Kumulierte Bruttostromnachfrage im EU-Ausland	15
Abbildung 5: Erdgaspreis.....	18
Abbildung 6: Kesselkohlepreis.....	18
Abbildung 7: Braunkohlepreis	19
Abbildung 8: Interkonnektorkapazitäten zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten.....	19
Abbildung 9: Kapazitätsentwicklung konventionelle Kraftwerke im Referenzszenario	21
Abbildung 10: Kapazitätsentwicklung erneuerbare Energien im Referenzszenario	22
Abbildung 11: Bruttostromerzeugung und Importsaldo in Deutschland im Referenzszenario	24
Abbildung 12: THG-Emissionen im deutschen Energiesektor im Referenzszenario	25
Abbildung 13: Preis für EU ETS Emissionszertifikate	26
Abbildung 14: Entwicklung des deutschen Großhandelsstrompreises im Jahresmittel im Referenzszenario.....	27
Abbildung 15: Großhandelsstrompreise in ausgewählten Europäischen Ländern im Referenzszenario.....	28
Abbildung 16: Großhandelsstrompreis und Finanzierungslücke im Referenzszenario	29
Abbildung 17: Kapazitätsentwicklung konventionelle Kraftwerke im Kohleausstiegsszenario	31
Abbildung 18: Kapazitätsentwicklung erneuerbare Energien im Kohleausstiegsszenario	32
Abbildung 19: Bruttostromerzeugung und Importsaldo in Deutschland im Kohleausstiegsszenario	33
Abbildung 20: THG-Emissionen im deutschen Energiesektor im Kohleausstiegsszenario	34
Abbildung 21: Entwicklung der kumulierten THG-Emissionen im deutschen Energiesektor	35
Abbildung 22: Entwicklung des deutschen Großhandelsstrompreises im Jahresmittel im Kohleausstiegsszenario	36
Abbildung 23: Großhandelsstrompreise in ausgewählten Europäischen Ländern im Kohleausstiegsszenario	37
Abbildung 24: Großhandelsstrompreis und Finanzierungslücke im Kohleausstiegsszenario	38
Abbildung 25: Einordnung der Branchen und Strompreisvergleich	40
Abbildung 26: Branchenübersicht Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen Teil 1..	44
Abbildung 27: Branchenübersicht Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen Teil 2 .	45
Abbildung 28: Branchenübersicht Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium Teil 1	46
Abbildung 29: Branchenübersicht Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium Teil 2.....	47
Abbildung 30: Branchenübersicht Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer Teil 1.....	48
Abbildung 31: Branchenübersicht Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer Teil 2.....	49
Abbildung 32: Branchenübersicht Herstellung von chemischen Erzeugnissen Teil 1	50
Abbildung 33: Branchenübersicht Herstellung von chemischen Erzeugnissen Teil 2	51
Abbildung 34: Branchenübersicht Herstellung von Papier, Karton und Pappe Teil 1	52

Abbildung 35: Branchenübersicht Herstellung von Papier, Karton und Pappe Teil 2	53
Abbildung 36: Branchenübersicht Herstellung von Zement Teil 1	54
Abbildung 37: Branchenübersicht Herstellung von Zement Teil 2	55
Abbildung 38: Branchenübersicht Herstellung von Textilien Teil 1	56
Abbildung 39: Branchenübersicht Herstellung von Textilien Teil 2	57
Abbildung 40: Branchenübersicht Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	58
Abbildung 41: Branchenübersicht Maschinenbau Teil 1	59
Abbildung 42: Branchenübersicht Maschinenbau Teil 2	60
Abbildung 43: Branchenübersicht Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen Teil 1	61
Abbildung 44: Branchenübersicht Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen Teil 2	62
Abbildung 45: Handels- sowie Stromkostenintensität der betrachteten Industriezweige	63
Abbildung 46: Strompreise für die Elektrostahlerzeugung	69
Abbildung 47: Strompreise für die Primäraluminiumhütte	70
Abbildung 48: Strompreise für die Chlor-Alkali-Elektrolyse	70
Abbildung 49: Strompreise für den Papierhersteller	71
Abbildung 50: Industriestrompreise in Deutschland nach Branche für 2017	72
Abbildung 51: Entwicklung der Mittelwerte der Großhandelsstrompreise im Referenzszenario..	75
Abbildung 52: Entwicklung der Mittelwerte der Großhandelsstrompreise im Kohleausstiegsszenario	75
Abbildung 53: Absolute Veränderung der Großhandelsstrompreise im Vergleich zum Jahr 2017 im Referenzszenario	77
Abbildung 54: Absolute Veränderung der Großhandelsstrompreise im Vergleich zum Jahr 2017 im Kohleausstiegsszenario	77
Abbildung 55: Beihilfeauszahlung in Deutschland	80
Abbildung 56: Anteil der Beihilfezahlungen an den Versteigerungserlösen in Deutschland	81
Abbildung 57: Höhe der Beihilfebeträge in Deutschland bis 2030	88
Abbildung 58: Absolute Veränderung der Großhandelsstrompreise inkl. Strompreiskompensation im Vergleich zum Jahr 2017 im Referenzszenario	90
Abbildung 59: Absolute Veränderung der Großhandelsstrompreise inkl. Strompreiskompensation im Vergleich zum Jahr 2017 im Kohleausstiegsszenario	91
Abbildung 60: Modellierte Regionen in DIMENSION+	107
Abbildung 61: Volllaststunden Photovoltaik	109
Abbildung 62: Volllaststunden Wind Onshore	110
Abbildung 63: Volllaststunden Wind offshore	110
Abbildung 64: Investitionskosten Batteriespeicher	112
Abbildung 65: Entwicklung der Mittelwerte der Großhandelsstrompreise Inkl. Strompreiskompensation im Referenzszenario	116
Abbildung 66: Entwicklung der Mittelwerte der Großhandelsstrompreise Inkl. Strompreiskompensation im Kohleausstiegsszenario	116

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Technologiespezifische EE-Mindestausbaupfade gemäß EEG 2017 bis 2030 in GW	16
Tabelle 2: Betrachtete Branchen	41
Tabelle 3: Liste der beihilfeberechtigten Sektoren bzw. Teilsektoren	79
Tabelle 4: Strompreiskompensation im EU-Ausland	82
Tabelle 5: Beihilfehöchstintensität.....	83
Tabelle 6: Maximale regionale CO ₂ -Emissionsfaktoren in verschiedenen geografischen Gebieten	84
Tabelle 7: Benchmarks verschiedener Produkte	85
Tabelle 8: Investitionskosten für EE-Anlagen in Euro / kW	109
Tabelle 9: Investitionskosten Für Kraftwerksneubauten in Euro / kW	111
Tabelle 10: FOM-Kosten für Kraftwerksneubauten in Euro / kW	111
Tabelle 11: Großhandelsstrompreise 2017	113
Tabelle 12: Parameter der Sensitivität 1	114
Tabelle 13: Parameter der Sensitivität 2	114
Tabelle 14: Parameter der Sensitivität 3	114
Tabelle 15: Parameter der Sensitivität 4	115

ANHANG

A.1 Optimierung des integrierten, Europäischen Energiesystems mit DIMENSION+

DIMENSION+ ist ein Simulationsmodell für die europäischen Strommärkte. Das Modell simuliert, wie sich die installierten Kapazitäten von Kraftwerken und Stromspeichern in Europa zukünftig entwickeln. Dabei wird ein kostenminimierender Einsatz sowie Zubau und Rückbau der unterschiedlichen Technologien unterstellt. Der Zubau erneuerbarer Energien erfolgt ebenfalls kostenminimal unter Berücksichtigung politischer Rahmenbedingungen. Die Entwicklungen des Stromsystems innerhalb der Studie sind - wie andere derartige Szenarien auch - keine Prognosen.¹³³

Die im Modell simulierten Jahre sowie die innerjährliche zeitliche Auflösung können beliebig gewählt werden. Derzeit sind in DIMENSION+ 28 Länder abgebildet (Abbildung 60), die im Wesentlichen mit der EU28 übereinstimmen. Sämtliche Kraftwerke und Stromspeicher dieser Länder sind in der ständig aktualisierten EWI Datenbank erfasst.

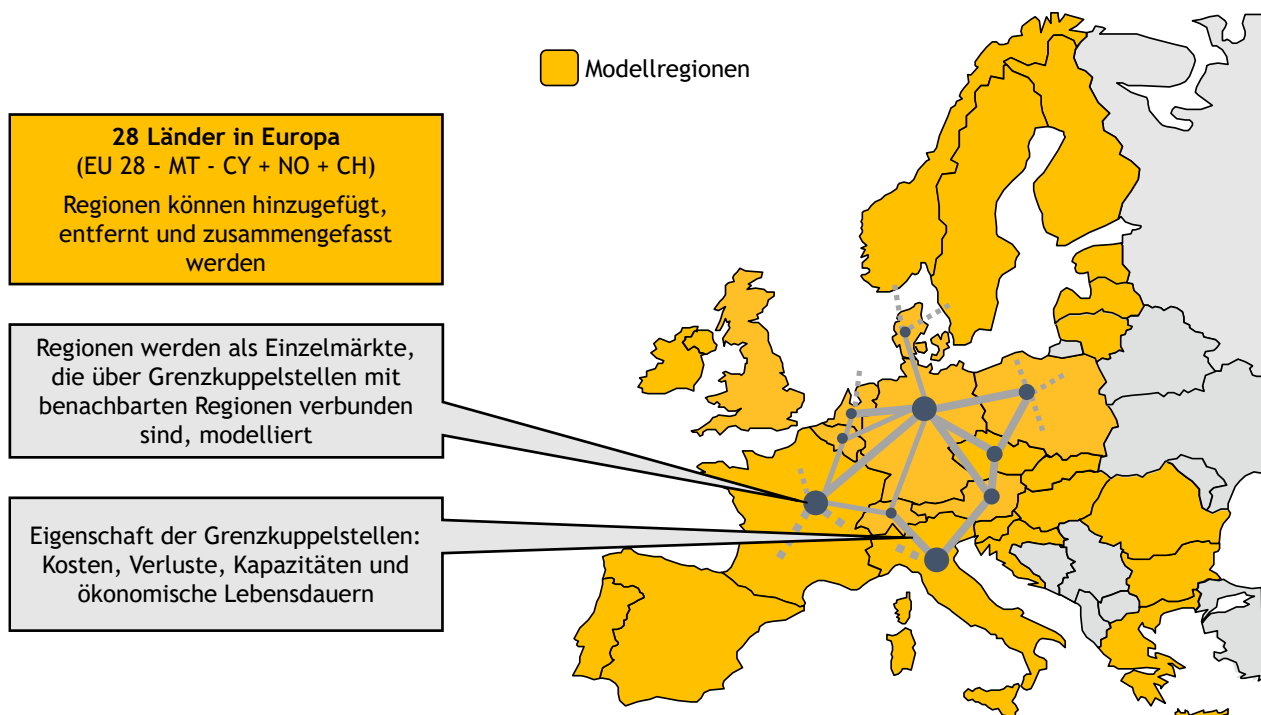


ABBILDUNG 60: MODELLIERTE REGIONEN IN DIMENSION+

Quelle: Eigene Darstellung

Das Modell DIMENSION+ simuliert die zukünftige Entwicklung von Kraftwerken sowie Speicherkapazitäten, Kraft-Wärme-Kopplung sowie Power-to-Gas- und Power-to-Fuel-Technologien. Die Investitionsentscheidungen und Erzeugungsprofile für eine Vielzahl von Technologien werden endogen optimiert.

¹³³ Für die Diskussion der Möglichkeiten und Grenzen von Energieszenarien vgl. Dieckhoff (2014)

Dazu gehören:

- konventionelle Anlagen
- Kraft-Wärme-Kopplung
- Kernkraftwerke
- Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen
- PV Anlagen
- Biomasse-(KWK-)Kraftwerke (fest und gasförmig)
- Wasserkraftwerke
- geothermische Kraftwerke
- solarthermische Kraftwerke (einschließlich thermischer Energiespeicher)
- Speichertechnologien (Pump-, Wasser- und Druckluftenergie (CAES))
- Power-to-Gas/Brennstofftechnologien wie Elektrolyse, Methanisierung und Fischer-Tropsch-Systeme.

Technologische Verbesserungen, z. B. bei der Effizienz, werden mit Hilfe von Vintage-Klassen berücksichtigt. Diese werden als zusätzliche Technologieoption in das Modell aufgenommen, die erst ab einem bestimmten Zeitpunkt zur Verfügung steht.

Neben dem oben beschriebenen Kernmodell DIMENSION+ gibt es verschiedene Module: z. B. für das DSM und die Kraft-Wärme-Kopplung. Darüber hinaus sind in DIMENSION+ Module zur Modellierung der Endenergieverbrauchssektoren (Industrie, Gebäude, Mobilität) integriert. Für die vorliegende Studie werden für die Energieverbrauchssektoren exogene Transformationspfade angenommen, aus denen sich eine Gesamtstromnachfrage über alle Sektoren ergibt. Der aggregierte Energiebedarf der einzelnen Endenergieverbrauchssektoren wird im Modell durch die Energiewirtschaft kostenminimal gedeckt. Hierbei werden sowohl die Kosten der modellendogenen Produktion von Strom-, Wärme und synthetischen Brennstoffen sowie die Beschaffungskosten für Energieträger (konventionelle, biogene, von außerhalb der EU importierte synthetische Brennstoffe) berücksichtigt. Darüber hinaus müssen Angebot und Nachfrage für Strom- und Wärme stündlich übereinstimmen.

Neben der Bereitstellung von Energiemengen (Strom, Fernwärme und Energieträger) wird in DIMENSION+ für den Stromsektor auch eine gesicherte Spitzenleistung modelliert, die sich aus der Stromnachfrage der einzelnen Anwendungen (z. B. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) in den Verbrauchssektoren gemäß Nutzungsprofilen und Gleichzeitigkeitsfaktoren ergibt. Dadurch wächst mit zunehmender Elektrifizierung der Wärmeversorgung auch die abzusichernde Spitzenlast an. Dieser Bedarf an Spitzenlast muss durch entsprechende Technologien auf der Angebotsseite gedeckt werden. Dazu zählen neben konventionellen Kraftwerken auch Speicher und Batterien sowie Maßnahmen des Demand-Side-Managements. Auf Basis historischer Daten kann Wind Onshore und Offshore in geringem Maße zur gesicherten Leistung beitragen, während Photovoltaik keinen Beitrag leisten kann.

A.2 Weitere Annahmen

A.2.1 Investitionskosten erneuerbare Energien

TABELLE 8: INVESTITIONSKOSTEN FÜR EE-ANLAGEN IN EURO / KW

Technologie	2020	2030	2040	2050
PV (Freifläche)	780	640	569	483
PV (Dach)	927	733	660	547
Wind Onshore	1113	1038	987	938
Wind Offshore	2590	1920	1603	1285

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von dena (2018)

A.2.2 Volllaststunden für Wind und Photovoltaik

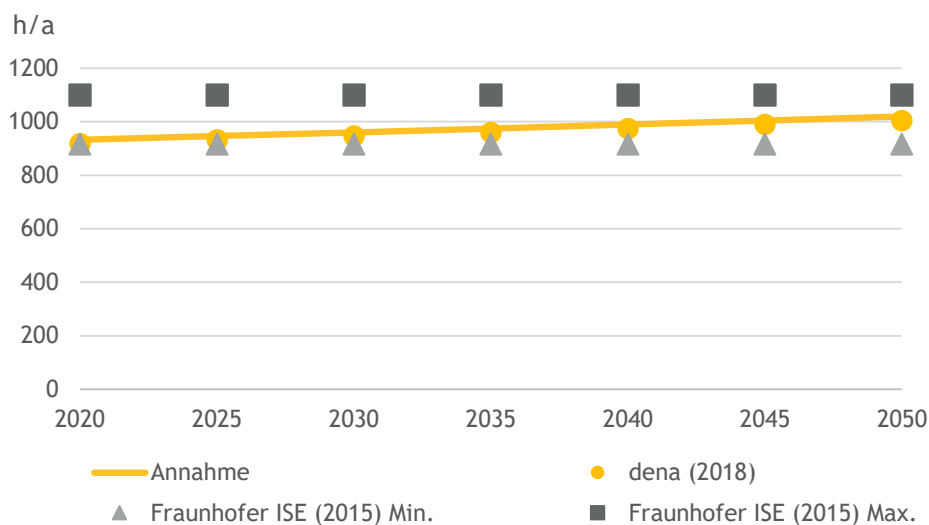


ABBILDUNG 61: VOLLASTSTUNDEN PHOTOVOLTAIK

Quelle: Eigene Annahmen basierend auf Fraunhofer ISE (2015) und dena (2018)

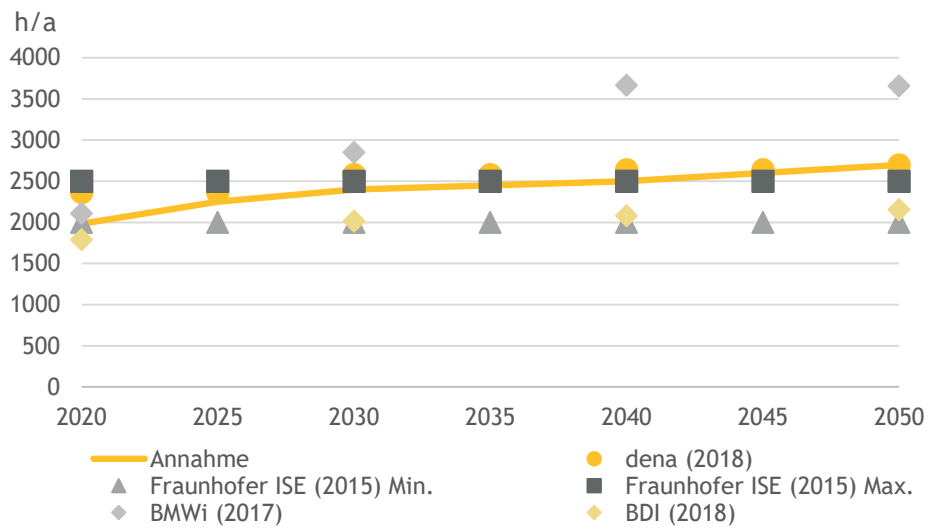


ABBILDUNG 62: VOLLLASTSTUNDEN WIND ONSHORE

Quelle: Eigene Annahmen basierend auf Fraunhofer ISE (2015), BMWi (2017), dena (2018) und BDI (2018)

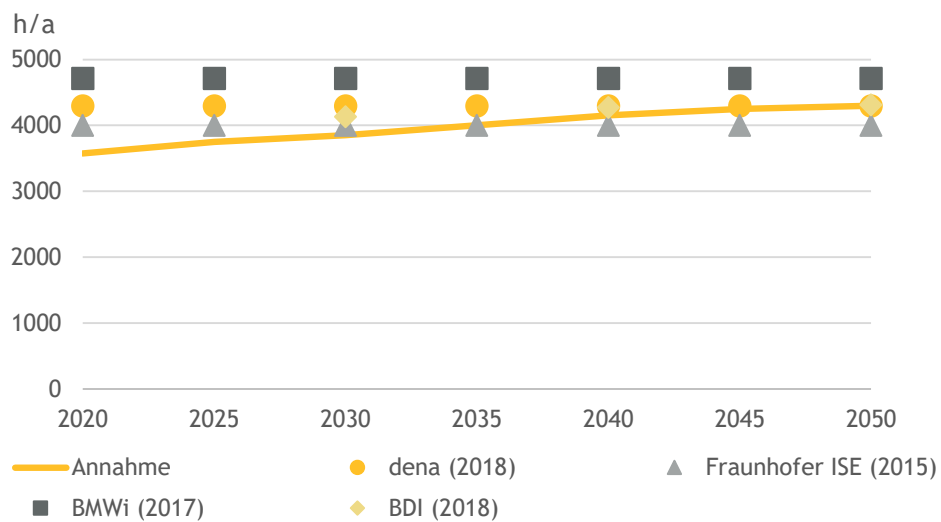


ABBILDUNG 63: VOLLLASTSTUNDEN WIND OFFSHORE

Quelle: Eigene Annahmen basierend auf Fraunhofer ISE (2015), BMWi (2017), dena (2018) und BDI (2018)

A.2.3 Investitionskosten konventionelle Kraftwerke

TABELLE 9: INVESTITIONSKOSTEN FÜR KRAFTWERKSNEUBAUTEN IN EURO / KW

Technologie	2020	2030	2040
Kernkraftwerke	6998	6998	6998
Braunkohle	1596	1596	1596
Retrofit Braunkohle	685	685	685
Steinkohle	2200	2000	1800
Retrofit Steinkohle	571	571	571
GuD	722	722	722
Gasturbine	412	412	412

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von IEA (2015) und dena (2018)

TABELLE 10: FOM-KOSTEN FÜR KRAFTWERKSNEUBAUTEN IN EURO / KW

Technologie	2020	2030	2040
Kernkraftwerke	105	105	105
Braunkohle	46	46	46
Steinkohle	39	39	39
GuD	29	29	29
Gasturbine	18	18	18

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von IEA (2015) und dena (2018)

A.2.4 Investitionskosten Batteriespeicher

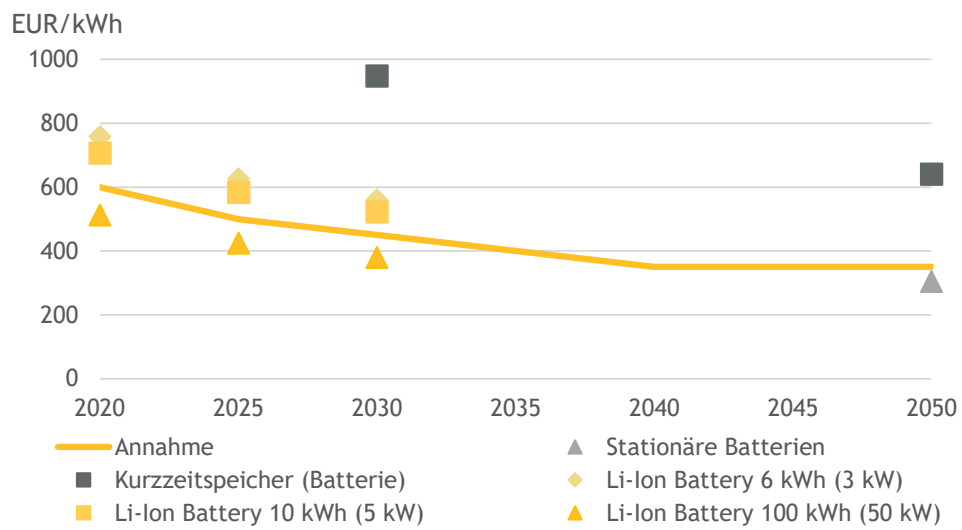


ABBILDUNG 64: INVESTITIONSKOSTEN BATTERIESPEICHER

Quelle: Eigene Annahmen basierend auf Fraunhofer ISE (2015), Agora (2017), CSIRO (2015), Lazard (2015) und UBA (2017a)

A.3 Großhandelsstrompreise 2017

TABELLE 11: GROßHANDELSSTROMPREISE 2017

Land	Großhandelsstrompreis 2017 [EUR/MWh]	Quelle
Deutschland	34,2	ENTSO-E (2018)
Frankreich	45,0	ENTSO-E (2018)
Großbritannien	51,7	ENTSO-E (2018)
Italien	54,0	ENTSO-E (2018)
Niederlande	39,3	ENTSO-E (2018)
USA	51,2	IEA (2018b)
Kanada	55,3	NEB (2018)
Japan	123,6	IEA (2018b)
Südkorea	54,5	Ecofys (2015b)
China	60,4	IEA (2018b)

Quelle: ENTSO-E (2018), IEA (2018b), NEB (2018)

A.4 Strompreiskompensation: Sensitivitäten

A.4.1 Sensitivität 1

TABELLE 12: PARAMETER DER SENSITIVITÄT 1

Jahre	Beihilfeintensität Ai_t	CO ₂ -Emissionsfaktor C_t [tCO ₂ /MWh]	EUA-Preis P_{t-1} [EUR/tCO ₂]	Beihilfebetrug A_t [EUR/MWh]
2017	0,80	0,76	5,4	2,6
2020	0,75	0,76	22,1	10,1
2025	1,00	0,76	26,0	15,83
2030	1,00	0,76	38,1	23,16

Quelle: Eigene Berechnungen, basierend auf BMWi (2013)

A.4.2 Sensitivität 2

TABELLE 13: PARAMETER DER SENSITIVITÄT 2

Jahre	Beihilfeintensität Ai_t	CO ₂ -Emissionsfaktor C_t [tCO ₂ /MWh]	EUA-Preis P_{t-1} [EUR/tCO ₂]	Beihilfebetrug A_t [EUR/MWh]
2017	0,8	0,76	5,40	2,6
2020	0,75	0,76	22,1	10,1
2025	0,75	0,76	26,0	11,9
2030	0,75	0,76	38,1	17,4

Quelle: Eigene Berechnungen, basierend auf BMWi (2013)

A.4.3 Sensitivität 3

TABELLE 14: PARAMETER DER SENSITIVITÄT 3

Jahre	Beihilfeintensität Ai_t	CO ₂ -Emissionsfaktor C_t [tCO ₂ /MWh]	EUA-Preis P_{t-1} [EUR/tCO ₂]	Beihilfebetrug A_t [EUR/MWh]
2017	0,8	0,76	5,4	2,6
2020	0,75	0,76	22,1	10,1
2025	0,65	0,67	26,0	9,1
2030	0,60	0,67	38,1	12,3

Quelle: Eigene Berechnungen, basierend auf BMWi (2013), IEA (2017b) und IEA (2018a)

A.4.4 Sensitivität 4

TABELLE 15: PARAMETER DER SENSITIVITÄT 4

Jahre	Beihilfeintensität Ai_t	CO ₂ -Emissionsfaktor C_t [tCO ₂ /MWh]	EUA-Preis P_{t-1} [EUR/tCO ₂]	Beihilfebetrug A_t [EUR/MWh]
2017	0,8	0,76	5,4	2,6
2020	0,75	0,76	22,1	10,1
2025	0,65	0,39	26,0	5,3
2030	0,60	0,39	38,1	7,2

Quelle: Eigene Berechnungen, basierend auf BMWi (2013), IEA (2017b) und IEA (2018a)

A.5 Entwicklung der absoluten Großhandelsstrompreise bei Berücksichtigung der Strompreiskompensation

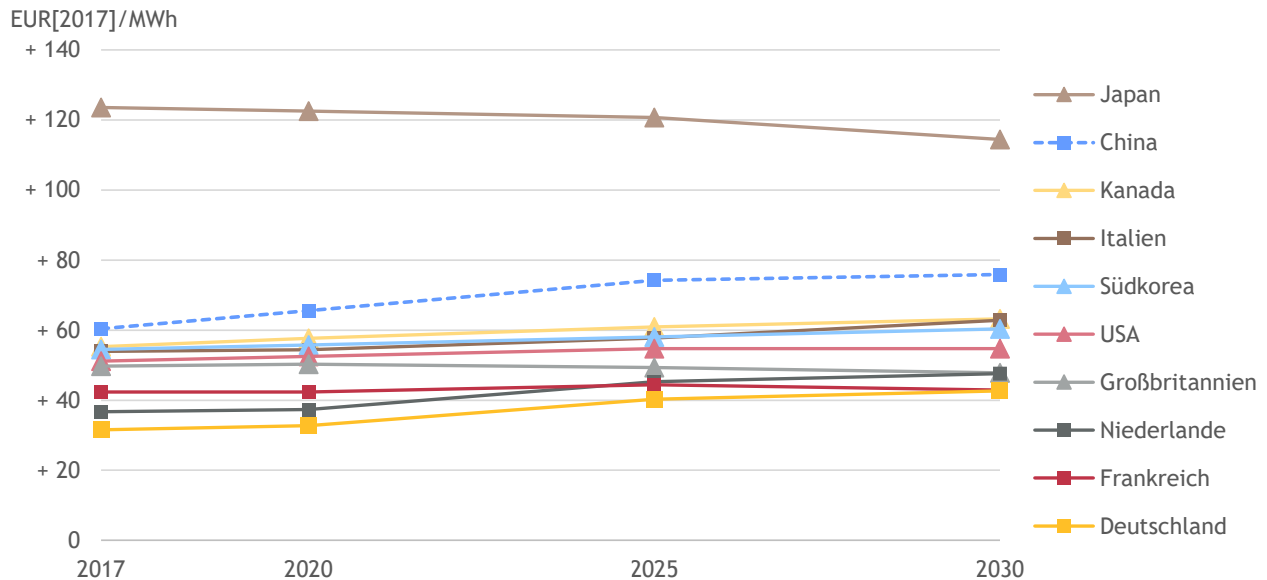


ABBILDUNG 65: ENTWICKLUNG DER MITTELWERTE DER GROSßHANDELSSTROMPREISE

INKL. STROMPREISKOMPENSATION IM REFERENZSZENARIO

Quelle: Eigene Berechnungen, basierend auf IEA (2018b), NEB (2018) und Ecofys (2015b)

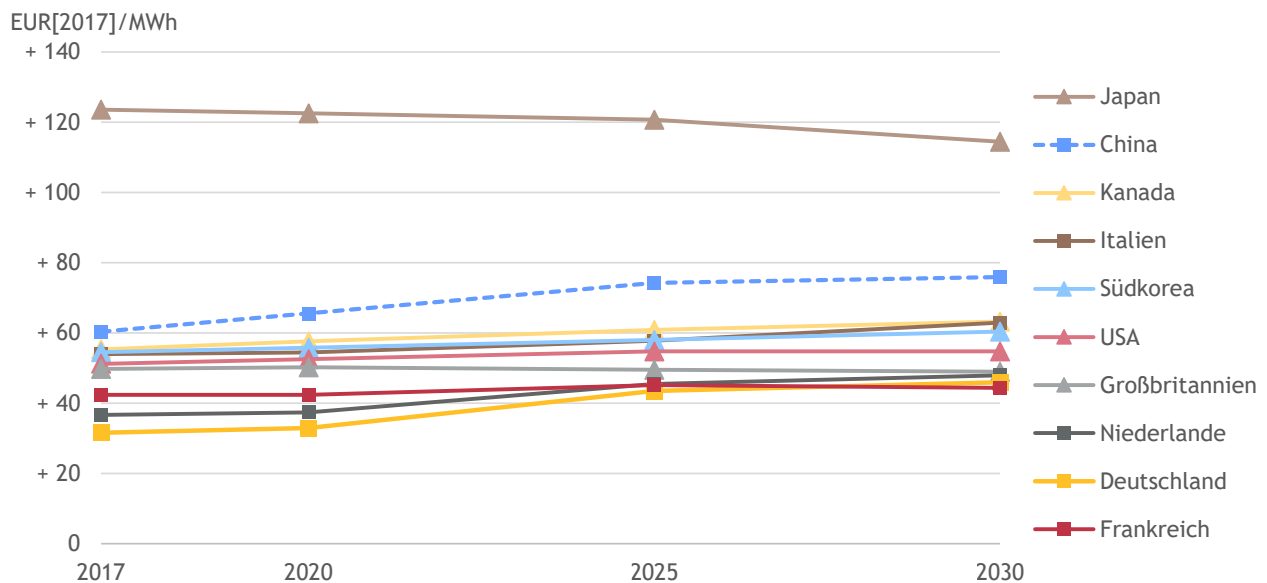


ABBILDUNG 66: ENTWICKLUNG DER MITTELWERTE DER GROSßHANDELSSTROMPREISE

INKL. STROMPREISKOMPENSATION IM KOHLEAUSSTIEGSSZENARIO

Quelle: : Eigene Berechnungen, basierend auf IEA (2018b), NEB (2018) und Ecofys (2015b)