



Auswirkungen des Kohleausstiegsgesetzes auf die Braunkohleverstromung im Rheinischen Revier

Im Auftrag der RWE Power AG

Endbericht, Juli 2020 (Annahmefestlegung April 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

Michael Wiedmann

Nils Namockel

INHALTSVERZEICHNIS

Zusammenfassung	1
1 Einleitung.....	4
2 Szenariendefinition	5
2.1 Beschreibung der Szenarien	5
2.2 Weitere zentrale Annahmen	11
3 Modellergebnisse Szenario A.....	19
3.1 Installierte Kapazitäten der konventionellen Stromerzeugung	19
3.2 Stromerzeugung und Außenhandel	20
3.3 Treibhausgasemissionen	23
3.4 EU ETS-Zertifikatepreise	24
3.5 Großhandelsstrompreise	25
4 Modellergebnisse Szenario B.....	27
4.1 Installierte Kapazitäten der konventionellen Stromerzeugung	27
4.2 Stromerzeugung und Außenhandel	28
4.3 Treibhausgasemissionen	30
4.4 EU ETS-Zertifikatepreise	32
4.5 Großhandelsstrompreise	32
5 Modellergebnisse Szenario C	34
5.1 Installierte Kapazitäten der konventionellen Stromerzeugung	34
5.2 Stromerzeugung und Außenhandel	35
5.3 Treibhausgasemissionen	38
5.4 EU ETS-Zertifikatepreise	39
5.5 Großhandelsstrompreise	40
6 Braunkohlebedarf im Rheinischen Revier.....	42
6.1 Methodik zur Ermittlung der Braunkohlemengen	42
6.2 Ergebnisse Szenario A	44
6.3 Ergebnisse Szenario B	45
6.4 Ergebnisse Szenario C	46
6.5 Gegenüberstellung der Ergebnisse	47
Literaturverzeichnis.....	48
Abkürzungsverzeichnis.....	52

Abbildungsverzeichnis	54
Tabellenverzeichnis	56
Anhang	57
A.1 Optimierung des integrierten, Europäischen Energiesystems mit DIMENSION+	57
A.2 Ergebnisvalidierung mittels hochauflöser Kraftwerkseinsatzmodellierung	59

ZUSAMMENFASSUNG

Das Kohleausstiegsgesetz soll den schrittweisen Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung in Deutschland umsetzen. Die Braunkohle- und Steinkohlekapazitäten werden demnach bis 2030 auf maximal 8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle verringert. Bis spätestens Ende des Jahres 2038 wird die Kohleverstromung in Deutschland vollständig beendet.

Die vorliegende Studie untersucht die Auswirkungen des Kohleausstiegsgesetzes auf die Braunkohleverstromung im Rheinischen Revier. Im Rheinischen Revier werden die Kapazitäten der Braunkohlekraftwerke Niederaußem, Neurath und Weisweiler entsprechend des Kohleausstiegsgesetzes bis zum Jahr 2029 reduziert. Nach dem Jahr 2030 verbleiben drei Kraftwerksblöcke mit insgesamt etwa 3 GW Leistung in Niederaußem und Neurath im Strommarkt.

Im Fokus der Studie steht eine Abschätzung des Braunkohlebedarfs zur Strom- und Wärmebereitstellung der Kraftwerke Niederaußem, Neurath und Weisweiler im Zeitraum 2021 bis 2038. Zudem werden die Auswirkungen des geplanten Kohleausstiegs auf die Entwicklung der nationalen Erzeugungskapazitäten, der Stromerzeugung, des Importsaldos, der Treibhausgasemissionen sowie der Großhandelsstrompreise analysiert.

In der Studie werden drei Szenarien betrachtet. Diese beinhalten unterschiedliche Annahmen bezüglich der Stromnachfrage und des Ausbaus Erneuerbarer Energien (EE). Die mittelfristige Entwicklung der Brennstoffpreise für Gas und Steinkohle entspricht in allen Szenarien den Annahmen des Szenarios „Stated Policies“ des World Energy Outlook 2019. Die Quantifizierung der Szenarien erfolgt mithilfe des Energiesystemmodells DIMENSION+.

- Szenario A geht von einer nahezu konstanten Stromnachfrage aus. Bis 2030 werden rund 31 GW Wind und 53 GW Photovoltaik zugebaut. Das Ziel der Bundesregierung, 65 % des deutschen Bruttostromverbrauchs im Jahr 2030 durch EE zu decken, wird erreicht.
- In Szenario B steigt die Stromnachfrage von 551 TWh im Jahr 2019 auf 699 TWh im Jahr 2030. Der EE-Ausbaupfad wird zwischen den Szenarien A und B nicht variiert.
- In Szenario C steigt die Stromnachfrage analog zu Szenario B. In diesem Szenario werden bis 2030 rund 52 GW Wind und 81 GW Photovoltaik zugebaut. Der stärkere EE-Ausbau gegenüber Szenario A und B ermöglicht es, das 65 %-EE-Ziel im Jahr 2030 zu erreichen.

Nachfolgend werden die zentralen Ergebnisse unserer Studie vorgestellt:

Durch Kraftwerksstilllegungen sinkt die Braunkohleverstromung deutlich. Die Auslastung der verbleibenden Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier ist in allen Szenarien hoch.

Nachdem das letzte Kernkraftwerk vom Netz gegangen ist, sind Braunkohlekraftwerke unter den gegebenen Annahmen die günstigste konventionelle Erzeugungstechnologie. Gründe sind insbesondere die geringen Grenzkosten der Braunkohle und steigende Gaspreise, letztere kompensieren die im Zeitverlauf steigenden CO₂-Preise. Entsprechend weisen die verbleibenden Kraftwerksblöcke in Niederaußem, Neurath und Weisweiler zwischen 2023 und 2033 in den Szenarien A und B über 7.000 Volllaststunden auf.

Durch den EE-Zubau steigt in allen Szenarien im Zeitverlauf der Anteil der Stunden, in denen Erneuerbare Energien die gesamte deutsche Nachfrage (plus mögliche Exporte) decken. Folglich sinkt die Auslastung der Braunkohlekraftwerke. Dieser Effekt ist in Szenario C am stärksten ausgeprägt. Bereits im Jahr 2030 sinkt die Auslastung auf unter 7.000 Volllaststunden.

Ab 2033 erreichen die CO₂-Preise ein Niveau von über 40 €/tCO₂. Die Erzeugungskosten moderner GuD-Kraftwerke nähern sich dann den Kosten der verbleibenden Braunkohlekraftwerke an. Durch den einsetzenden Fuel-Switch sinkt die Auslastung der Braunkohlekraftwerke zwischen 2033 und 2038 und fällt auf durchschnittlich 5.900 Volllaststunden im Jahr 2038.

Durch die Stilllegungen sinkt die Braunkohleverstromung im Rheinischen Revier in den betrachteten Szenarien von 51 TWh/a in 2019 auf etwa 22 TWh/a in 2030 bzw. 18 TWh/a in 2038.

Der gesamte Braunkohlebedarf der Kraftwerke Niederaußem, Neurath und Weisweiler liegt für den Zeitraum 2021 bis 2038 in den Szenarien zwischen 593 und 632 Mio. t.

Aus den berechneten thermischen Wärmebedarfen werden mittels spezifischer Heizwerte die Braunkohlemengen für die Strom- und Wärmebereitstellung der Kraftwerke im Rheinischen Revier abgeleitet. Die Berechnungen basieren auf den von RWE angegebenen Heizwerten für Braunkohle in Höhe von 2,2 MWh_{th}/t für den Tagebau Inden und einem Mischheizwert von 2,24 MWh_{th}/t für die Tagebaue Garzweiler und Hambach.

Der Braunkohlebedarf unterscheidet sich unter den gegebenen Annahmen nur geringfügig zwischen den Szenarien. In Szenario A ergibt sich von 2021 bis 2038 ein kumulierter Braunkohlebedarf in Höhe von 612 Mio. t. Hiervon stammen 514 Mio. t aus den Tagebauen Hambach und Garzweiler. Durch die höhere Braunkohleverstromung in Szenario B ergibt sich mit 620 Mio. t ein höherer Bedarf. In Szenario B werden 519 Mio. t aus den Tagebauen Hambach und Garzweiler verstromt. In Szenario C ergeben sich 593 Mio. t. Hiervon stammen 496 Mio. t aus Hambach und Garzweiler. Treten im Zeitraum 2021 bis 2022 keine Sondereffekte durch die COVID-19 Krise auf, liegen die Braunkohlebedarfe in den Szenarien ca. 12 Mio. t höher.

BRAUNKOHLEBEDARF DER GROßKRAFTWERKE IM RHEINISCHEN REVIER IM ZEITRAUM 2021 BIS 2038

	Szenario A	Szenario B	Szenario C
Garzweiler und Hambach	514 bis 523 Mio. t	519 bis 529 Mio. t	496 bis 505 Mio. t
Inden	98 bis 101 Mio. t	101 bis 103 Mio. t	97 bis 100 Mio. t
Summe	612 bis 624 Mio. t	620 bis 632 Mio. t	593 bis 605 Mio. t

Nicht berücksichtigt sind Braunkohlemengen für die Veredlungsanlagen (rd. 138 - 153 Mio. t¹) sowie ein möglicher Abruf des Kraftwerksblocks in Niederaußem, welcher nach Vorgabe durch den Bund für den Zeitraum 2030 bis einschließlich 2033 in die Sicherheitsbereitschaft überführt wird. Diese Bedarfe sind bei der Bestimmung des Gesamtbedarfs an rheinischer Braunkohle zum Bedarf für die Verstromung zusätzlich zu berücksichtigen.

¹ Der kumulierte Braunkohlebedarf der Veredlung für den Zeitraum 2021 bis 2038 wird von RWE auf ca. 153 Mio. t geschätzt. DIW (2020) geht von 138 Mio. t für den Zeitraum 2021-2038 aus.

Die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage auf 65 % im Jahr 2030 ist in den Szenarien für die Erreichung des sektoralen Klimaziels von zentraler Bedeutung.

Durch das sektorale Klimaziel werden die Treibhausgasemissionen in der Energiewirtschaft auf maximal 175 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 beschränkt. In den Szenarien A und C wird das sektorale Klimaziel durch die angenommene Erhöhung der EE-Erzeugung auf rund 65 % des Bruttostromverbrauchs bis 2030 erreicht. In Szenario B führt die Verfehlung des 65 %-EE-Ziels dazu, dass das sektorale Klimaziel um 28 Mio. t CO₂-Äq. verfehlt wird.

Der für die Erreichung des 65 %-EE-Ziels notwendige Zubau ist maßgeblich von der Entwicklung der Stromnachfrage abhängig. In Szenario A wird gemäß Klimaschutzprogramm der Bundesregierung ein Netto-Ausbau der Windenergie in Höhe von 31 GW und für Photovoltaik in Höhe von 53 GW bis zum Jahr 2030 unterstellt. Der EE-Anteil an der Stromnachfrage liegt dann bei 67 %. Bei steigender Stromnachfrage in Szenario B werden hingegen nur 53 % des Stromverbrauchs im Jahr 2030 durch EE-Erzeugung gedeckt. In Szenario C ermöglicht der angenommene Ausbau der Windenergie und Photovoltaik um 52 GW bzw. 81 GW bis 2030, dass trotz erhöhter Stromnachfrage 67 % durch EE gedeckt werden.

Der Zubau von Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken (GuD-Kraftwerke) ist maßgeblich von der zukünftigen Entwicklung der Residualstromnachfrage abhängig.

Der Ausbau moderner GuD-Kraftwerke ist abhängig von der Höhe der Residualstromnachfrage, also der Gesamtstromnachfrage abzüglich der EE-Stromerzeugung. Durch die nahezu konstante Stromnachfrage in Szenario A verbleibt die Kapazität von Gaskraftwerken bei etwa 24 GW. Es werden lediglich ineffiziente durch moderne Gaskraftwerke ersetzt. In Szenario B führt die steigende Stromnachfrage bei identischem EE-Ausbau wie in Szenario A zu einem stärkeren Zubau von Gaskraftwerken. Die Kapazitäten von Gaskraftwerken steigen bis zum Jahr 2030 auf 30 GW und bis 2038 auf 38 GW. In Szenario C fällt der Zubau von Gaskraftwerken aufgrund des verstärkten EE-Ausbaus gegenüber Szenario B geringer aus. Die Kapazitäten von Gaskraftwerken steigen bis 2030 auf 27 GW und bis 2038 auf 34 GW.

Die Großhandelsstrompreise steigen bis 2038 auf bis zu 70 €/MWh. In den Szenarien mit hohem EE-Anteil liegt der Großhandelsstrompreis um bis zu 10 €/MWh niedriger.

Die Haupttreiber für den Anstieg der Großhandelsstrompreise sind steigende CO₂- und Gaspreise. Die angenommenen Gaspreise steigen bis zum Jahr 2025 auf über 23 €/MWh und verbleiben anschließend oberhalb dieses Niveaus. Zudem steigen die CO₂-Preise in den Szenarien bis 2030 auf ca. 35 €/tCO₂ und bis 2038 auf über 50 €/tCO₂.

Der jährliche Mittelwert der Großhandelsstrompreise steigt hierdurch in Szenario B von 38 €/MWh im Jahr 2019 auf bis zu 70 €/MWh im Jahr 2038. In Szenario A und C sind aufgrund des annahmemaß höheren EE-Anteils an der Stromnachfrage häufiger Kraftwerke mit geringen Grenzkosten preissetzend. Hierdurch liegen die Großhandelsstrompreise im Jahr 2038 um etwa 10 €/MWh niedriger als in Szenario B.

1 EINLEITUNG

Der Gesetzesentwurf „zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze“ (im Folgenden „Kohleausstiegsgesetz“) soll den schrittweisen Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung in Deutschland umsetzen². Die Braunkohle- und Steinkohlekapazitäten werden demnach bis 2022 auf jeweils 15 GW und bis 2030 auf maximal 8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle verringert. Bis spätestens Ende des Jahres 2038 wird die Kohleverstromung in Deutschland vollständig beendet³.

Für das Rheinische Braunkohlerevier muss aufgrund der Stilllegung von rund 6 GW Kraftwerkskapazität bis zum Ende des Jahres 2030 und weiteren rund 3 GW bis zum Jahr 2038 die Tagebauplanung angepasst werden. Die Landesregierung von Nordrhein-Westfalen legt in der sogenannten Leitentscheidung das langfristige Konzept für den Braunkohlenabbau im Rheinischen Revier fest. Nach Inkrafttreten des Kohleausstiegsgesetzes wird es zu einer Anpassung der „Leitentscheidung der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen zur Zukunft des Rheinischen Braunkohlereviers / Garzweiler II“ aus dem Jahr 2016 kommen.

Für die Anpassung der Leitentscheidung 2016 und die Auswirkungen auf die Planung der Tagebaue Inden, Hambach und Garzweiler stellt sich die Frage nach den Auswirkungen des Kohleausstiegsgesetzes auf die benötigten Braunkohlemengen im Rheinischen Revier. Die RWE Power AG hat das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) beauftragt, diese zu untersuchen.

Die vorliegende Studie schätzt die Braunkohlemengen für die Strom- und Wärmebereitstellung durch Großkraftwerke im Rheinischen Revier ab dem Jahr 2021 bis zum Ende der Braunkohleverstromung im Jahr 2038 ab.⁴ Dafür werden unterschiedliche Szenarien definiert, die sich hinsichtlich der Stromnachfrage und dem Ausbau Erneuerbarer Energien unterscheiden.

Neben der Abschätzung der Braunkohlemengen werden die Entwicklungen der nationalen Erzeugungskapazitäten, der Stromerzeugung, des Importsaldos, der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) und der Großhandelsstrompreise analysiert. Dazu wird das EWI-Gesamtenergiesystemmodell DIMENSION+ angewandt.

Im Hinblick auf die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie wird von einer Normalisierung der wirtschaftlichen Situation im Zeitraum zwischen 2020 und 2022 ausgegangen, so dass das betrachtete Stützjahr 2023 von der Pandemie unbeeinflusst bleibt. Zum Einfluss der Pandemie auf die zur Verstromung eingesetzten Braunkohlenmengen sei auf Kapitel 6.1 verwiesen.

² Der Entwurf des Gesetzes wurde am 29.01.2020 durch das Bundeskabinett beschlossen.

³ vgl. BMWI (2019) und BT-Drs. 19/17342 (2020)

⁴ Nicht berücksichtigt werden die Braunkohlemengen, die in der Veredlung eingesetzt werden, sowie die für die Bedienung der Sicherheitsbereitschaft vorgehalten werden müssen. Diese sind bei einer Bestimmung des Gesamtbraunkohlenbedarfs im Rheinischen Revier hinzuzuzudieren.

2 SZENARIENDEFINITION

2.1 Beschreibung der Szenarien

In dieser Studie werden die energiewirtschaftlichen Entwicklungen im Rahmen von drei Szenarien untersucht. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Entwicklung der zukünftigen Stromnachfrage und des Ausbaus der Erneuerbaren Energien (EE).

TABELLE 1: ÜBERSICHT DER ANNAHMEN IN DEN SZENARIEN A, B UND C

	Szenario A			Szenario B			Szenario C		
	2023	2030	2038	2023	2030	2038	2023	2030	2038
Nettostromnachfrage [TWh] (inkl. Leitungsverlusten)	554	555	561	630	699	751	wie Szenario B		
Spitzenlast [GW]	90	97	101	91	99	103	wie Szenario B		
Installierte Leistung EE									
Wind Onshore [GW]	59	69	78	wie Szenario A			62	80	97
Wind Offshore [GW]	12	20	27	wie Szenario A			15	30	43
Photovoltaik [GW]	49	98	118	wie Szenario A			75	126	161

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2018c), dena (2018), Klimaschutzprogramm (2019) und eigenen Berechnungen

In allen Szenarien werden die Entwicklungen gemäß den aktuellen Rahmenbedingungen im Stromsektor fortgeschrieben. Die wichtigsten Rahmenbedingungen stellen die Ausstiegspfade für Braun- und Steinkohlekraftwerke in Deutschland, das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) dar. Weitere zentrale Entwicklungen, wie beispielsweise für Brennstoffpreise oder die Volllaststunden von EE-Anlagen, orientieren sich an dem Stated Policies-Szenario des World Energy Outlook 2019⁵ oder dem Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung⁶.

Mit Hilfe der Szenarienanalyse werden Unsicherheiten im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen abgebildet. Neben den unterschiedlichen Entwicklungen der Stromnachfrage und des EE-Ausbaus sind auch andere Annahmen, beispielsweise die Brennstoffpreise, mit Unsicherheiten verbunden. Im Rahmen dieser Studie werden weitere Unsicherheiten nicht untersucht. Für die Einordnung der Modellergebnisse dieser Studie, sind die szenarioübergreifenden Annahmen daher essenziell. Eine detaillierte Darstellung der zentralen, szenarioübergreifenden Annahmen findet sich in Kapitel 2.2.

⁵ siehe Kapitel 2.2.2, die Annahmen für Brennstoffpreise orientieren sich am Szenario „Stated Policies“ des World Energy Outlook 2019.

⁶ vgl. Klimaschutzprogramm (2019).

2.1.1 Szenario A

Die Rahmenbedingungen des Szenarios A sind durch eine nahezu konstante Stromnachfrage gekennzeichnet. Zudem ermöglicht der angenommene EE-Ausbau die Erfüllung des Ziels der Bundesregierung, im Jahr 2030 einen Anteil in Höhe von 65 % Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zu erreichen.

Stromnachfrage und Spitzenlast

In Szenario A entwickelt sich die Stromnachfrage sowie die Spitzenlast in Deutschland gemäß dem Szenario B aus dem Netzentwicklungsplan für das Jahr 2030⁷. Darin wird angenommen, dass die Stromnachfrage in Deutschland langfristig nahezu konstant bleibt, bei gleichzeitig steigender Spitzenlast. Der Nettostromverbrauch⁸ inklusive der Verluste im Übertragungs- und Verteilnetz sinkt zunächst von 551 TWh im Jahr 2019 auf 543 TWh im Jahr 2025. Anschließend steigt der Nettostromverbrauch wieder auf 555 TWh im Jahr 2030 und 559 TWh im Jahr 2035. Hinsichtlich des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2038 wird von einer linearen Fortschreibung dieses Trends und damit von einem Nettostromverbrauch von 562 TWh ausgegangen. Die Jahreshöchstlast steigt dabei von ca. 83 GW im Jahr 2019 auf ca. 97 GW im Jahr 2030 und 101 GW im Jahr 2038. Grund dafür sind vor allem zusätzliche Verbrauchstechnologien wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen⁹.

Der Verlauf der Nettostromnachfrage inklusive der Leitungsverluste sowie der Jahreshöchstlast in Szenario A ist in Abbildung 1 dargestellt.

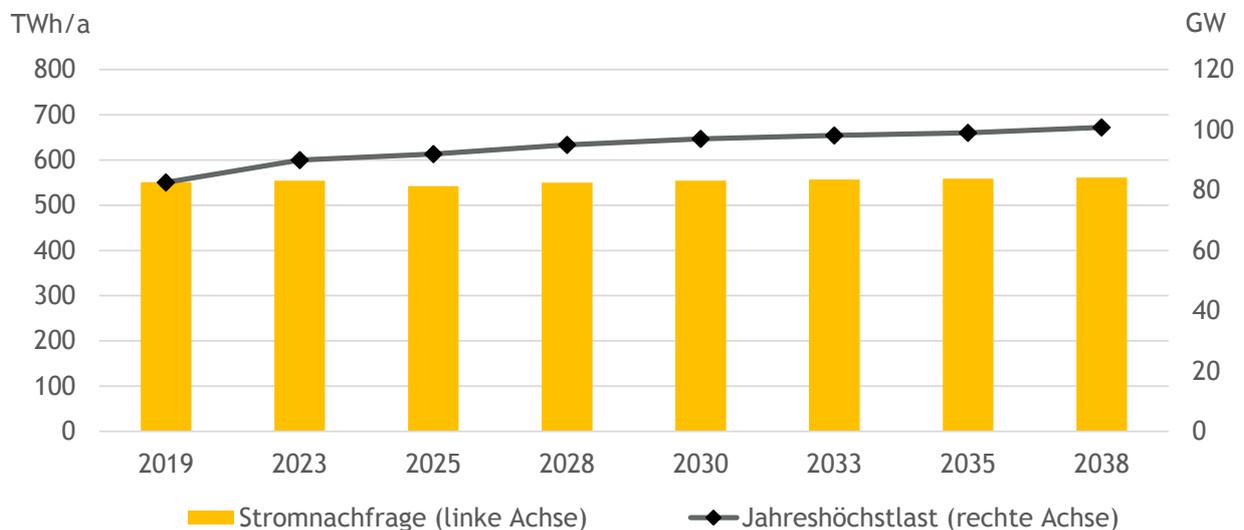


ABBILDUNG 1: NETTOSTROMNACHFRAGE (INKL. LEITUNGSVERLUSTE) UND JAHRESHÖCHSTLAST IN DEUTSCHLAND IN SZENARIO A

Quelle: eigene Abbildung auf Basis von BNetzA (2018c) und eigenen Berechnungen

⁷ vgl. BNetzA (2018c)

⁸ Nicht berücksichtigt darin sind Kraftwerkseigenverbrauch sowie Entnahme der Pumpspeicherkraftwerke

⁹ vgl. BNetzA (2018c)

Der modellierte Kraftwerkspark ist in der Studie annahmegemäß in der Lage, die Jahreshöchstlast auch unter Berücksichtigung von Kraftwerksausfällen, einer begrenzten Verfügbarkeit von Stromimporten sowie einer in Deutschland auftretenden Dunkelflaute zu decken. Diese Annahmen führen bei einem Rückgang von Grundlastkraftwerken (Kernenergie und Kohle) zu einem steigenden Bedarf an Spitzenlastkraftwerken. Diese Aufgabe können neben stillgelegten Kohle- und Gaskraftwerken beispielsweise offene Gasturbinen, Dieselgeneratoren, Pumpspeicherkraftwerke, Demand Side Management (DSM) oder Batteriespeicher übernehmen. Zur Refinanzierung von Spitzenlastkraftwerken sind verschiedene Mechanismen denkbar, die in EWI (2020) diskutiert werden.

Ausbaupfad Erneuerbarer Energien

Der jährliche Nettozubau von Photovoltaik (PV)- und Windenergieanlagen in Deutschland erfolgt gemäß den im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vorgegebenen Zielmengen für das Jahr 2030. Daraus resultieren technologiespezifische Netto-Zubauraten von 1,4 GW pro Jahr für Wind Onshore und von 1,1 GW pro Jahr für Wind Offshore bis zum Jahr 2030. Der Netto-Zubau an Photovoltaik-Anlagen beträgt 4,4 GW pro Jahr bis zum Jahr 2030. Nach Erreichen der Zielmengen von 69 GW Wind Onshore-, 20 GW Wind Offshore- und 98 GW PV-Leistung im Jahr 2030, wird ein Abflachen der jährlichen Zubaumenge angenommen. Ab 2030 betragen die durchschnittlichen Netto-Zubauraten 1,0 GW pro Jahr für Wind Onshore, 0,8 GW pro Jahr für Wind Offshore und 2,2 GW für PV. Durch die exogen vorgegebenen Ausbaupfade und Volllaststunden können die Ziele hinsichtlich des EE-Anteils an der Stromerzeugung erreicht werden. Diese Ziele beinhalten einen EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 65 % im Jahr 2030 sowie von 80 % im Jahr 2040.

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der zu Jahresbeginn in Deutschland installierten Kapazitäten Erneuerbarer Energien in Szenario A.

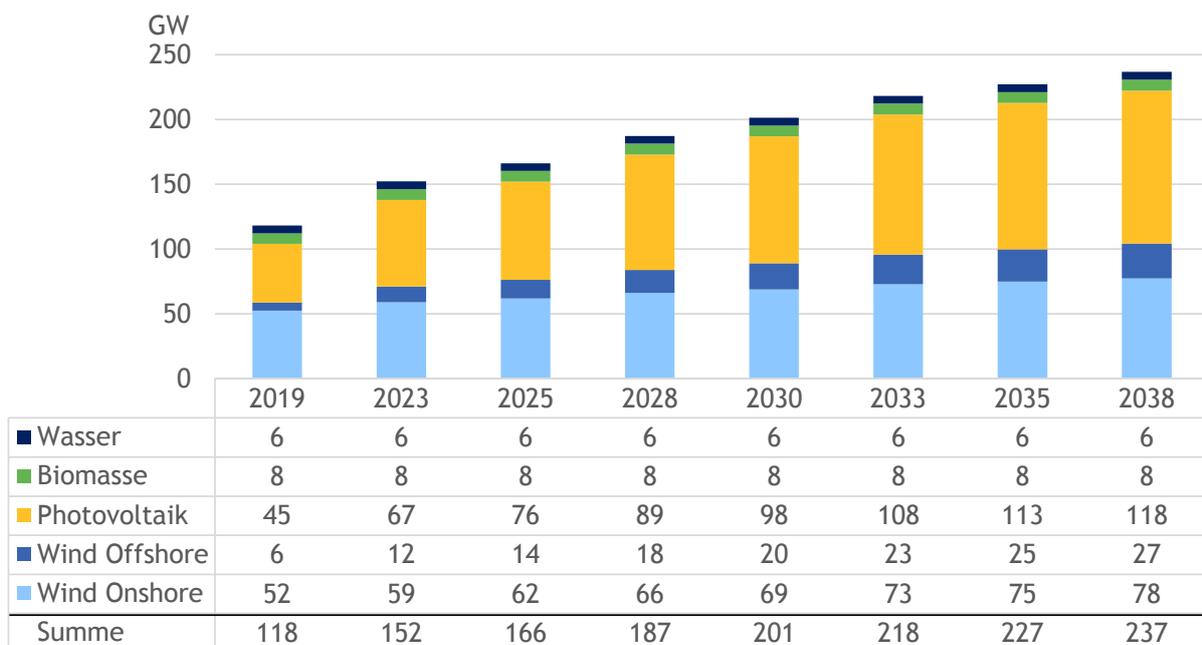


ABBILDUNG 2: EXOGENER AUSBAUPFAD ERNEUERBARER ENERGIEN IN SZENARIO A

Quellen: eigene Berechnungen, Klimaschutzprogramm der Bundesregierung (2019), historische Daten auf Basis Fraunhofer ISE (2020a), BNetzA (2018b), BNetzA (2019a) und BNetzA (2019c)

2.1.2 Szenario B

In Szenario B wird, anders als in Szenario A, von einer steigenden nationalen Stromnachfrage ausgegangen. Der EE-Ausbaupfad wird zwischen den Szenarien A und B nicht variiert.

Stromnachfrage und Spitzenlast

Die Annahmen für Deutschland basieren auf dem Technologiemix 80-Szenario der dena-Leitstudie. Diesem Szenario liegt eine Reduktion der THG-Emissionen von 55 % bis 2030 und 80 % bis 2050 gegenüber 1990 zugrunde. Der Nettostromverbrauch inklusive der Verluste im Übertragungs- und Verteilnetz steigt in Szenario B zunächst von 551 TWh im Jahr 2019 auf 629 TWh im Jahr 2023 an. Auch in den darauffolgenden Jahren legt der Nettostromverbrauch weiter zu. Im Jahr 2030 beträgt dieser ca. 699 TWh und im Jahr 2038 schließlich 751 TWh.

Auch die Annahmen zur Jahreshöchstlast basieren auf dem Szenario der dena-Leitstudie. Im Vergleich zu Szenario A nimmt die Jahreshöchstlast geringfügig zu. Von ca. 83 GW im Jahr 2019 steigt diese auf ca. 99 GW im Jahr 2030 bzw. auf ca. 103 GW im Jahr 2038. Dies entspricht einem Anstieg von jeweils rund 2 GW ggü. Szenario A.

Der Verlauf der Nettostromnachfrage inklusive der Leitungsverluste sowie der Jahreshöchstlast in Szenario B ist in Abbildung 3 dargestellt.

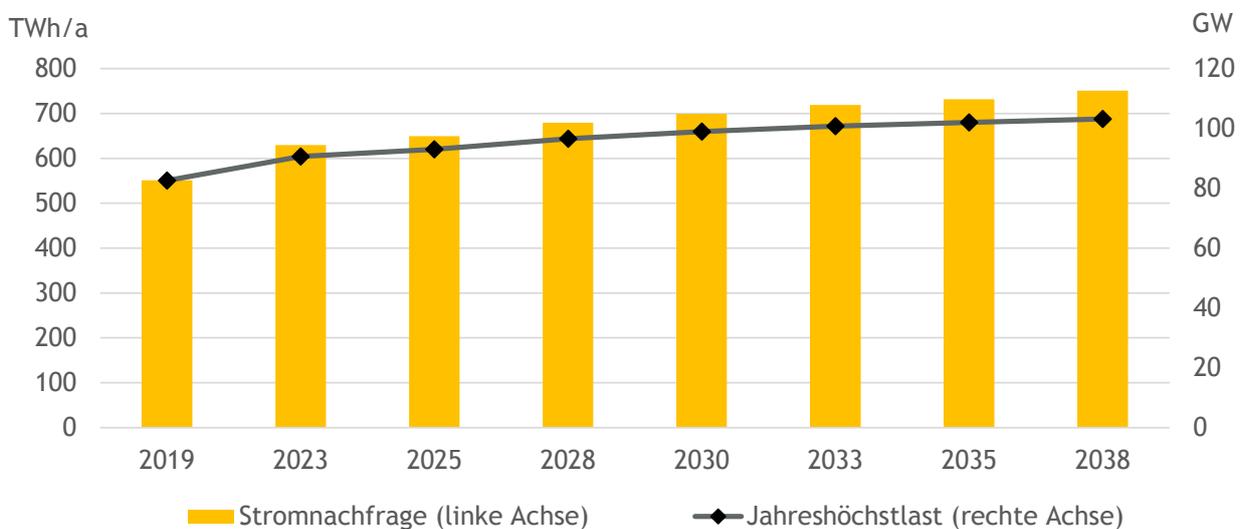


ABBILDUNG 3: NETTOSTROMNACHFRAGE (INKL. LEITUNGSVERLUSTE) UND JAHRESHÖCHSTLAST IN DEUTSCHLAND IN SZENARIO B

Quelle: eigene Abbildung auf Basis von dena (2018) und eigenen Annahmen

Ausbaupfad Erneuerbare Energien

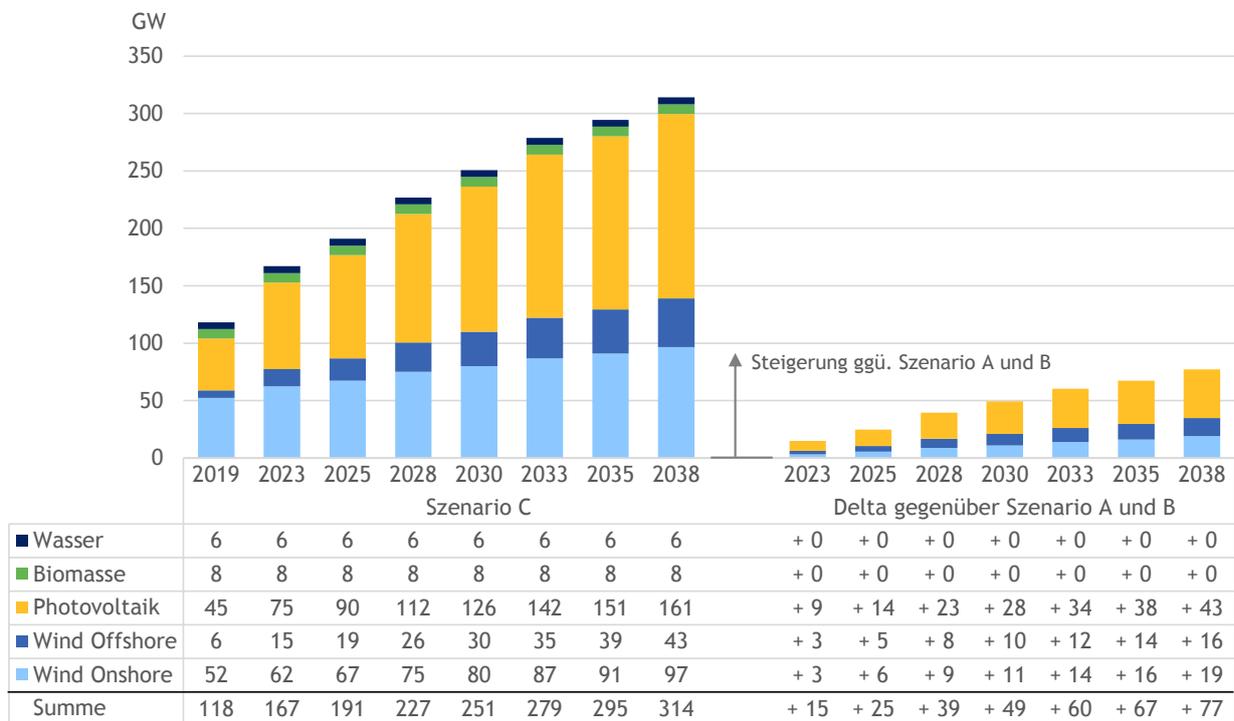
In Szenario B werden die EE-Ausbaupfade gegenüber Szenario A nicht variiert. Anders als in Szenario A werden die von der Bundesregierung festgelegten Ziele für den EE-Anteil an der Bruttostromnachfrage aufgrund der höheren Stromnachfrage nicht erreicht.

2.1.3 Szenario C

Das Szenario C basiert hinsichtlich der Entwicklung der Stromnachfrage sowie der Spitzenlast auf den Annahmen des Szenario B. Im Gegensatz zu Szenario B, werden in Szenario C die Ausbaupfade für die Erneuerbaren Energien erhöht. Die angepassten Annahmen ermöglichen die Erreichung der von der Bundesregierung festgelegten Ziele für den EE-Anteil an der Bruttostromnachfrage im Jahr 2030.

Ausbaupfad Erneuerbare Energien

Der angepasste EE-Ausbaupfad in Szenario C ist in der Abbildung 4 dargestellt.



**ABBILDUNG 4: EXOGENER AUSBAUPFAD ERNEUERBARER ENERGIEN IN SZENARIO C
IM VERGLEICH ZU DEN SZENARIOEN A UND B**

Quellen: eigene Berechnungen, historische Daten auf Basis Fraunhofer ISE (2020a), BNetzA (2018b), BNetzA (2019a) und BNetzA (2019c)

Der jährliche Nettozubau von PV- und Windenergieanlagen in Deutschland ergibt sich durch eine Erhöhung der im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vorgegebenen technologiespezifischen Zielmengen für das Jahr 2030. Die installierte PV-Erzeugungsleistung wird auf 126 GW erhöht. Bei Wind On- und Offshore ergibt sich für das Jahr 2030 eine installierte Kapazität in Höhe von 80 GW für Wind Onshore und in Höhe von 30 GW für Wind Offshore.

Der für das Jahr 2030 resultierende Ausbaupfad sieht ausgehend von 2019 einen Netto-Zubau in Höhe von 2,5 GW pro Jahr bis zum Jahr 2030 für Wind Onshore sowie in Höhe von 2,2 GW pro Jahr für Wind Offshore vor. Der Netto-Zubau an PV-Anlagen beträgt jährlich 7,4 GW bis zum Jahr 2030.

Technologieübergreifend liegt der durchschnittliche jährliche Zubau im Zeitraum bis 2030 bei 12,1 GW pro Jahr. Zum Vergleich: der maximale jährliche Zubau von PV- und Windenergieanlagen in Deutschland betrug im Jahr 2012 ca. 10,4 GW und im Jahr 2019 wurden etwa 5,8 GW zugebaut¹⁰. Der angenommene Ausbaupfad in Szenario C würde mit den aktuellen Ausbaukorridoren deutlich verfehlt werden.

¹⁰ vgl. AGEE (2020)

2.2 Weitere zentrale Annahmen

Für die Erstellung dieser Studie wurden weitere szenarioübergreifende Annahmen getroffen. Diese Annahmen beeinflussen die Ergebnisse wesentlich. D.h. unterstellt man eine andere Entwicklung, würde dies zu anderen Modellergebnissen führen. Insbesondere die Entwicklung von Brennstoff- und CO₂-Preisen unterliegt einer großen Unsicherheit, da sie u.a. von der Entwicklung der Weltwirtschaft oder dem weltweiten Ambitionsniveau für Klimaschutz abhängig sind.

2.2.1 Ausstiegspfad Kohlekraftwerke in Deutschland

Die Ausstiegspfade von Braun- und Steinkohlekraftwerken in Deutschland orientieren sich am Kohleausstiegsgesetz. Das Gesetz verfolgt insbesondere das Ziel, die verbleibende elektrische Nettonennleistung von Anlagen am Strommarkt zur Erzeugung elektrischer Energie durch den Einsatz von Kohle in Deutschland schrittweise und möglichst stetig zu reduzieren. Insbesondere ist laut § 2 vorgesehen im Kalenderjahr 2022 die sich am Markt befindende Erzeugungsleistung auf 15 GW Steinkohle und 15 GW Braunkohle sowie im Kalenderjahr 2030 auf 8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle zu reduzieren. Spätestens zum Ablauf des Kalenderjahres 2038 sollen keine Braun- und Steinkohleanlagen mehr am Markt aktiv sein. Gemäß § 4 des Gesetzesentwurfs soll das Zielniveau dabei zwischen den Zieldaten 2022 und 2030 sowie zwischen den Zieldaten 2030 und 2038 jeweils jährlich um gleich große Mengen Nettonennleistung sinken. Da für die Braunkohlekraftwerke ein detaillierter Stilllegungsplan entsprechend den Angaben in Anlage 2 (zu § 42 und 43) veröffentlicht wurde, ergeben sich die Zielmengen für die Steinkohlekapazitäten aus der Differenz der Gesamt-Zielmenge eines Jahres und den aus dem Stilllegungsplan resultierenden Braunkohlekapazitäten. Bei der Modellierung werden zusätzlich die Sonderregelungen, bspw. die beschleunigten Verfahren zur Erfassung der Steinkohleanlagen oder die Mindestausschreibungsmengen, für die Jahre 2023, 2024 und 2025 berücksichtigt.

Das Steinkohlekraftwerk Datteln 4 wird mit einer Netto-Erzeugungsleistung von ca. 1,1 GW explizit berücksichtigt. Es wird angenommen, dass das Kraftwerk im Jahr 2020 in Betrieb geht und bis Ende 2035 am Netz bleibt. In der Folge wird im Jahr 2035 von dem angestrebten, linearen Reduktionpfad abgewichen. Zum Ausgleich wird angenommen, dass einige kleinere Kraftwerke früher vom Netz gehen.

Aus den Vorgaben ergibt sich die schließlich der folgende Stilllegungspfad in Tabelle 2:

TABELLE 2: STILLLEGUNGSPFAD DER BRAUN- UND STEINKOHLEKRAFTWERKE

GW	2023	2025	2028	2030	2033	2035	2038	2040
Steinkohle - Jahresbeginn	15,0	12,1	8,2	8,2	3,8	1,1	0,0	0,0
Steinkohle - Jahresende	13,4	11,0	8,2	8,0	1,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle - Jahresbeginn	15,0	14,7	13,7	9,0	9,0	8,1	6,3	0,0
Braunkohle - Jahresende	15,0	14,2	12,0	9,0	9,0	6,3	0,0	0,0

Quelle: eigene Abschätzungen auf Basis von BMWi (2020)

Der Stilllegungspfad ist in der Abbildung 5 zusätzlich visualisiert.

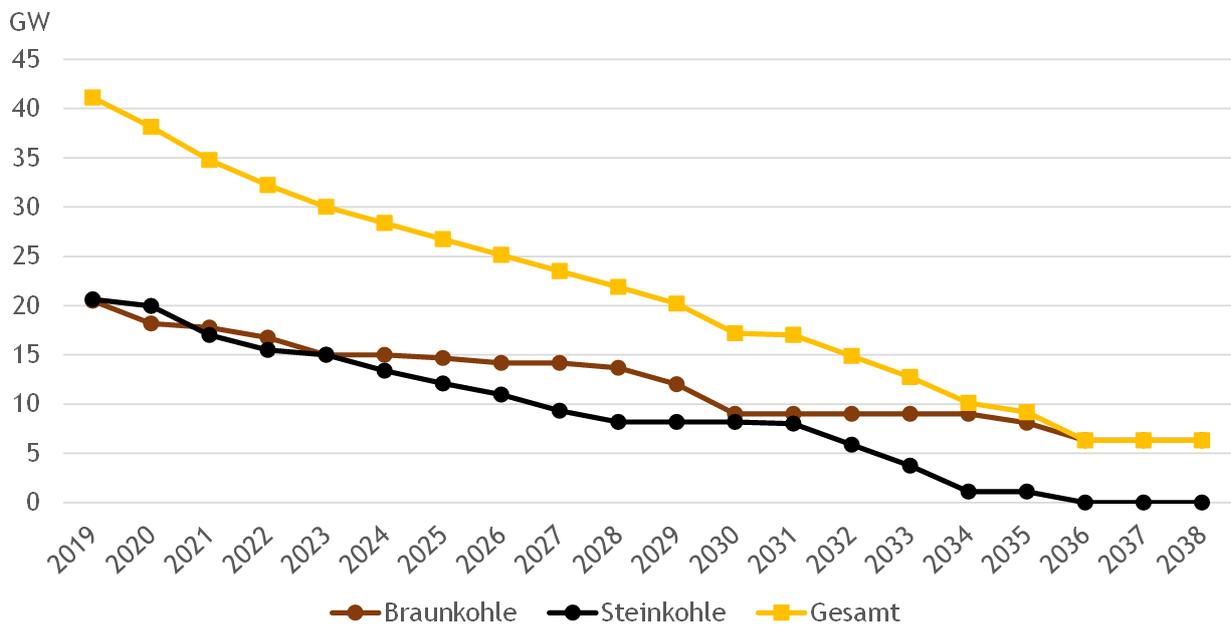


ABBILDUNG 5: STILLLEGUNGSPFAD DER BRAUN- UND STEINKOHLEKRAFTWERKE

Quelle: eigene Berechnung auf Basis BNetzA (2018c)

2.2.2 Brennstoffpreise

Nachfolgend werden die Annahmen für die Entwicklung der Preise für Braunkohle, Gas und Steinkohle beschrieben.

Entwicklung Braunkohle

Braunkohle wird aufgrund der geringen spezifischen Energiedichte und schlechten Transportmöglichkeiten nicht gehandelt, sondern in Kraftwerken nahe den Tagebauen genutzt. Daher existieren für Braunkohle keine transparenten Marktpreise. Für die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken werden anstatt marktbasierter Brennstoffkosten die Kosten für die kurzfristige Beschaffung bzw. Förderung der Braunkohle berücksichtigt. Eine Differenzierung zwischen fixen und variablen Kosten erfolgt in der Agora-Studie „Die deutsche Braunkohlenwirtschaft“¹¹. Auf Basis der in der Studie quantifizierten Kostenbestandteilen werden 1,5 €/MWh als kurzfristig entscheidungsrelevante Brennstoffkosten angenommen.

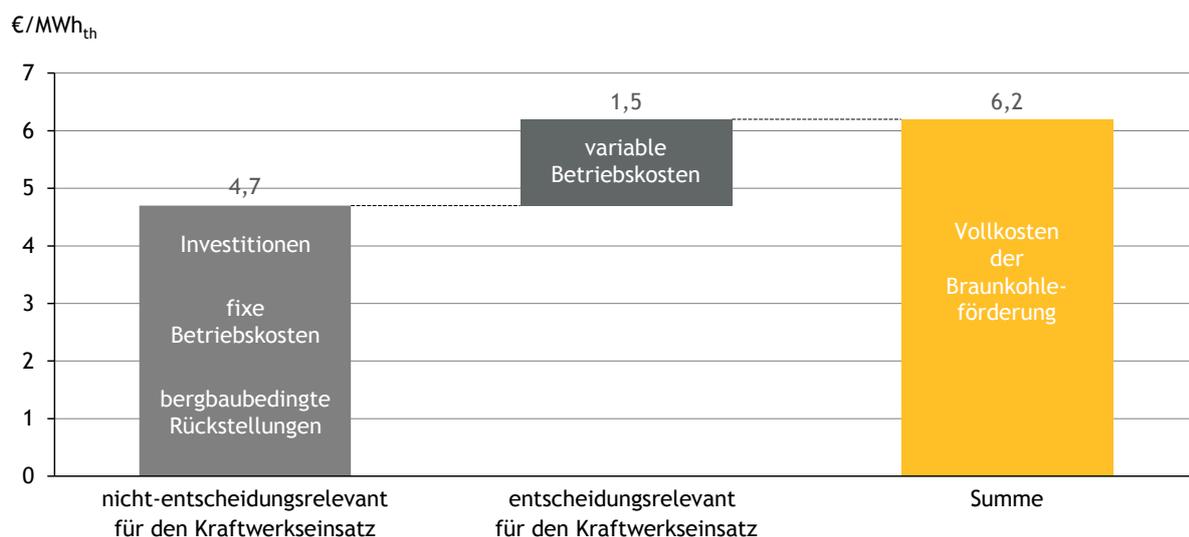
Eine kurze Darstellung der in Agora (2017) vorgenommenen Differenzierung zwischen den verschiedenen Kostengrößen der Braunkohleverarbeitung ist in der nachfolgenden Infobox zu finden. Für weitere Informationen sei auf die entsprechende Studie verwiesen.

¹¹ vgl. Agora (2017)

Vollkosten vs. entscheidungsrelevante Kosten der Braunkohleförderung

Braunkohletagebaue sind auf eine langfristige Nutzung ausgelegt worden. Die letzte Aufschlussbaggerung in Deutschland wurde 1985 im Tagebau Reichwalde begonnen und liegt damit mehr als 30 Jahre zurück. Investitionen in Großgeräte, wie z.B. Bagger, Förderbrücken und Absetzer, sind weitgehend bereits erfolgt. Es handelt sich daher um „versunkene Kosten“, die nicht entscheidungsrelevant sind. Beim Tagebaubetrieb fallen zudem weitere Kosten unabhängig von der kurzfristig geförderten Braunkohlemenge an. Hierzu zählen u.a. bergbaubedingte Rückstellungen sowie fixe Betriebskosten in Form von bezogenen Leistungen (ohne Strom) und Personalkosten. In der kurzen Frist entscheidend für den Einsatz von Kraftwerken sind hingegen die Kosten, die abhängig von der geförderten Braunkohlemenge anfallen. Diese Kosten stellen die kurzfristig variablen Betriebskosten dar. Hierzu zählen Kosten für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie variable Kosten für Serviceleistungen. Auch Stromkosten für den Betrieb von Baggern, Bandanlagen und Förderbrücken fallen überwiegend dann an, wenn Abraum oder Kohle gefördert wird, und sind deshalb Teil der kurzfristig variablen Betriebskosten. Die Summe aus kurzfristig variablen (und für den Kraftwerkseinsatz entscheidungsrelevanten) Betriebskosten und für den Kraftwerkseinsatz nicht-entscheidungsrelevanten Kosten ergeben die Vollkosten der Braunkohleförderung.

Entsprechend der Quantifizierung der einzelnen Kostenbestandteile in Agora (2017) betragen die Vollkosten der Braunkohleförderung im Jahr 2015 rund 6,2 €/MWh_{th}. Davon fallen aber nur etwa 1,5 €/MWh_{th} als kurzfristige variable, und für den Kraftwerkseinsatz entscheidungsrelevante, Betriebskosten an.



Quelle: eigene Darstellung auf Basis Agora (2017)

ABBILDUNG 6: AUFSCHLÜSSELUNG DER KOSTEN DER BRAUNKOHLERVERSTROMUNG

Entwicklung Gas

Ausgehend von dem Wert für 2020 orientieren sich die Annahmen zur Entwicklung der Importpreise für Erdgas bis 2023 an den Future-Werten¹². Am 12. März 2020 dotierte der mittlere Gaspreis für 2020 bei lediglich 10,5 €/MWh, was dem dargestellten Startwert für das Jahr 2020 entspricht. Für das Jahr 2023 dotierte der Gas-Future bei 16,7 €/MWh. Ab 2025 werden die Angaben des World Energy Outlook 2019 entsprechend des Szenarios „Stated Policies“ (SP) verwendet¹³. In diesem mittleren der drei WEO Szenarien davon ausgegangen, dass angekündigte Entwicklungen umgesetzt werden. In diesem Szenario wird von einem Gaspreisniveau von 23,1 €/MWh im Jahr 2025 ausgegangen. Danach steigt der Gaspreis weiter auf 25,7 €/MWh im Jahr 2040. Die Gaspreise für die Zwischenjahre dieser Studie wurden linear interpoliert.

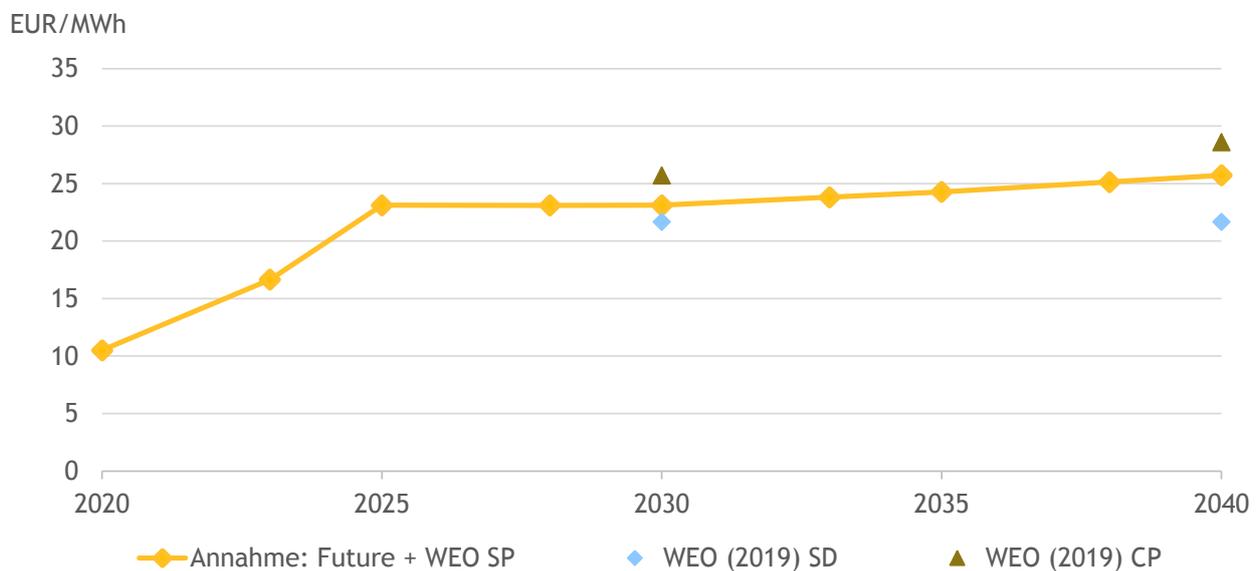


ABBILDUNG 7: ENTWICKLUNG DES GASPREISES

Quellen: eigene Abbildungen auf Basis ICE (2020) und IEA (2019)

Die Entwicklung der Gaspreise unterliegt jedoch mittel- bis langfristigen Unsicherheiten sowohl auf der Angebots- (u.a. langfristige Produktionskosten) als auch auf der Nachfrageseite. Während höhere Gaspreise die Ergebnisse der Studie nur geringfügig beeinflussen sollten, könnten Gaspreise von langfristig unter 15 €/MWh (bei EU ETS Zertifikate-Preisen von 25-30 €/tCO₂) die Braunkohleverstromung und damit auch die Braunkohlemengen deutlich reduzieren.

Entwicklung Steinkohle

Die Annahmen zur Entwicklung der Importpreise für Steinkohle orientieren sich bis 2023 ebenfalls an dem aktuellen Wert für das Jahr 2020 sowie an den Future-Werten¹⁴. Ausgehend von dem Wert

¹² vgl. ICE (2020)

¹³ vgl. IEA (2019). In dem World Energy Outlook wird zwischen den Szenarien „Stated Policies“ (SP), „Sustainable Development“ (SD) und „Current Policies“ (CP) differenziert.

¹⁴ vgl. CME (2020). Die angegebenen Future-Werte beziehen sich auf den Coal (API2) CIF ARA (ARGUS-McCloskey) Future. Die Umrechnung der Einheit Dollar pro Tonne Steinkohle (TSK) erfolgt mit einem angemessenen Wechselkurs in Höhe von 1,1 USD/EUR und unter Verwendung des spezifischen Energiegehalts von Steinkohle in Höhe von 8,141 MWh/t SKE.

für 2020 in Höhe von 8,7 €/MWh (Stand: 12. März 2020) steigt der Preis für Steinkohle auf 9,8 €/MWh für das Jahr 2023 entsprechend des Future-Wertes. Für den Zeitraum ab 2023 werden die Angaben des World Energy Outlook 2019 entsprechend des Szenarios „Stated Policies“ verwendet. In dem Szenario wird von einem nahezu konstanten Preis in Höhe von etwa 10 €/MWh ausgegangen.

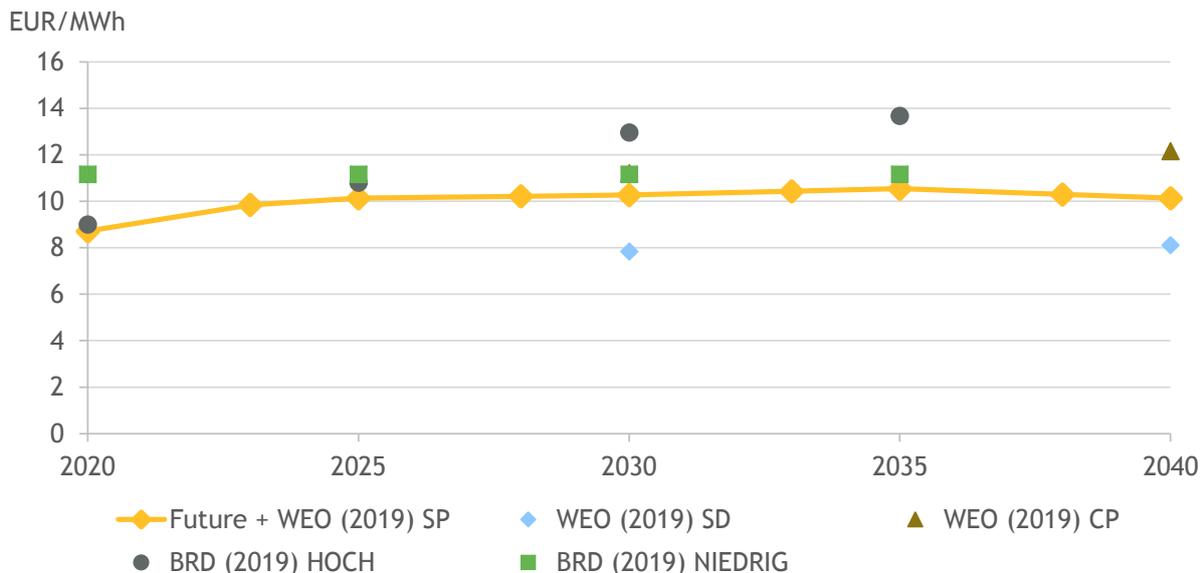


ABBILDUNG 8: ENTWICKLUNG DES PREISES FÜR STEINKOHLLE

Quellen: eigene Abbildungen auf Basis CME (2020), IEA (2019) und Klimaschutzprogramm / BRD (2019)

2.2.3 Europäisches Emissionshandelssystem

Das Ziel des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) ist die Reduktion von Emissionen im Energiesektor und in der Industrie. Seit 2012 ist außerdem der innereuropäische Luftverkehr einbezogen. Es wird eine jährliche Ausgabemenge von Emissionszertifikaten festgelegt, die jedes Jahr reduziert wird. Die Ausgabemenge an Zertifikaten ist in Abbildung 9 dargestellt. Die Emissionszertifikate, die zum Ausstoß von Emissionen berechtigen, werden jährlich in Höhe der Ausgabemenge vergeben bzw. auktioniert. Emissionszertifikate können auch für Emissionen in zukünftigen Jahren genutzt werden (Banking) und sind frei handelbar. Die angenommene Entwicklung der Ausgabemenge entspricht den aktuell festgelegten Reduktionsraten¹⁵ von 1,74 % pro Jahr bis 2020 sowie 2,2 % für Phase IV des Emissionshandels (2021-2030). Bis 2030 vermindern sich damit die jährlichen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) in den EU ETS-Sektoren um ca. 43 % ggü. dem Referenzjahr 2005. Unter der Annahme, dass die jährliche Reduktionsrate in Höhe von 2,2 % bis zum Jahr 2050 gilt, sinken die Emissionen um rund 90 %¹⁶ gegenüber 2005.

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

¹⁶ Aktuell wird eine Verschärfung des EU Klimaziels für das Jahr 2030 diskutiert (vgl. EK (2020b)). Eine solche Verschärfung würde sich direkt auf die Ausgabemengen im EU ETS auswirken. Eine zusätzliche mögliche Verschärfung der EU Klimaziele im EU ETS wird im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt.

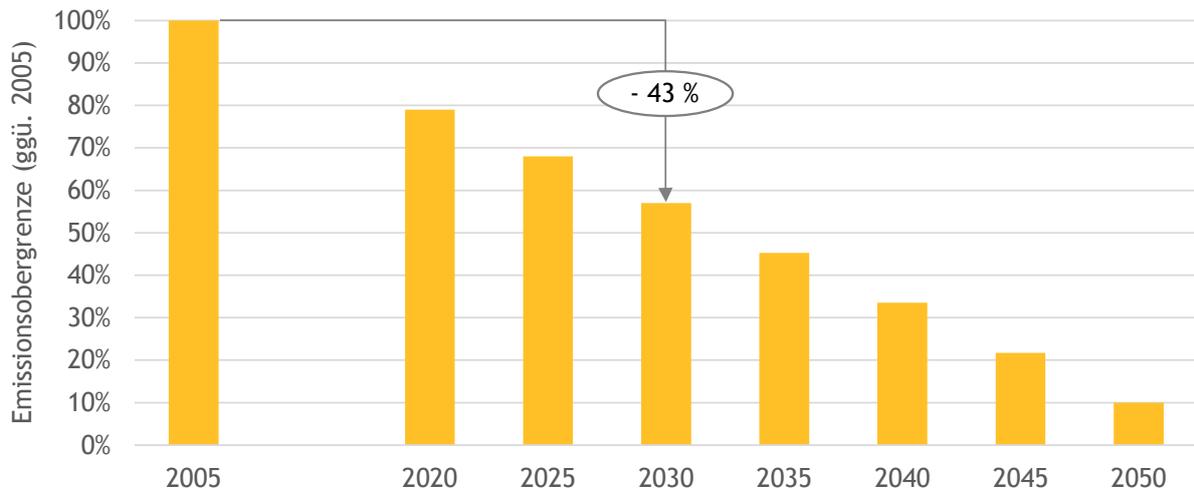


ABBILDUNG 9: AUSGEGEBENE ZERTIFIKATEMENGE IM EU ETS

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 auch 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.

2.2.4 Erneuerbare Energien

Die angenommenen Volllaststunden für Photovoltaikanlagen sowie für Wind On- und Offshore basieren auf den Angaben des Klimaschutzprogramms der Bundesregierung für das Jahr 2030 und sind in Abbildung 10 dargestellt. Für Windenergieanlagen wird aufgrund der angenommenen Entwicklung moderner Schwachlastturbinen von insgesamt steigenden Volllaststunden ausgegangen. Die Volllaststunden bei PV sinken hingegen aufgrund der Erschließung weniger ertragsreicher Standorte geringfügig (z.B. durch die verstärkte Nutzung von Flächen in Norddeutschland, sowie von Hausdächern mit Ost- oder Westausrichtungen). Mit Hinblick auf die Bereitstellung gesicherter Leistung wird angenommen, dass Windenergieanlagen mit 5 % der installierten Kapazität zur gesicherten Leistung beitragen können.

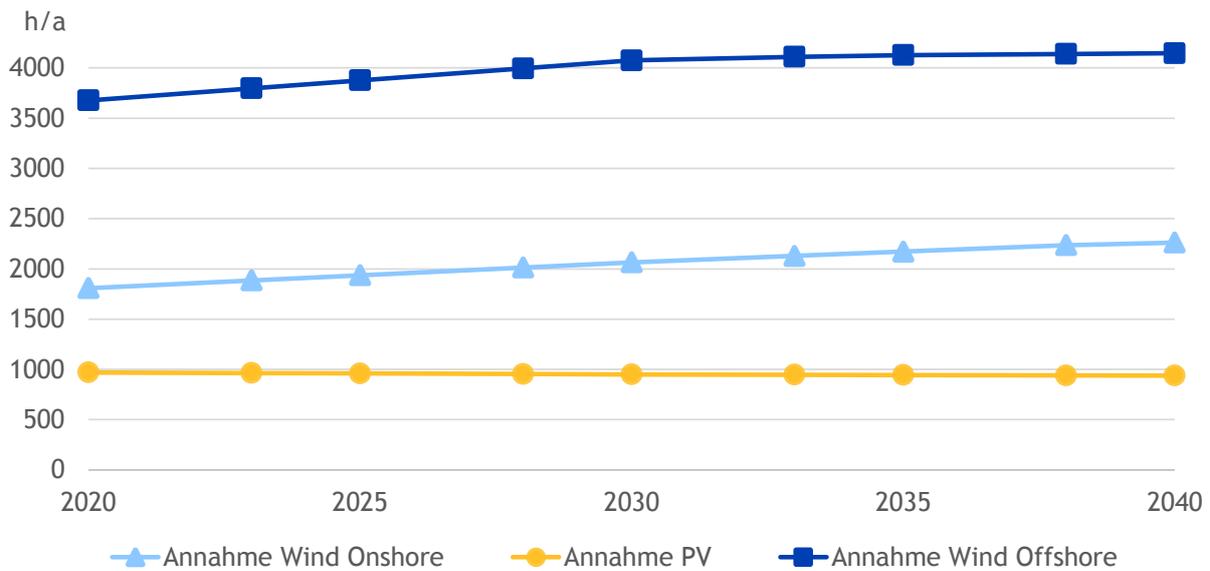


ABBILDUNG 10: VOLLLASTSTUNDEN DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Quellen: eigene Abbildungen auf Basis Klimaschutzprogramm (2019) sowie eigener Annahmen und Berechnungen

2.2.5 Stromnachfrage im EU-Ausland

Für das EU-Ausland basiert die Stromnachfrage auf dem EU Reference Scenario 2016¹⁷. In diesem Szenario wird einer moderaten Elektrifizierung ausgegangen. Hierdurch steigt die Bruttostromnachfrage von 2.385 TWh im Jahr 2020 auf 2.702 TWh im Jahr 2038 an. Im Vergleich zu Deutschland wird somit eine Stromnachfrageentwicklung angenommen, welche zwischen dem nahezu konstanten Verlauf in Szenario A und dem deutlichen Anstieg in den Szenarien B und C liegt.

Abbildung 11 zeigt den aggregierten Verlauf der Bruttostromnachfrage im europäischen Ausland.

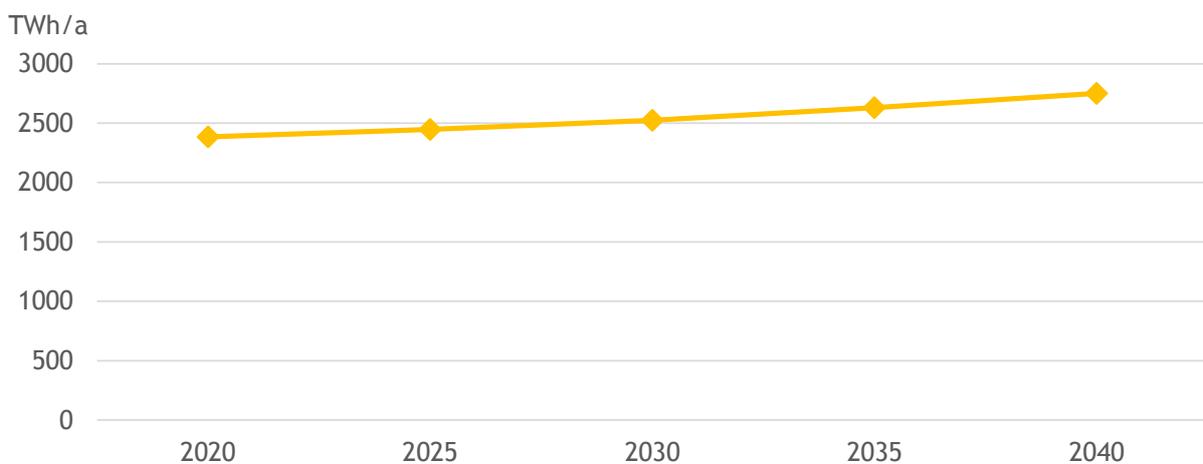


ABBILDUNG 11: BRUTTOSTROMNACHFRAGE IM EUROPÄISCHEN AUSLAND

Quelle: eigene Abbildung auf Basis von EK (2016)

¹⁷ vgl. EK (2016)

2.2.6 Interkonnektoren

Die Annahmen zum zukünftigen Ausbau von Interkonnektorkapazitäten in Europa entsprechen den Angaben des „Sustainable Transition“ Szenarios des TYNDP 2018¹⁸. Mit Hinblick auf die Bereitstellung gesicherter Leistung wird angenommen, dass Stromimporte im Spitzenlastfall mit 30 % der Importkapazität zur gesicherten Leistung beitragen können.

In Abbildung 12 ist die Entwicklung der Interkonnektorkapazitäten zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten dargestellt.

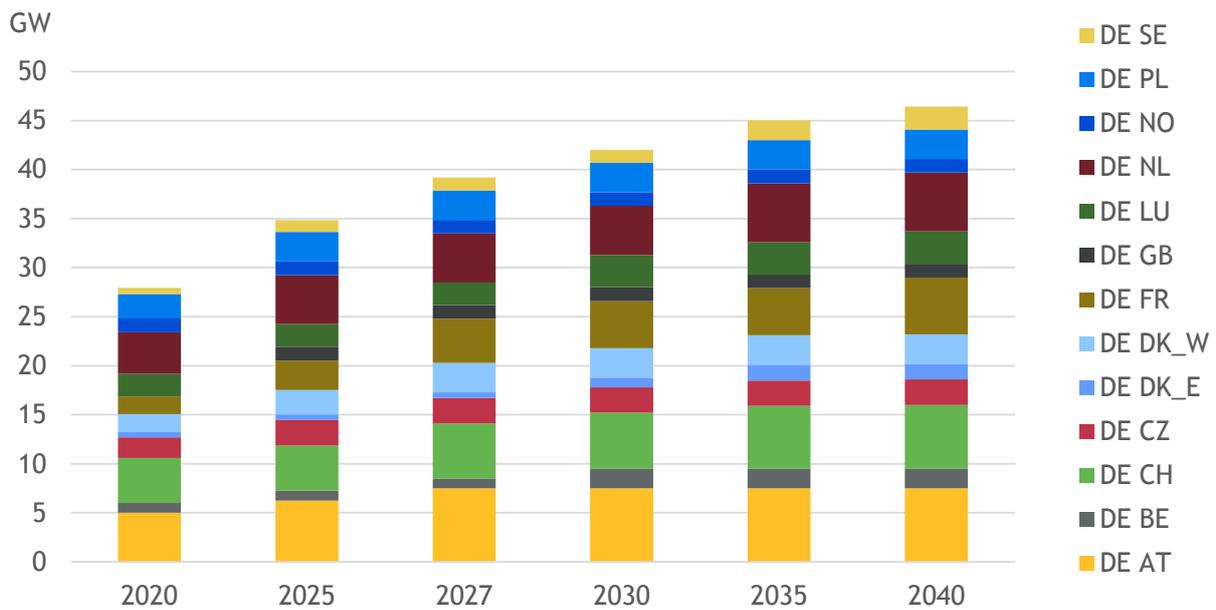


ABBILDUNG 12: INTERKONNEKTORKAPAZITÄTEN ZWISCHEN DEUTSCHLAND UND SEINEN NACHBARSTAATEN

Quelle: eigene Abbildung auf Basis von TYNDP (2018) und BNetzA (2019e)

¹⁸ vgl. TYNDP (2018). Abweichende Annahmen wären möglich, etwa entsprechend des NEP 2019 auf Basis BNetzA (2019e). Dort wird beispielsweise ein weiterer Ausbau der Übertragungskapazität nach Belgien angenommen.

3 MODELLERGEBNISSE SZENARIO A

3.1 Installierte Kapazitäten der konventionellen Stromerzeugung

Die Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland erfolgt bis Ende 2038. Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 2.2.1 ergibt sich der Stilllegungspfad der Stein- und Braunkohlekraftwerke¹⁹. Zudem wird der Kernenergieausstieg berücksichtigt. Während zu Beginn des Jahres 2019 noch Kernkraftwerke mit einer Leistung von 9,5 GW in Betrieb waren, stehen ab 2023 keine Kernkraftwerke zur Verfügung. Die letzten Kraftwerksblöcke gehen spätestens Ende 2022 vom Netz.

Die Angaben für das Jahr 2019 basierend auf den historischen Werten des Fraunhofer ISE und den Kraftwerkslisten der BNetzA. Die Angaben für die Jahre 2023 bis 2038 entsprechen den Modellierungsergebnissen bzw. den gesetzlichen Vorgaben. In der Grafik wird zwischen Kraftwerken, die am Markt teilnehmen, und Backup-Kapazitäten unterschieden. Die sich am Markt befindenden Kraftwerke werden nach Brennstoff aufgeschlüsselt. Bei der Braunkohle wird zudem zwischen den Tagebauen unterschieden: Zusammengefasst werden alle Kraftwerke, welche ihre Braunkohle aus den Tagebauen Garzweiler und Hambach (nachfolgend „GH“) beziehen. Außerdem sind die Kraftwerksblöcke, welche an den Tagebau Inden (nachfolgend „In“) angebunden sind, separat aufgeführt. Alle übrigen Braunkohlekraftwerke, die sich in Mitteldeutschland und der Lausitz befinden, sind der Bezeichnung „ML“ zugeordnet. Bei den für das Jahr 2019 angegebenen Backup-Kapazitäten handelt es sich um Kapazitäten außerhalb des Strommarktes, welche zur Sicherung der Spitzenlast vorgehalten werden. Diese umfassen Kraftwerke der Netzreserve, der Kapazitätsreserve und der Sicherheitsbereitschaft sowie vorläufig stillgelegte Kraftwerke.

Bis zum Jahr 2030 werden ca. 10 GW Kernkraftwerks-, ca. 12 GW Steinkohle- und ca. 10 GW Braunkohlekapazitäten stillgelegt. Diese werden neben dem Zubau von Erneuerbaren Energien durch den Zubau von Backup-Kapazitäten zur Sicherung der Spitzenlast ausgeglichen. Bis 2038 steigt der Bedarf an Backup-Kapazitäten auf 39 GW. Die Kapazität von Gas-Kraftwerken verbleibt entsprechend den Modellierungsergebnissen in etwa konstant bei 24 GW, jedoch erfolgt ein Austausch von älteren Gaskraftwerken durch moderne und effiziente GuD-Anlagen. Dabei wird auch die Umrüstung existierender Steinkohlekraftwerke berücksichtigt.

¹⁹ Braunkohlekraftwerke, für die kein explizites Stilllegungsdatum genannt wird, werden annahmegemäß proportional vom Netz genommen.

Abbildung 13 zeigt die Entwicklung der installierten konventionellen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland zu Jahresbeginn.

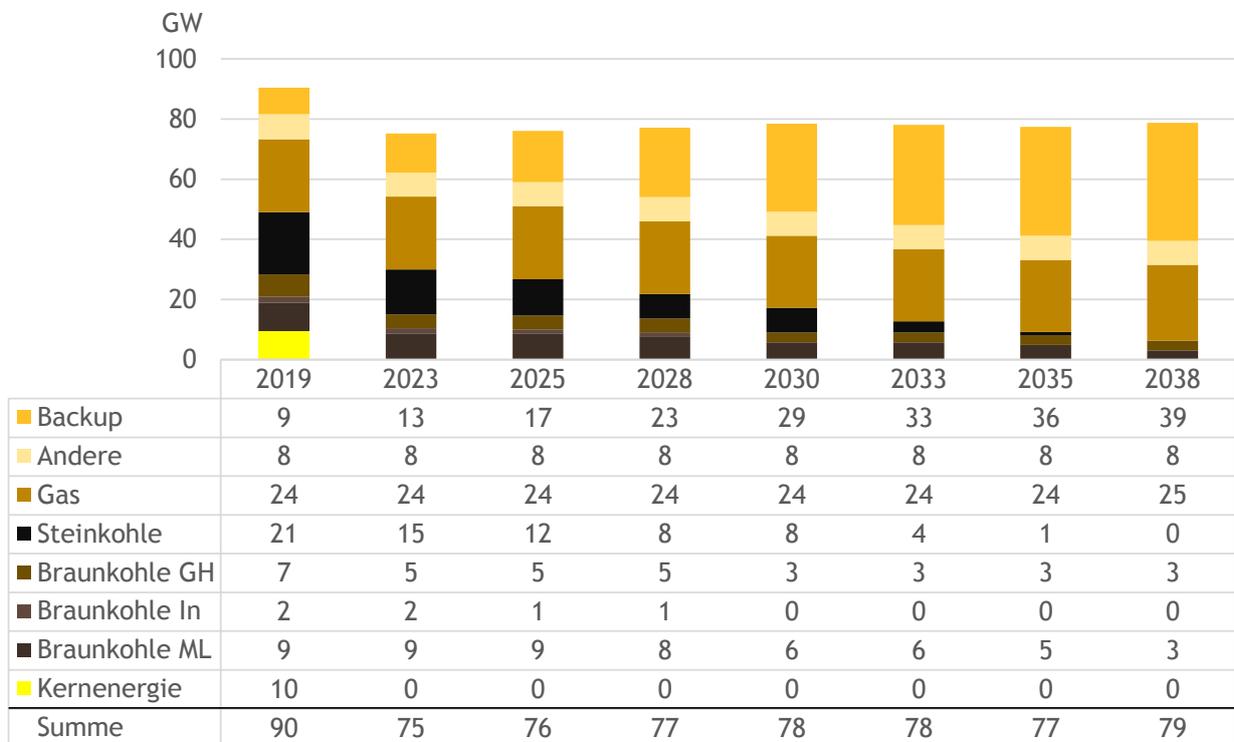


ABBILDUNG 13: KAPAZITÄTSENTWICKLUNG KONVENTIONELLE KRAFTWERKE IN SZENARIO A

Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf Fraunhofer ISE (2020a), BNetzA (2019a), BNetzA (2019b), BNetzA (2019c) und BNetzA (2019d)

3.2 Stromerzeugung und Außenhandel

Durch die Transformation des deutschen Energiesystems und den Ausbau der Erneuerbaren Energien ändert sich der Energiemix von 2019 bis 2038 maßgeblich.

Die konventionelle Erzeugung durch Stein- und Braunkohlekraftwerke sinkt bis zum Jahr 2038 entsprechend des Stilllegungspfades. Dieser Rückgang wird primär durch eine zunehmende EE-Erzeugung kompensiert. Der EE-Ausbau führt insgesamt zu einer Steigerung der erzeugten Strommenge von 243 TWh im Jahr 2019 auf 382 TWh im Jahr 2030 und 455 TWh im Jahr 2038. Dies entspricht einem Anstieg um 46 % bzw. 87 % gegenüber 2019. Der Zuwachs führt dazu, dass die EE-Ausbauziele der Bundesregierung erreicht werden. Diese Ziele beinhalten einen EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 65 % im Jahr 2030 sowie von 80 % im Jahr 2040. In Szenario A ergibt sich für das Jahr 2030 ein EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in Höhe von 67 %.

Weiterhin führt der niedrige Gaspreis im Zeitraum bis 2023 dazu, dass Gaskraftwerke in der Merit-Ordner vor Steinkohlekraftwerken liegen (vgl. Kapitel 2.2.2). Dadurch liegt die Gasverstromung im Jahr 2023 mit 94 TWh über der Menge von 78 TWh im Jahr 2025. Der kurzzeitige Anstieg der

erzeugten Strommenge durch Gaskraftwerke führt vor allem zu einem Rückgang der Steinkohle-
 verstromung im entsprechenden Zeitraum. Ab dem Jahr 2025 entsprechen die Gaspreise den An-
 nahmen des WEO 2019 und liegen auf einem Niveau oberhalb von 23 €/MWh²⁰. Hierdurch schiebt
 sich der Großteil der Steinkohlekraftwerke in der Merit-Order vor Gaskraftwerke und die Auslas-
 tung der verbleibenden Steinkohlekraftwerke steigt deutlich.

Die Auslastung der Braunkohlekraftwerke steigt zwischen 2019 und 2023 deutlich, sodass die Ver-
 stromung der an den Tagebau GH angeschlossenen Kraftwerke Neurath und Niederaußem weniger
 stark als ihre Kraftwerkskapazität zurückgeht. In Weisweiler (Tagebau In) steigt die Verstromung,
 trotz Kapazitätsrückgang, sogar geringfügig. Nach 2023 sinkt die Verstromung aus Braunkohle ge-
 ringfügig stärker als die verbleibenden Kraftwerkskapazitäten.

In Szenario A ist Deutschland trotz Kern- und Kohleausstieg zwischen 2025 und 2038 durchgehend
 Netto-Stromexporteur. Der zentrale Treiber hierfür ist die Kombination aus einem deutlichen An-
 stieg der EE-Erzeugung bei nahezu konstanter Stromnachfrage.

Die Abbildung 14 zeigt zusammenfassend die Nettostromerzeugung in Abhängigkeit der Erzeu-
 gungstechnologie für die jeweils betrachteten Jahre. Zusätzlich wird das Stromimportsaldo dar-
 gestellt. Bei den Angaben für das Jahr 2019 handelt es sich um historische Werte auf Basis des
 Datenportals SMARD der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2020) und der AG Energiebilanzen.

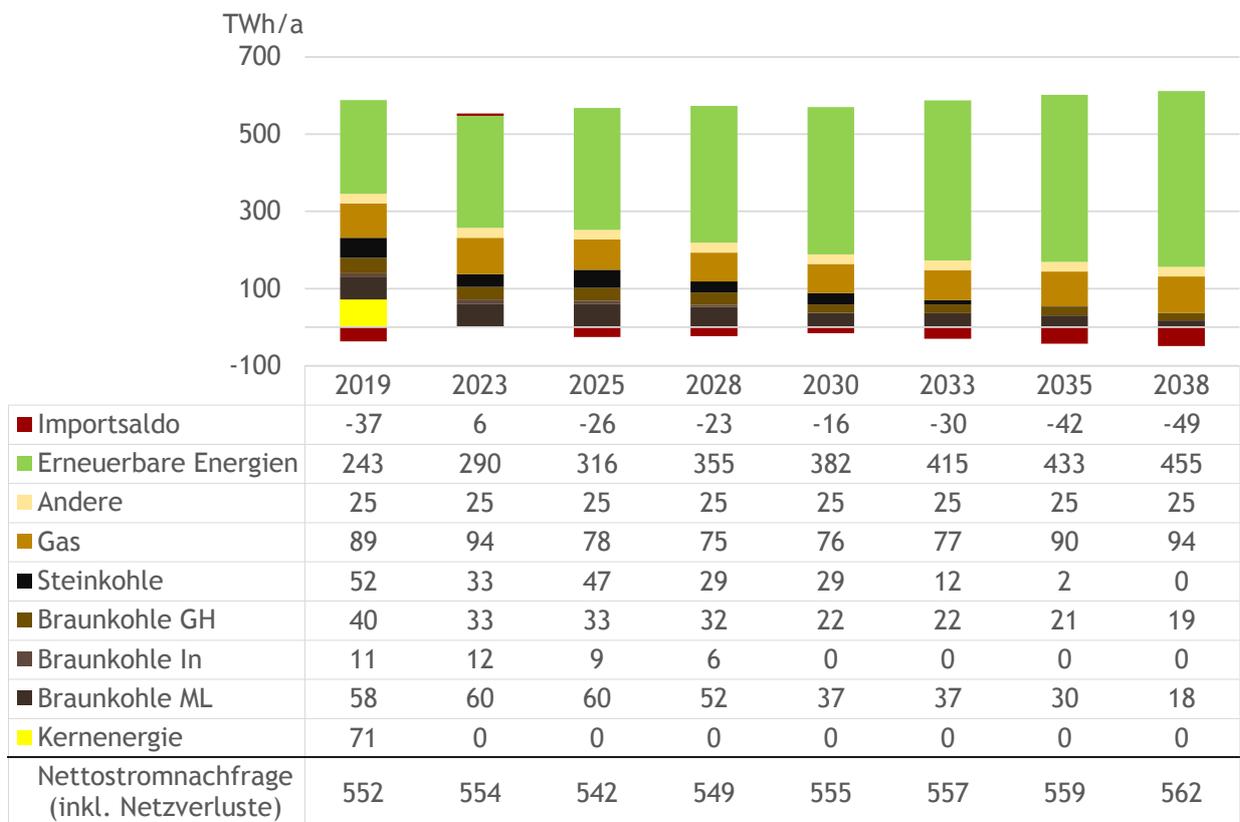


ABBILDUNG 14: NETTOSTROMERZEUGUNG UND IMPORTSALDO IN DEUTSCHLAND IN SZENARIO A

Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BNetzA (2020), AGEB (2020a) und AGEB (2020b)

²⁰ Vgl. IEA (2019). Es wird sich auf das „Stated Policies“-Szenario bezogen.

Die Abbildung 15 zeigt die Entwicklung der Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier, jeweils kumuliert für die Kraftwerksstandorte Niederaußem, Weisweiler und Neurath. Die Volllaststunden liegen zwischen den Jahren 2023 und 2035 bei rund 7.000 h/a mit abnehmendem Trend. Erst ab 2035 fallen die Volllaststunden deutlich. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bis 2030 zunächst ältere und ineffiziente Kraftwerke an den Standorten stillgelegt werden und nach 2030 ausschließlich die effizienteren Braunkohlekraftwerke mit optimierter Anlagentechnik (BoA) in Niederaußem und Neurath für die Stromerzeugung weiter betrieben werden.

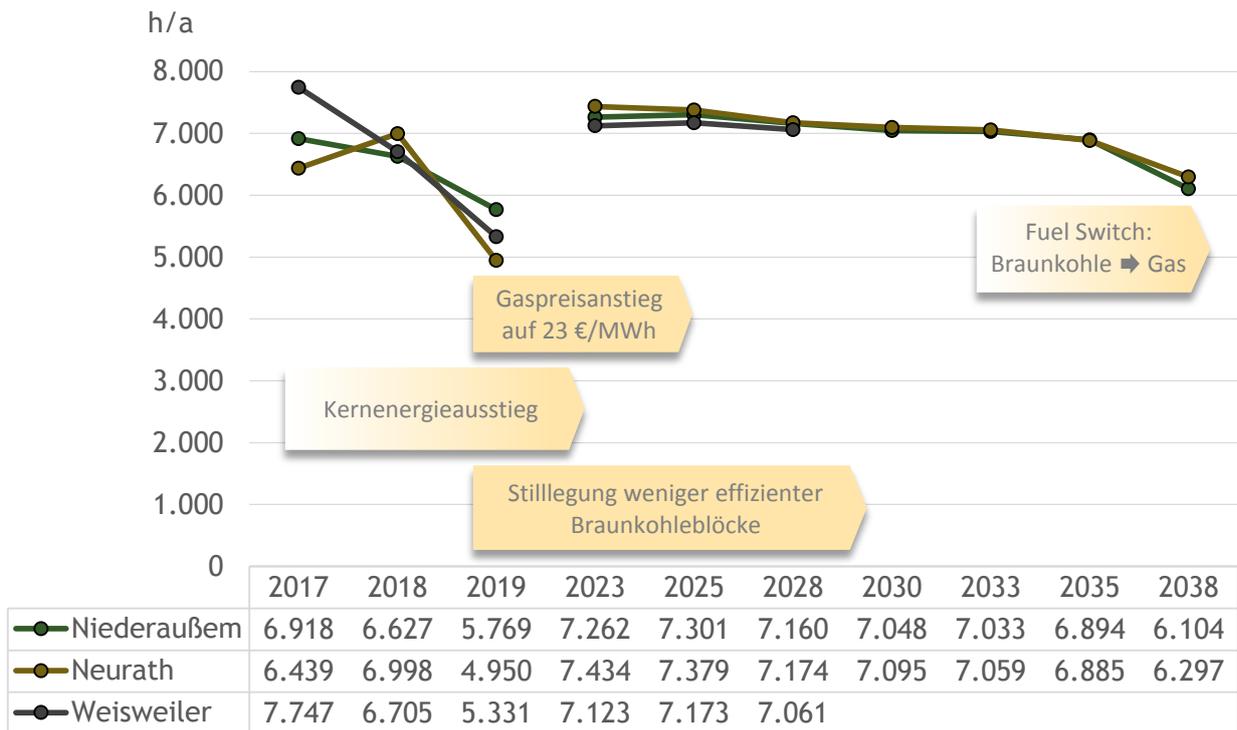


ABBILDUNG 15: VOLLLASTSTUNDEN DER BRAUNKOHELEKRAFTWERKE IM RHEINISCHEN REVIER IN SZENARIO A

Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten berechnet basierend auf BNetzA (2020)

Die konstant hohen Volllaststunden ergeben sich unter anderem durch die steigenden Gaspreise gemäß des WEO 2019²¹ und die geringen entscheidungsrelevanten Kosten der Braunkohleverstromung (vgl. Kapitel 2.2.2). Braunkohlekraftwerke sind unter den gegebenen Annahmen nach dem Kernenergieausstieg in Szenario A die günstigste konventionelle Erzeugungstechnologie. Bis 2035 produzieren die verbleibenden Braunkohlekraftwerke in nahezu allen Situationen, in denen nicht ausreichend Erneuerbare Energien zur Verfügung stehen um die Summe aus deutscher Nachfrage und möglicher Exporte zu decken. Die Erzeugung Erneuerbarer Energien steigt im Zeitverlauf. Dieser Entwicklung steht der Ausbau der Übertragungskapazitäten zum Ausland entgegen. Hierdurch steigt trotz des Anstiegs der EE-Erzeugung der Anteil der Stunden, in denen Erneuerbare Energien die Summe aus deutscher Nachfrage und möglicher Exporte decken nur langsam. Dementsprechend sinken die Volllaststunden der Braunkohle zwischen 2023 und 2035 nur geringfügig.

²¹ vgl. IEA (2019). Es wird sich auf das „Stated Policies“-Szenario bezogen.

Nach 2035 wird ein CO₂-Preisniveau erreicht, bei dem die Erzeugungskosten moderner GuD-Kraftwerke sich an die der drei verbleibenden Braunkohlekraftwerke annähern. In der Folge sinken die Volllaststunden der Braunkohle nach 2035 stärker.

3.3 Treibhausgasemissionen

Die Entwicklung der Stromerzeugung führt zu den nachfolgend abgebildeten nationalen THG-Emissionen im Energiesektor. Die Gesamtmenge der THG-Emissionen des Energiesektors sinkt von 254 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent (Mio. t CO₂-Äq.) im Jahr 2019 auf 161 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030. Dies entspricht einem Rückgang um ca. 37 %. Im Fall des hier betrachteten Szenarios A wird das sektorale Klimaziel der Energiewirtschaft²² für das Jahr 2030 somit um 14 Mio. t CO₂-Äq. unterschritten. Bis zum Jahr 2038 sinken die Emissionen um weitere 27 % ggü. 2030 auf 118 Mio. t CO₂-Äq.

In Abbildung 16 sind THG-Emissionen im deutschen Energiesektor dargestellt. Für das Jahr 2019 sind die historischen Werte angegeben²³. Die grüne Markierung im Jahr 2030 entspricht dem sektoralen Klimaziel für die Energiewirtschaft gemäß deutschem Klimaschutzgesetz.

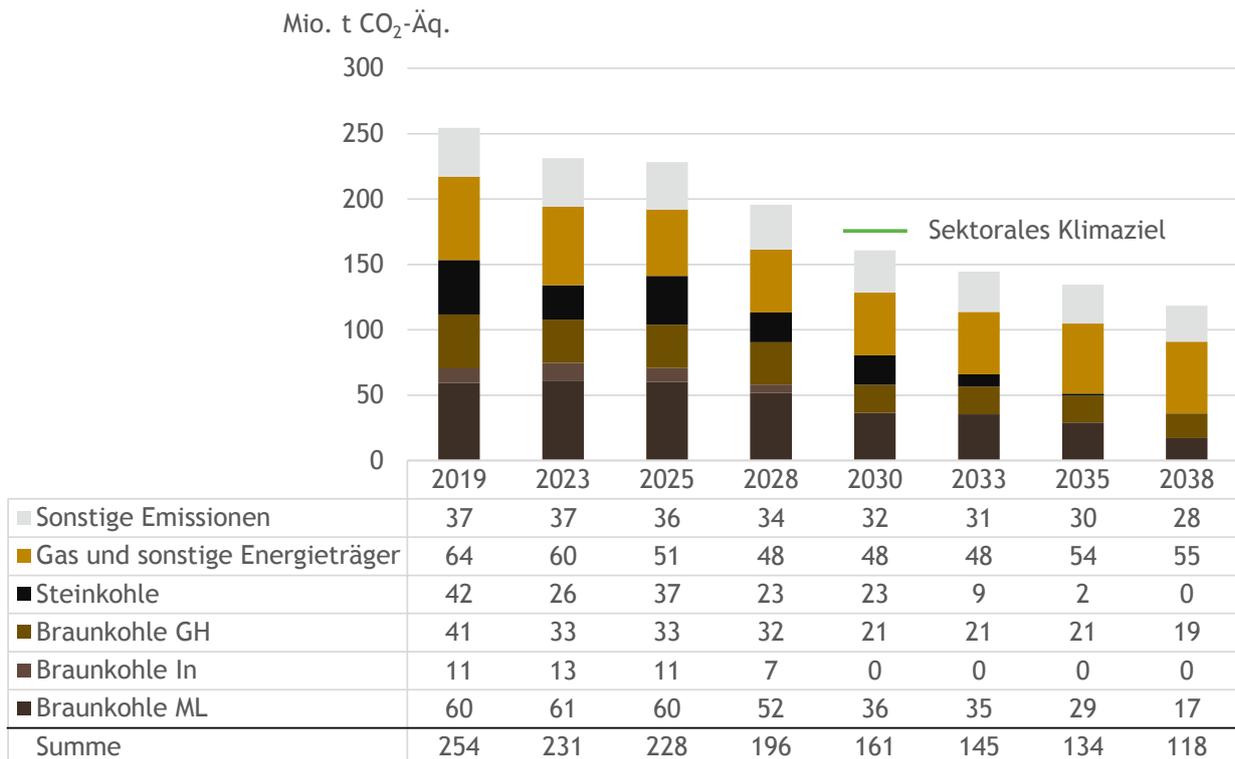


ABBILDUNG 16: TREIBHAUSGASEMISSIONEN IM DEUTSCHEN ENERGIESEKTOR IN SZENARIO A

Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten auf Basis von UNFCC (2019), UBA (2019a), UBA (2019b), UBA (2020a), UBA (2020b)

²² vgl. Bundesgesetzblatt (2019). In dem Bundesgesetzblatt Jahrgang 2019 Teil I Nr. 48 (Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften vom 12. Dezember 2019) ist die Begrenzung des maximalen Ausstoßes im Höhe von 175 Mio. t CO₂-Äq. vorgesehen. Das Gesetz orientiert sich damit an der unteren Grenze der in dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung definierte Spannbreite von 175 bis 183 Mio. t CO₂-Äq.

²³ Die sonstigen Emissionen für das Jahr 2019 wurden basierend auf den Zahlen für das Jahr 2018 und unter Berücksichtigung der erzeugten Energiemengen im Jahr 2019 extrapoliert.

Zentrale Treiber der Entwicklung sind, analog zu der Entwicklung der Stromerzeugung, der Kernenergieausstieg, die EE-Ausbaupfade sowie die Preisentwicklung im EU ETS. Neben den im Modell abgebildeten Emissionen der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung, umfasst der Energiesektor weitere Emissionen, die in der Kategorie „Sonstige Emissionen“ zusammengefasst werden. Hier handelt es sich um Emissionen aus Mineralölraffinerien, aus der Herstellung von Brennstoffen, aus Pipelinetransport sowie diffuse Emissionen aus festen Brennstoffen, Öl und Erdgas²⁴. Angelehnt an UBA (2016) wird ein Rückgang der sonstigen Emissionen um 16 % im Zeitraum 2018 bis 2030 unterstellt. Nach 2030 wird diese Entwicklung fortgeschrieben. Bei der Teilmenge der sonstigen Emissionen, die der Braunkohleförderung zwecks Verstromung zugeordnet werden, wird eine proportionale Reduktion entsprechend der Entwicklung der Braunkohleverstromung angenommen. Die braunkohlebedingten Emissionen liegen im Jahr 2030 bei 59 Mio. t CO₂-Äq. und machen damit 37 % der Gesamtemissionen im Energiesektor aus. Die Emissionen aus der Steinkohleverstromung belaufen sich im Jahr 2030 auf 23 Mio. t CO₂-Äq., dies entspricht 14 % der Gesamtemissionen. Der Anteil der Emissionen aus Gas und sonstigen Energieträgern an den Gesamtemissionen liegt bei 48 Mio. t CO₂-Äq. und damit bei 30 %.

3.4 EU ETS-Zertifikatepreise

Die Preise, für die im EU ETS gehandelten CO₂-Zertifikate für 2023, entsprechen den Futures (EM-BER 2020, Stand: 12. März 2020). Der Future-Preis für das Jahr 2023 liegt geringfügig unterhalb des durchschnittlichen Niveaus des Jahres 2019. Dieser Effekt begründet sich vor allem durch den Nachfragerückgang auf Grund der COVID-19-Pandemie. Der Preisverlauf basiert auf der Nachfrage nach EU ETS-Zertifikaten des europäischen Strommarktes sowie Annahmen zur Zertifikatsnachfrage durch die Industrie. Mit diesen Informationen werden die Preise für CO₂-Zertifikate in dieser Studie bestimmt (vgl. Kapitel 2.2.3). Durch die Verknappung der Zertifikatmenge steigen die Preise für CO₂-Zertifikate von 24 €/tCO₂ im Jahr 2023 auf 52 €/tCO₂ im Jahr 2038.

²⁴ Analog zu den Ausführungen des Ökoinstituts in der Studie „Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen“ (vgl. Ökoinstitut (2018)) und des jährlichen UNFC-Berichts (vgl. UNFCCC, 2019) 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.

Die Entwicklung der Zertifikatepreise in den betrachteten Jahren ist in der Abbildung 17 dargestellt. Die historischen Daten für das Jahr 2019 sind den Marktdaten der EEX entnommen.

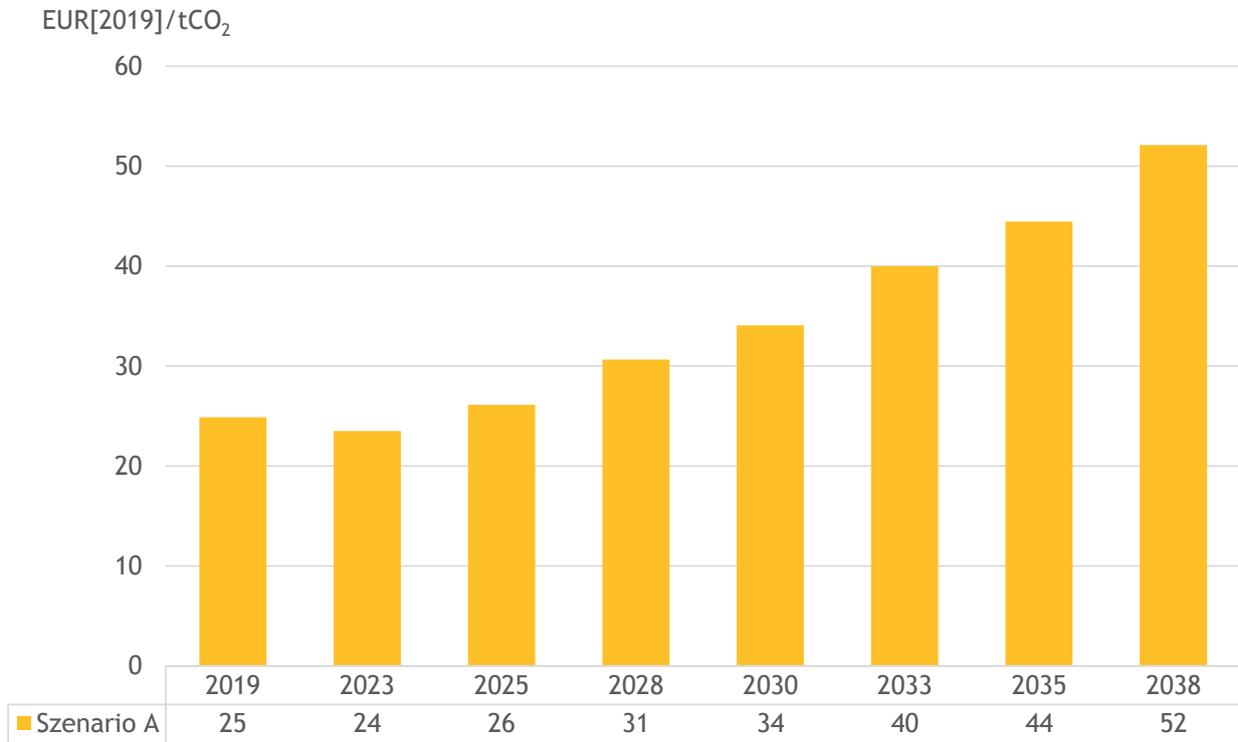


ABBILDUNG 17: PREIS FÜR EU ETS EMISSIONSZERTIFIKATE IN SZENARIO A

Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf EEX (2020) und EMBER (2020)

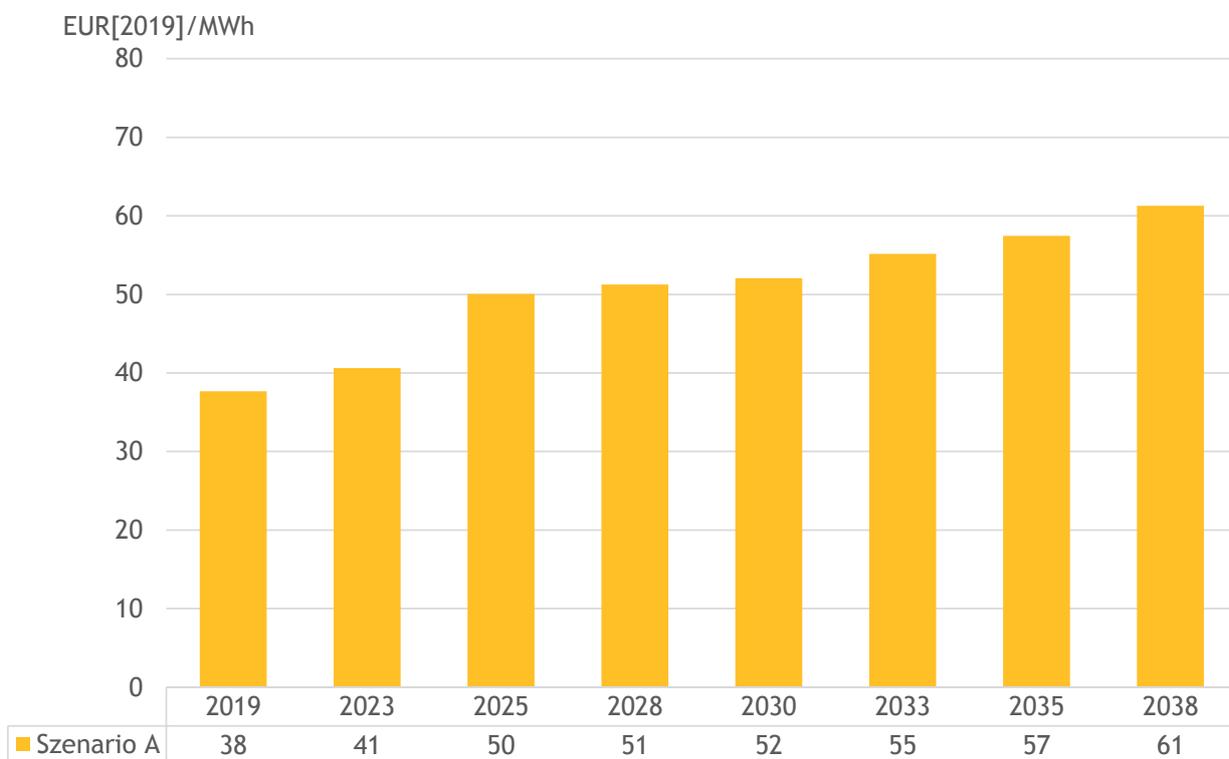
3.5 Großhandelsstrompreise

Für Deutschland steigen die Strompreise bis zum Jahr 2038. Der durchschnittliche Großhandelsstrompreis steigt zwischen 2019 und 2025 von 38 €/MWh auf 50 €/MWh an. Anschließend erfolgt ein Anstieg auf bis zu 61 €/MWh im Jahr 2038. Dies entspricht einer Steigerung von ungefähr 60 % gegenüber 2019.

Maßgeblich für diesen Verlauf sind verschiedene Faktoren. Zum einen führt der Anstieg des CO₂-Preises über den gesamten Betrachtungshorizont allgemein zu steigenden Strompreisen. Der steigende CO₂-Preis erhöht die Grenzkosten konventioneller Kraftwerke und damit die preissetzenden Gebote in der Merit-Order. Zum anderen steigen die Strompreise auf Grund der steigenden Gaspreise gemäß des WEO 2019²⁵ (vgl. Kapitel 2.2.2). Der Anstieg der EE-Erzeugung kompensiert den Preisanstieg durch ansteigende CO₂-Zertifikate- und Gaspreise nur teilweise.

²⁵ vgl. IEA (2019). Es wird sich auf das „Stated Policies“-Szenario bezogen.

Der Verlauf der Großhandelsstrompreise für Deutschland ist in Abbildung 18 dargestellt.



**ABBILDUNG 18: ENTWICKLUNG DES DURCHSCHNITTLICHEN DEUTSCHEN GROSßHANDELSSTROMPREISES
IN SZENARIO A**

Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf ENTSO-E (2020)

4 MODELLERGEBNISSE SZENARIO B

4.1 Installierte Kapazitäten der konventionellen Stromerzeugung

Analog zu Szenario A sinkt auch in Szenario B die Kapazität der Kohlekraftwerke entsprechend des in Kapitel 2.2.1 beschriebenen Ausstiegspfad. Die installierte Leistung der Kohlekraftwerke verringert sich bis zum Jahr 2030 auf 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle. Im Jahr 2038 gehen die letzten Kohlekraftwerke aus dem Markt.

Die Abbildung 19 zeigt die Entwicklung der in Deutschland installierten konventionellen Kraftwerkskapazitäten zu Jahresbeginn. Im rechten Teil der Abbildung sind die Differenzwerte zwischen dem Szenario B und dem Szenario A dargestellt.

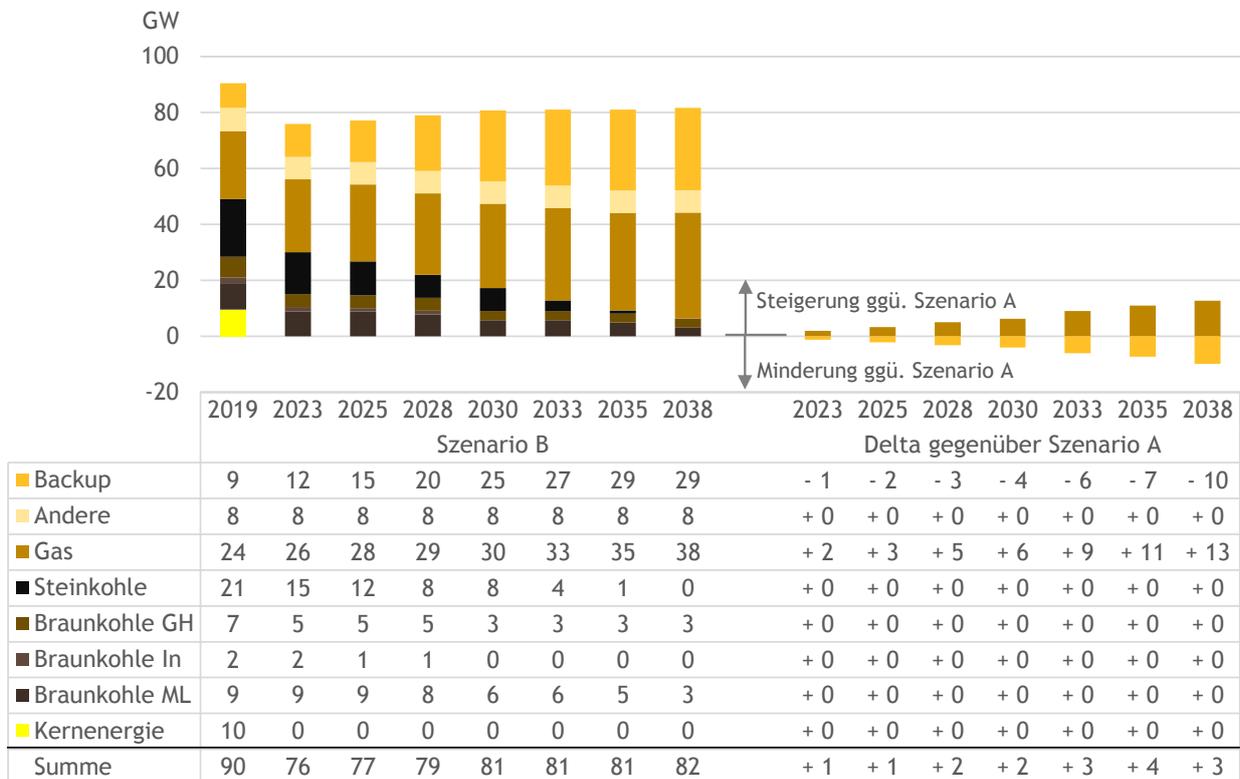


ABBILDUNG 19: KAPAZITÄTSENTWICKLUNG KONVENTIONELLE KRAFTWERKE IN SZENARIO B IM VERGLEICH ZU SZENARIO A

Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf Fraunhofer ISE (2020a), BNetzA (2019a), BNetzA (2019b), BNetzA (2019c) und BNetzA (2019d)

Im Vergleich zu Szenario A werden aufgrund der höheren Stromnachfrage zusätzliche moderne und effiziente GuD-Anlagen zugebaut. Die Gesamtmenge der Gaskapazitäten fällt für das Jahr 2030 etwa 6 GW und für das Jahr 2038 etwa 13 GW höher aus. Für die Vorhaltung von gesicherter Leistung werden stillgelegte Kernkraftwerks-, Steinkohle- und Braunkohlekapazitäten durch zusätzliche Backup-Kapazitäten kompensiert. Allerdings sinkt der Backup-Bedarf im Vergleich zu

Szenario A, da mehr Gaskraftwerke für die Deckung der Spitzenlast zur Verfügung stehen. Aufgrund der annahmegemäß höheren Spitzenlast in Szenario B steigt die Summe der installierten Kapazitäten insgesamt geringfügig an.

4.2 Stromerzeugung und Außenhandel

Durch die annahmegemäß steigende Stromnachfrage verändern sich der Strommix und das Importsaldo in Szenario B im Vergleich zu Szenario A. Die Abbildung 20 zeigt die Nettostromerzeugung in Abhängigkeit der Erzeugungstechnologie für die betrachteten Jahre. Darüber hinaus wird das Stromimportsaldo dargestellt. Im rechten Teil sind die Differenzwerte zwischen Szenario A und Szenario B dargestellt.

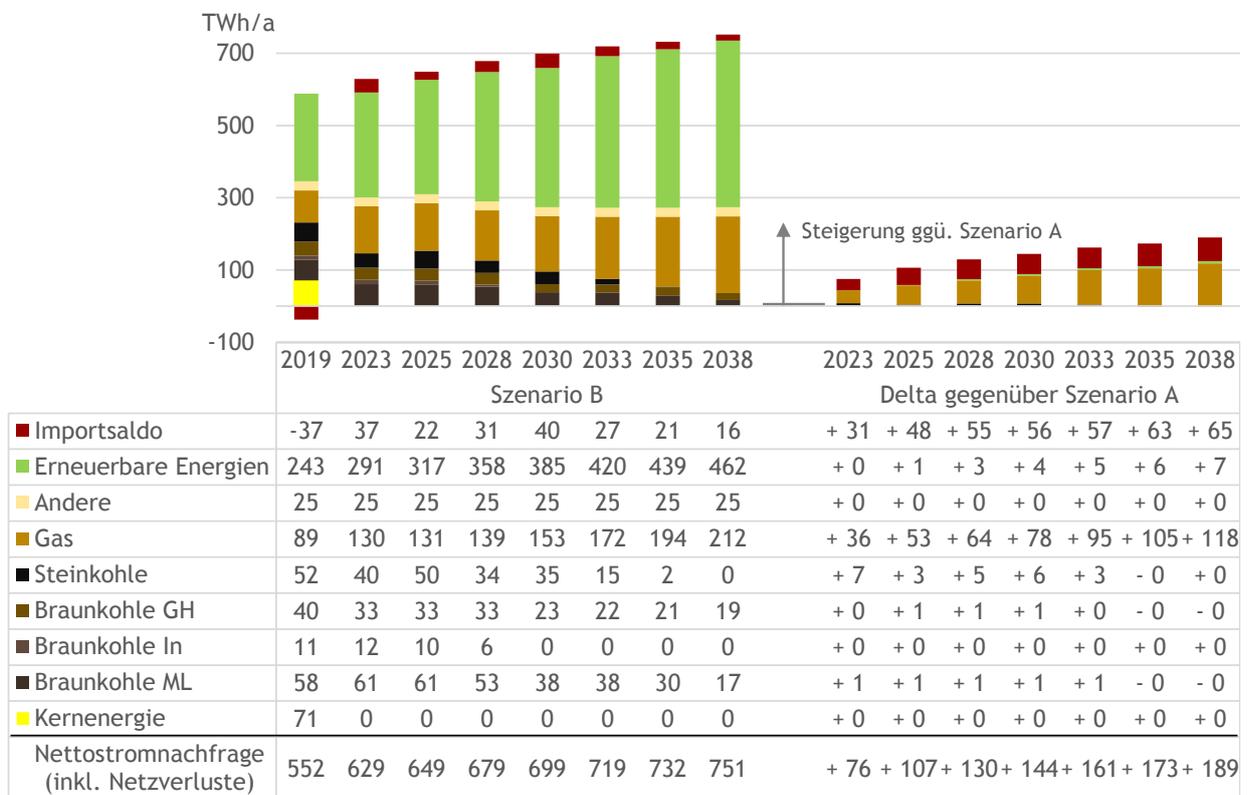


ABBILDUNG 20: NETTOSTROMERZEUGUNG UND IMPORTSALDO IN DEUTSCHLAND IN SZENARIO B IM VERGLEICH ZU SZENARIO A

Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BNetzA (2020), AGEB (2020a) und AGEB (2020b)

Die konventionelle Erzeugung durch Stein- und Braunkohlekraftwerke sinkt bis zum Jahr 2038 entsprechend des vorgegebenen Stilllegungspfades. Dieser Rückgang wird durch eine zunehmende EE-Erzeugung kompensiert. Da der Zubaupfad der Erneuerbaren Energien in den Szenarien A und B identisch ist, die Stromnachfrage in Szenario B allerdings höher ausfällt, werden die EE-Ausbauziele der Bundesregierung nicht erreicht. Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 beträgt in diesem Szenario nur 53 %, anstatt der anvisierten 65 %.

In Szenario B ergibt sich aufgrund der höheren Stromnachfrage eine deutlich höhere Stromerzeugung in Gaskraftwerken gegenüber Szenario A. Die mit Gas erzeugte Strommenge beträgt 153 TWh im Jahr 2030 und 212 TWh im Jahr 2038. Dies entspricht einer Steigerung von 78 TWh bzw. von 118 TWh im Vergleich zu Szenario A. Gleichzeitig kommt es bis 2033 zu einem Anstieg der Steinkohleverstromung. Dieser fällt aber im Vergleich zu den Abweichungen bei der Gasverstromung moderat aus. Die Braunkohleverstromung hingegen verändert sich nur geringfügig gegenüber Szenario A. In den jeweiligen Revieren liegt die erzeugte Strommenge innerhalb eines Jahrs im Szenarienvergleich maximal 1 TWh höher.

Ein zentraler Unterschied zwischen den Szenarien zeigt sich auch beim Blick auf das Importsaldo. In Szenario B kommt es zu einem deutlichen Anstieg der Stromimporte, sodass Deutschland ab 2023 zum Netto-Stromimporteuer wird.

Die Abbildung 21 zeigt die zukünftige Entwicklung der Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier, aggregiert für die Kraftwerksstandorte Niederaußem, Weisweiler und Neurath in Szenario B sowie im Vergleich zu Szenario A. Für die Darstellung der historischen Werte sei auf das Kapitel 3.2 verwiesen.

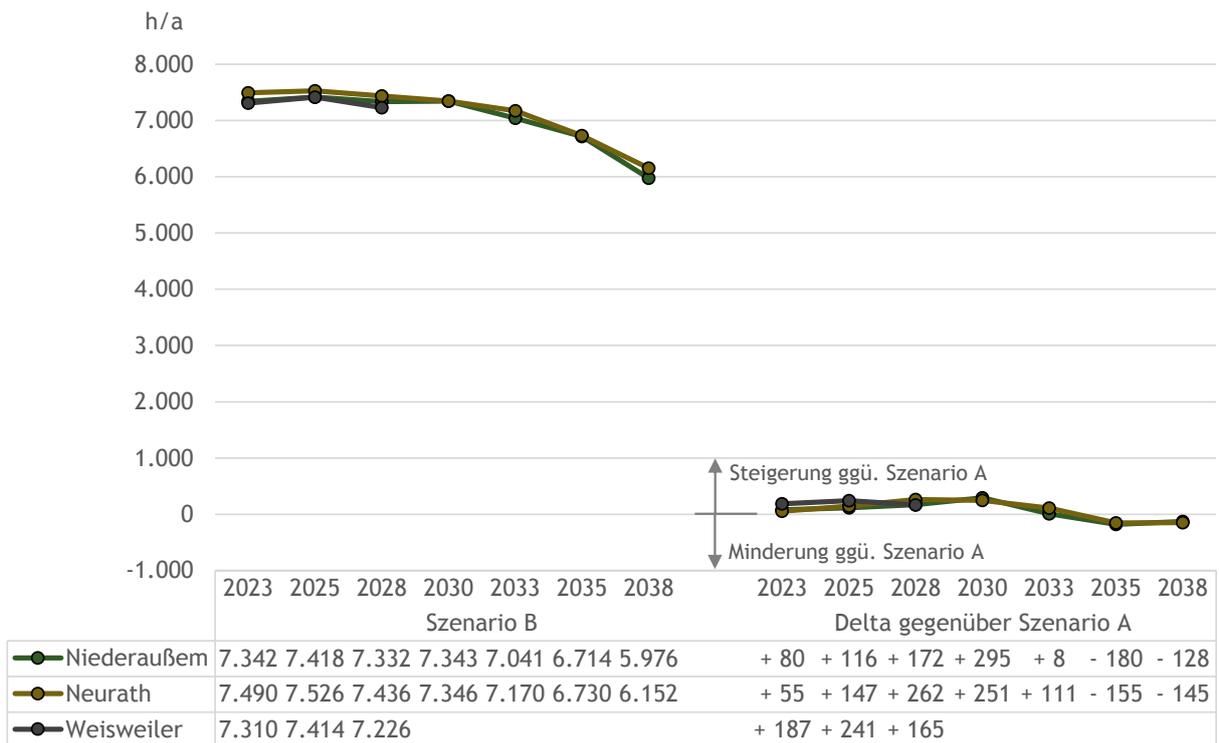


ABBILDUNG 21: VOLLLASTSTUNDEN DER BRAUNKOHLEKRAFTWERKE IM RHEINISCHEN REVIER IN SZENARIO B IM VERGLEICH ZU SZENARIO A

Quelle: eigene Berechnungen

Entsprechend der Abbildung 21 zeigt sich, dass die Volllaststunden zwischen den Jahren 2023 und 2035 weiterhin stets über 7.000 h/a liegen. Diese konstant hohen Volllaststunden ergeben sich analog zu Szenario A unter anderem durch die steigenden Gaspreise gemäß des WEO 2019²⁶ und die geringen entscheidungsrelevanten Grenzkosten der Braunkohleverstromung (vgl. Kapitel 2.2.2).

Im Vergleich zu Szenario A liegen die Volllaststunden bis einschließlich 2033 leicht über den entsprechenden Werten. Die höheren Volllaststunden bis 2033 sind eine Folge der höheren Stromnachfrage im Szenario B. Hierdurch wird die Residualnachfrage in Zeiten hoher EE-Einspeisung erhöht, sodass die Braunkohleverstromung in diesen Situationen zunimmt. Gegenätzlich wirkt, dass die CO₂-Preise in Szenario B geringfügig höher liegen als in Szenario A (vgl. Kapitel 4.4). Hierdurch beginnt der Fuel-Switch zwischen Gas und Braunkohle in Szenario B bereits vor 2035 einzusetzen. In der Folge fallen die Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier ab 2035 geringfügig niedriger aus als in Szenario A.

4.3 Treibhausgasemissionen

Die Entwicklung der Stromerzeugung führt zu den nachfolgend abgebildeten nationalen THG-Emissionen im Energiesektor.

Aufgrund des Anstiegs der konventionellen Erzeugung in Szenario B gegenüber Szenario A steigen auch die Emissionen im Energiesektor. Die höheren Emissionen führen dazu, dass das sektorale Klimaziel für die Energiewirtschaft in Höhe von 175 Mio. t CO₂-Äq. für das Jahr 2030 nicht erreicht wird²⁷. Die Zielmenge wird in Szenario B um 28 Mio. t CO₂-Äq. überschritten.

In Abbildung 21 sind die im deutschen Energiesektor anfallenden THG-Emissionen nach Erzeugungstechnologie für das Szenario B dargestellt. Zusätzlich erfolgt in derselben Abbildung ein Vergleich mit den Ergebnissen des Szenario A.

²⁶ vgl. IEA (2019). Es wird sich auf das „Stated Policies“-Szenario bezogen.

²⁷ vgl. Bundesgesetzblatt (2019). In dem Bundesgesetzblatt Jahrgang 2019 Teil I Nr. 48 (Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften vom 12. Dezember 2019) ist die Begrenzung des maximalen Ausstoßes im Höhe von 175 Mio. t CO₂-Äq. vorgesehen. Das Gesetz orientiert sich damit an der unteren Grenze der im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung definierten Spannweite von 175 bis 183 Mio. t CO₂-Äq.

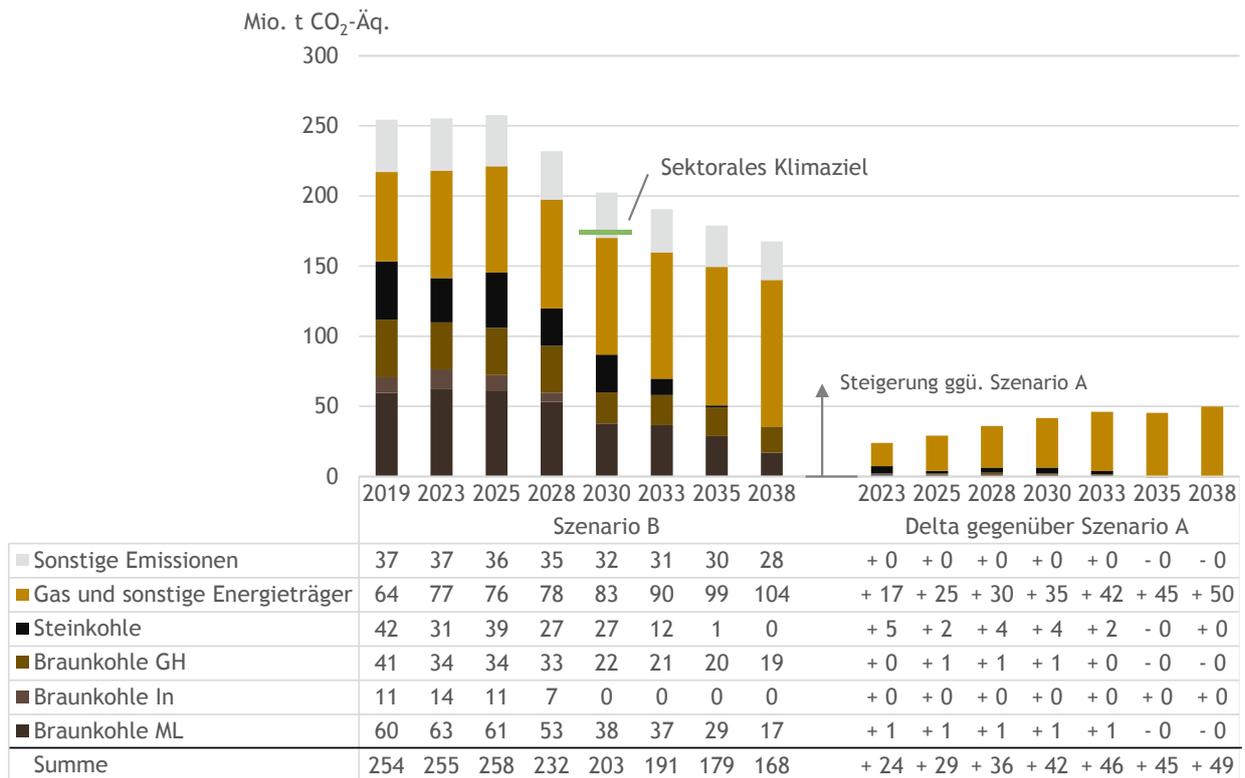


ABBILDUNG 22: TREIBHAUSGASEMISSIONEN IM DEUTSCHEN ENERGIESEKTOR IN SZENARIO B IM VERGLEICH ZU SZENARIO A

Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten auf Basis von UNFCC (2019), UBA (2019a), UBA (2019b), UBA (2020a), UBA (2020b)

Entsprechend der konstant hohen Stromerzeugung durch Braunkohlekraftwerke in den Szenarien A und B ergeben sich für die braunkohlebedingten Emissionen keine großen Unterschiede. Diese liegen in Szenario B im Jahr 2030 in Summe bei 62 Mio. t CO₂-Äq. und machen damit 31 % der Gesamtemissionen im Energiesektor aus.

Der Anstieg der Steinkohleverstromung führt zu einem Anstieg der Emissionen. Die höchste Abweichung zu den Ergebnissen des Szenario A tritt für das Jahr 2023 in Höhe von +5 Mio. t CO₂-Äq. auf. Im Jahr 2030 beläuft sich die Differenz dann auf +4 Mio. t CO₂-Äq. Die Emissionen aus der Steinkohleverstromung liegen im Jahr 2030 bei 27 Mio. t CO₂-Äq. und machen 13 % der Gesamtemissionen aus.

Der Anstieg der Gasverstromung spiegelt sich, trotz der im Vergleich zur Kohleverstromung geringeren spezifischen Emissionen, im Anstieg der Emissionen wider. Das Delta zwischen den Szenarien steigt von +17 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2023, auf +35 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030, bis hin zu maximal +50 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2038. Im Jahr 2030 liegt der Anteil der Emissionen aus Gas und sonstigen Energieträgern an den Gesamtemissionen bei 41 %.

4.4 EU ETS-Zertifikatepreise

Die höhere Stromnachfrage in Szenario B führt zu einem Anstieg der konventionellen Stromerzeugung im Vergleich zu Szenario A. Die im Vergleich zu Szenario A gestiegene Nachfrage nach EU ETS-Zertifikaten des Stromsektors führt zu geringfügig höheren Zertifikatepreisen in Szenario B.

Der Preispfad für die CO₂-Zertifikate in Szenario B wird in der Abbildung 23 dargestellt und mit den Ergebnissen des Szenario A verglichen.

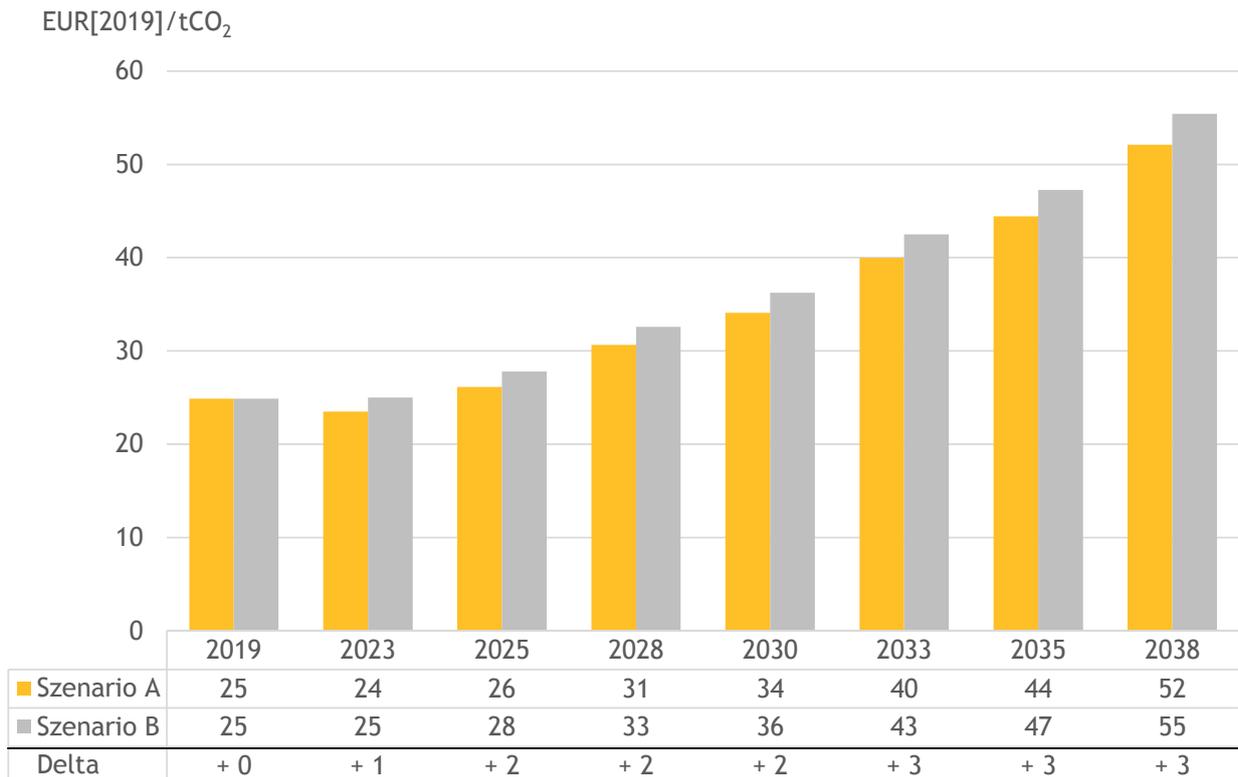


ABBILDUNG 23: PREIS FÜR EU ETS EMISSIONSZERTIFIKATE IN SZENARIO B IM VERGLEICH ZU SZENARIO A

Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf EEX (2020) und EMBER (2020)

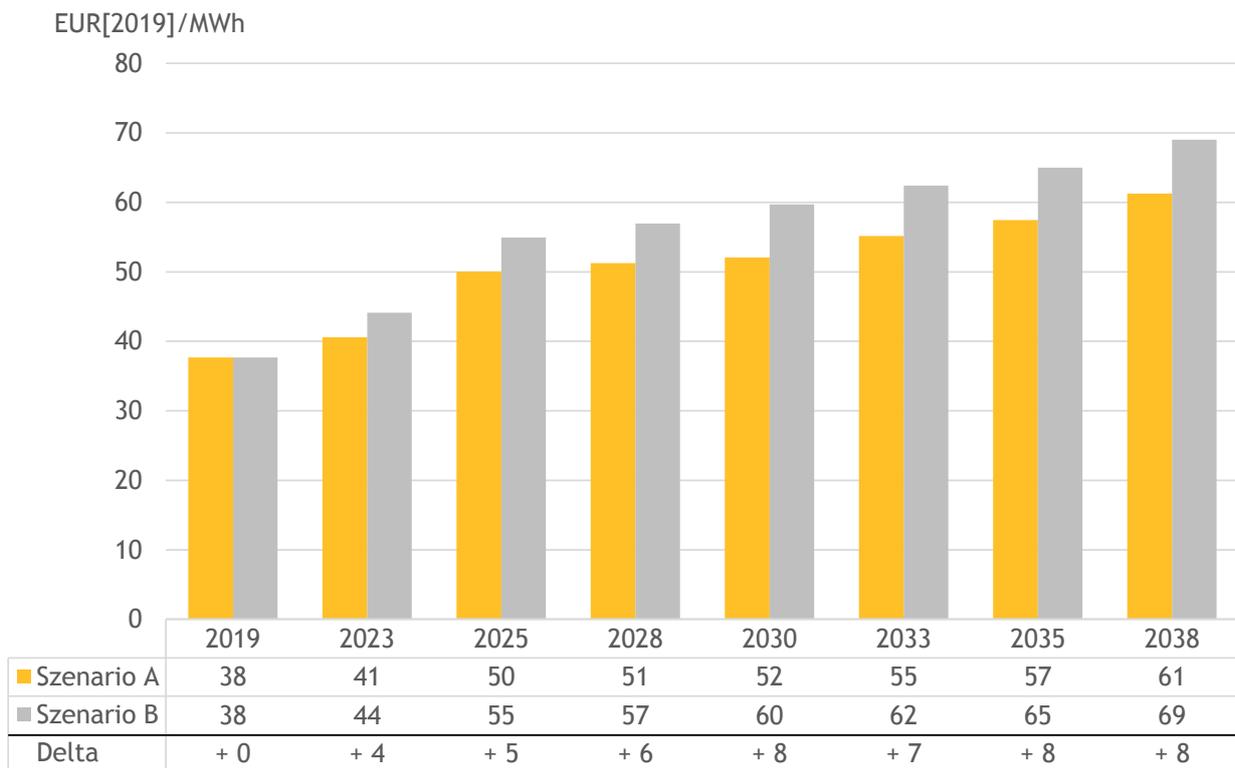
Im Jahr 2023 liegt der CO₂-Preis mit 25 €/tCO₂ etwa auf dem Niveau des Jahres 2019. In den darauffolgenden Jahren steigt der Zertifikatepreis kontinuierlich an. Im Jahr 2038 erreicht der Preis den maximalen Wert in Höhe von 55 €/tCO₂. Im Vergleich zu Szenario A liegt der Wert in Szenario B aufgrund der höheren Stromnachfrage in Deutschland um 1 bis 3 €/tCO₂ höher.

4.5 Großhandelsstrompreise

Für Deutschland ergeben sich in Szenario B steigende Strompreise bis zum Jahr 2038. Da aufgrund der höheren Stromnachfrage häufiger Kraftwerke mit höheren Grenzkosten preissetzend sind, steigen die Strompreise im Vergleich zu Szenario A stärker an. Zudem erhöhen die höheren CO₂-Preise die Großhandelsstrompreise.

Der durchschnittliche Großhandelsstrompreis steigt zwischen 2019 und 2025 zunächst von 38 €/MWh auf 55 €/MWh an. Diese Entwicklung ist, wie in Szenario A, maßgeblich die Folge des Gaspreisanstiegs gemäß des WEO 2019²⁸. Anschließend erfolgt ein weiterer Anstieg des Großhandelsstrompreises auf 69 €/MWh im Jahr 2038. Dies entspricht einer Steigerung von etwa 84 % gegenüber 2019. Im Vergleich zu Szenario A kommt es zu einem um +5 €/MWh höheren Strompreis im Jahr 2025. Der größte Preisunterschied tritt im Jahr 2038 in Höhe von +8 €/MWh auf.

Die Entwicklung des Großhandelsstrompreises im Szenario B ist in der Abbildung 24 dargestellt und wird mit den Ergebnissen des Szenario A verglichen.



**ABBILDUNG 24: ENTWICKLUNG DES DURCHSCHNITTLICHEN DEUTSCHEN GROSßHANDELSSTROMPREISES
IN SZENARIO B IM VERGLEICH ZU SZENARIO A**

Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf ENTSO-E (2020)

²⁸ vgl. IEA (2019). Es wird sich auf das „Stated Policies“-Szenario bezogen.

5 MODELLERGEBNISSE SZENARIO C

5.1 Installierte Kapazitäten der konventionellen Stromerzeugung

Analog zu Szenario A und B sinkt in Szenario C die Kapazität der Kohlekraftwerke entsprechend des in Kapitel 2.2.1 beschriebenen Ausstiegspfad. Entsprechend der Zielvorgaben der Bundesregierung wird die Leistung der Kohlekraftwerke im Markt bis 2030 auf 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle verringert. 2038 werden die letzten Kohlekraftwerke abgeschaltet.

Die Abbildung 25 zeigt die Entwicklung der in Deutschland installierten konventionellen Kraftwerkskapazitäten zu Jahresbeginn. Im rechten Teil der Abbildung sind die Differenzwerte zwischen dem Szenario C und dem Szenario B dargestellt.

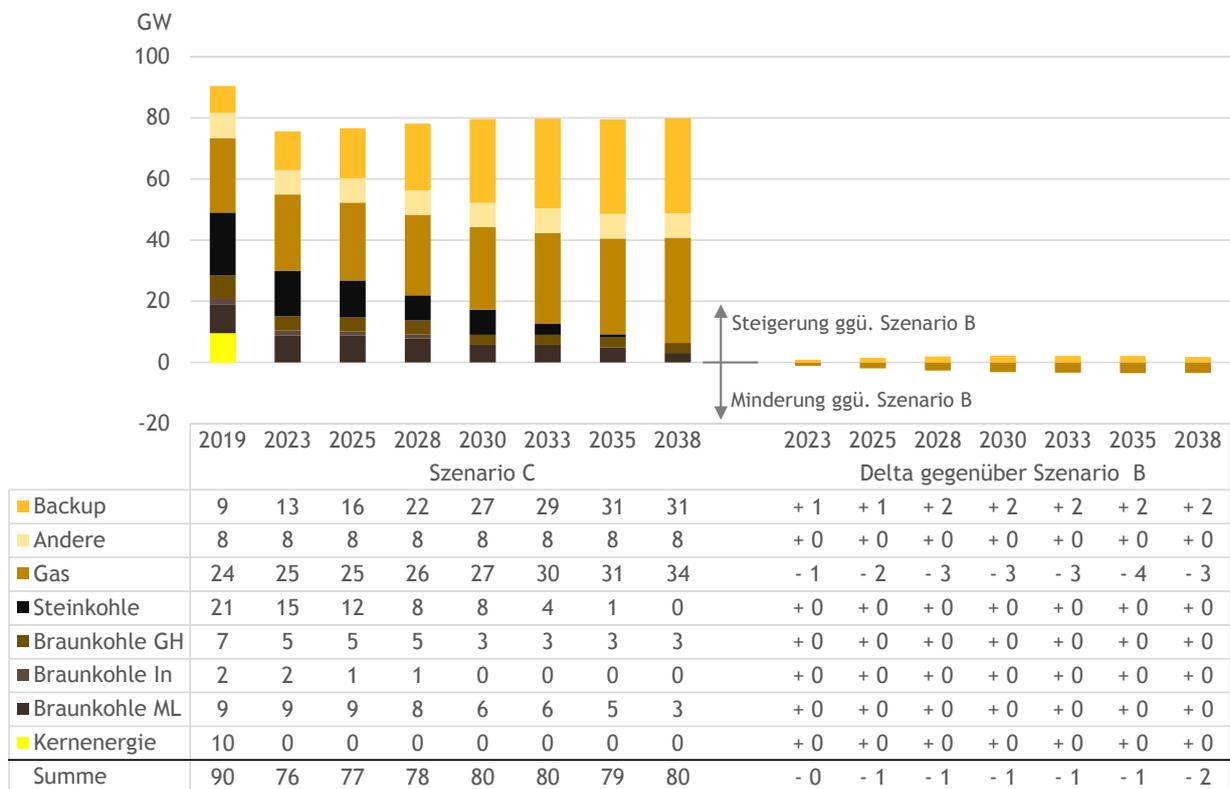


ABBILDUNG 25: KAPAZITÄTSENTWICKLUNG KONVENTIONELLE KRAFTWERKE IN SZENARIO C IM VERGLEICH ZU SZENARIO B

Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf Fraunhofer ISE (2020a), BNetzA (2019a), BNetzA (2019b), BNetzA (2019c) und BNetzA (2019d)

Durch den stärkeren Zubau Erneuerbarer Energien in Szenario C werden im Vergleich zu Szenario B weniger moderne und effiziente GuD-Anlagen errichtet. Da die Erzeugung der zusätzlichen EE-Kapazitäten nur zu einem geringen Teil gesichert zur Verfügung steht, muss ein Großteil des Rückgangs der Gaskraftwerkskapazitäten durch zusätzliche Backup Kapazitäten kompensiert werden. Da die zusätzlichen Windenergieanlagen annahmegemäß mit 5 % ihrer Kapazität zur gesicherten

Leistung beitragen können, sinkt der Bedarf an konventionellen Kraftwerken und Back-up Kapazitäten in Summe bis 2038 geringfügig um etwa 2 GW.

5.2 Stromerzeugung und Außenhandel

Der stärkere Zubau Erneuerbarer Energien in Szenario C gegenüber Szenario B bei gleicher Entwicklung der Stromnachfrage, führt zu einer Reduktion der Erzeugung durch inländische Gaskraftwerke und ermöglicht zusätzliche Stromexporte.

Die Abbildung 26 zeigt die Nettostromerzeugung je Erzeugungstechnologie und das Stromimportsaldo für den Zeitraum 2019 bis 2038 in Szenario C und als Delta gegenüber Szenario B.

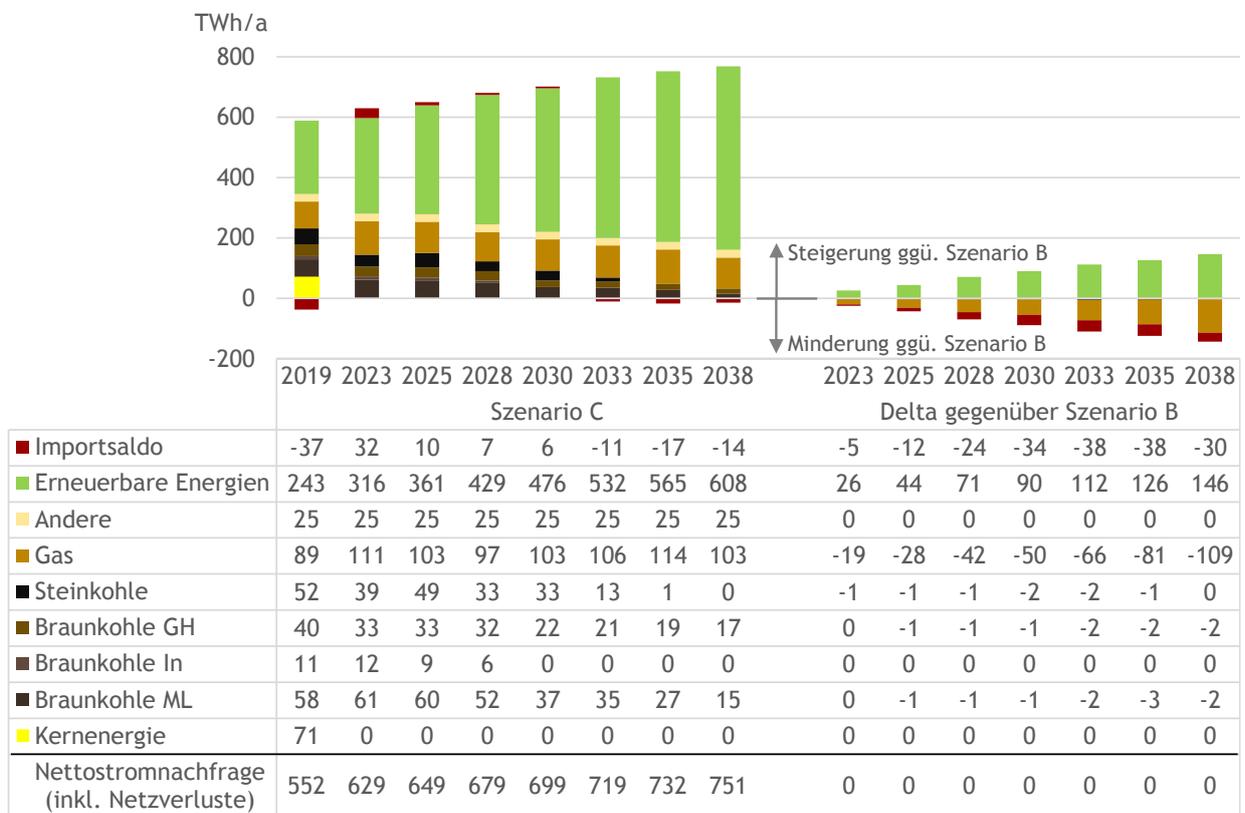


ABBILDUNG 26: NETTOSTROMERZEUGUNG UND IMPORTSALDO IN DEUTSCHLAND IN SZENARIO C IM VERGLEICH ZU SZENARIO B

Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BNetzA (2020), AGEB (2020a) und AGEB (2020b)

Die konventionelle Erzeugung durch Stein- und Braunkohlekraftwerke sinkt bis zum Jahr 2038 entsprechend des vorgegebenen Stilllegungspfades. Dieser Rückgang wird noch stärker als in den beiden vorherigen Szenarien durch eine zunehmende EE-Erzeugung kompensiert. Da nun mehr Erneuerbare Energien vorhanden sind, nimmt auch die erzeugte Strommenge zu. Im Jahr 2030 fällt die EE-Erzeugung um 90 TWh höher aus als in Szenario B. Der Zuwachs führt dazu, dass das EE-Ausbauziel der Bundesregierung in Form eines Anteils in Höhe von 65 % Erneuerbarer Energien am

Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 erreicht wird. In Szenario C beträgt der Anteil 67 %. Im Jahr 2038 schließlich liegt die EE-Erzeugung sogar um 146 TWh über Szenario B.

Folglich ist bei gleichbleibender Stromnachfrage im Vergleich zu Szenario B weniger Stromproduktion durch konventionelle Kraftwerke erforderlich. Die resultierende Gasverstromung liegt in Szenario C daher unter der in Szenario B. Die erzeugten Energiemengen in den Jahren 2030 und 2038 in Höhe von 103 TWh sind gleichbedeutend mit einer Minderung von 50 TWh bzw. 109 TWh im Vergleich zu den Ergebnissen des Szenario B.

Die Unterschiede bei der Stein- und Braunkohleverstromung fallen geringer aus. Zwar kommt es auch hier zu Minderungen der Stromproduktion, im Vergleich zu den Abweichungen bei der Gasverstromung fallen diese Minderungen allerdings moderat aus. Die Steinkohleverstromung weist über alle betrachteten Jahre hinweg eine maximale Abweichung in Höhe von -2 TWh im Vergleich zu den Ergebnissen des Szenario B auf. In den Braunkohlerevieren liegt die erzeugte Strommenge innerhalb eines Jahres im Szenarienvergleich um maximal 3 TWh niedriger.

Ein zentraler Unterschied zwischen den Szenarien B und C zeigt sich beim Blick auf das Importsaldo. In Szenario C kommt es durch die zusätzliche Erzeugung aus Erneuerbaren Energien häufiger zu Stromexporten. Im Saldo weist Deutschland ab 2025 eine in etwa ausgeglichene Stromhandelsbilanz aus.

Die Abbildung 27 zeigt die zukünftige Entwicklung der Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier, aggregiert für die Kraftwerksstandorte Niederaußem, Weisweiler und Neurath in Szenario C sowie im Vergleich zu Szenario B. Für die Darstellung der historischen Werte sei auf das Kapitel 3.2 verwiesen.

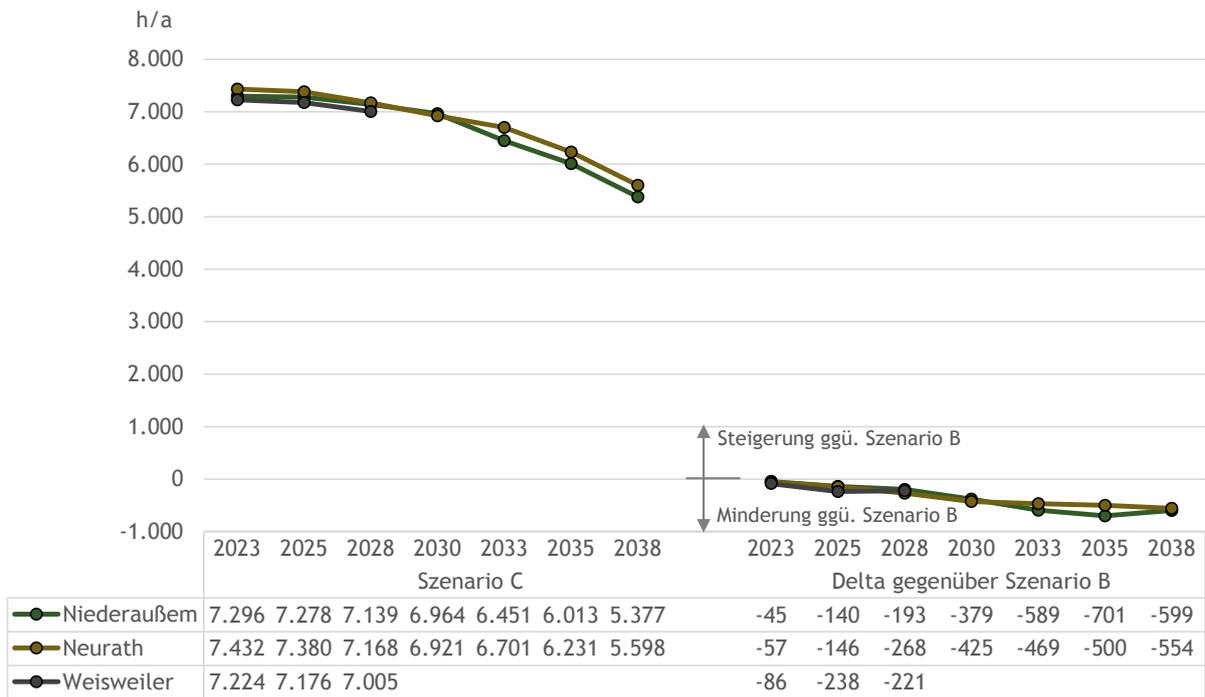


ABBILDUNG 27: VOLLLASTSTUNDEN DER BRAUNKOHLEKRAFTWERKE IM RHEINISCHEN REVIER IN SZENARIO C IM VERGLEICH ZU SZENARIO B

Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BNetzA (2020)

Aus der Deltabetrachtung ist zu entnehmen, dass die Volllaststunden der drei dargestellten Kraftwerke in Szenario C insgesamt unter dem Niveau des Szenario B liegen. Bis einschließlich 2028 liegen die Volllaststunden jedoch ebenfalls über 7.000 h/a. Ab dem Jahr 2030 sinken die Volllaststunden deutlich und erreichen 2038 etwa 5.400 h/a. Diese Minderung entspricht einem Rückgang von ca. 600 h/a gegenüber Szenario B.

Die konstant hohen Volllaststunden ergeben sich auch in Szenario C durch die steigenden Gaspreise gemäß des WEO 2019²⁹ und die geringen entscheidungsrelevanten Grenzkosten der Braunkohleverstromung (vgl. Kapitel 2.2.2). Trotz zunehmender Einspeisung durch Erneuerbare Energien werden die Braunkohlekraftwerke nur in wenigen Situationen häufiger aus dem Markt gedrängt als noch in Szenario B. Dies macht sich in der geringen Abweichung der Volllaststunden bis zum Jahr 2028 bemerkbar. Ab 2028 steigt der Anteil der Stunden, in denen Erneuerbare Energien die gesamte deutsche Nachfrage (plus mögliche Exporte) decken, in Szenario C gegenüber Szenario B. In der Folge sinken die Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke bereits früher als in den anderen Szenarien.

²⁹ vgl. IEA (2019). Es wird sich auf das „Stated Policies“-Szenario bezogen.

5.3 Treibhausgasemissionen

Der Anstieg der EE-Erzeugung in Szenario C reduziert die Verstromung aus konventionellen Energieträgern und somit die Emissionen im Energiesektor. Bei einem EE-Anteil in Höhe von 67 % an der Bruttostromnachfrage wird das sektorale Klimaziel der Energiewirtschaft in Höhe von 175 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 erreicht³⁰.

In Abbildung 28 sind die im deutschen Energiesektor anfallenden THG-Emissionen nach Erzeugungstechnologie in Szenario C und im Vergleich zu Szenario B dargestellt.

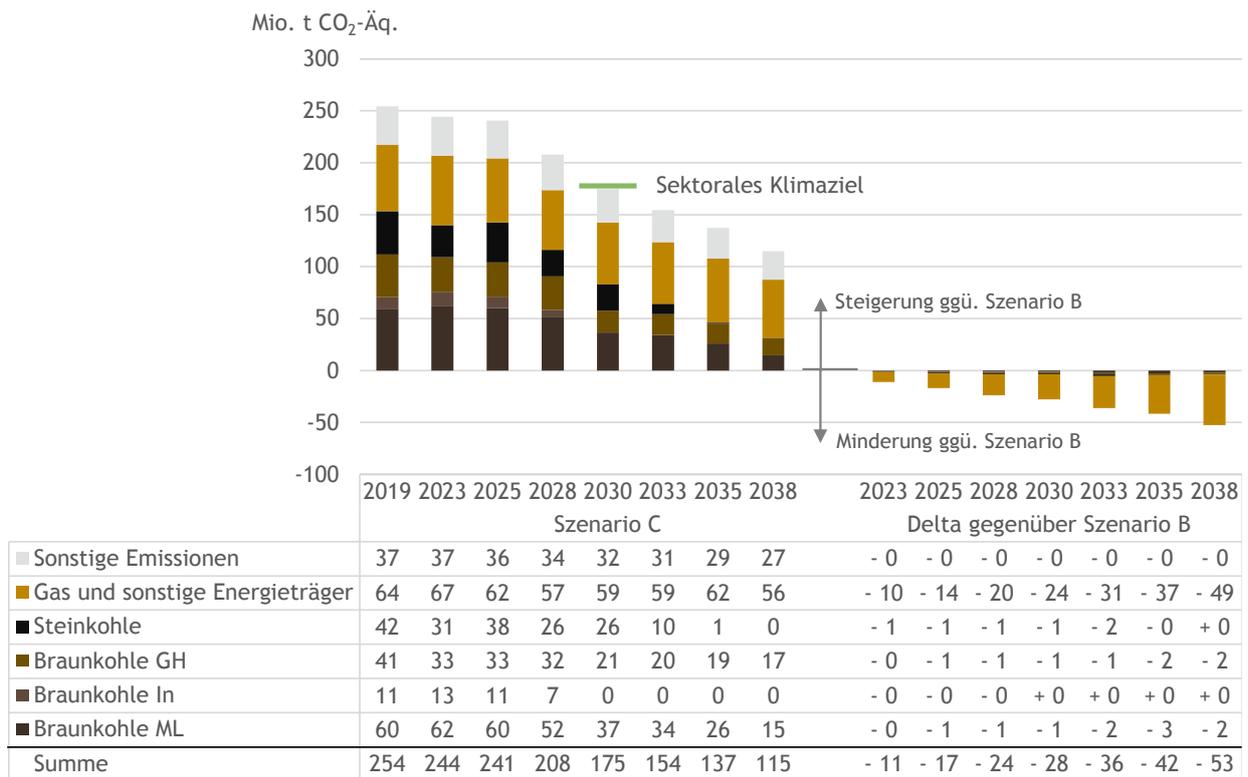


ABBILDUNG 28: TREIBHAUSGASEMISSIONEN IM DEUTSCHEN ENERGIESEKTOR IN SZENARIO C IM VERGLEICH ZU SZENARIO B

Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten auf Basis von UNFCC (2019), UBA (2019a), UBA (2019b), UBA (2020a), UBA (2020b)

Entsprechend der ähnlich hohen Stromerzeugung durch Braun- und Steinkohlekraftwerke in den Szenarien B und C ergeben sich auch für die Emissionen durch Braunkohle keine signifikanten Unterschiede. Die braunkohlebedingten Emissionen liegen in Szenario C im Jahr 2030 in Summe bei 60 Mio. t CO₂-Äq. und machen damit 34 % der Gesamtemissionen im Energiesektor aus. Ein ähnliches Bild ergibt sich bei der Steinkohleverstromung. Die Emissionen aus der Steinkohlever-

³⁰ vgl. Bundesgesetzblatt (2019). In dem Bundesgesetzblatt Jahrgang 2019 Teil I Nr. 48 (Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften vom 12. Dezember 2019) ist die Begrenzung des maximalen Ausstoßes in der Höhe von 175 Mio. t CO₂-Äq. vorgesehen. Das Gesetz orientiert sich damit an der unteren Grenze der im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung definierten Spannweite von 175 bis 183 Mio. t CO₂-Äq.

stromung liegen im Jahr 2030 bei 26 Mio. t CO₂-Äq. und damit 1 Mio. t CO₂-Äq. unterhalb der emittierten Menge in Szenario C. Insgesamt machen die Emissionen der Steinkohleverstromung im Jahr 2030 rund 15 % der Gesamtemissionen aus.

Der Rückgang der Gasverstromung in Szenario C führt zu einer deutlichen Reduktion der durch Gas und sonstige Energieträger bedingten Emissionen. Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien einhergehend steigt die Differenz zu den spezifischen Emissionen in Szenario B im Zeitverlauf an. Im Jahr 2030 wird eine Reduktion in Höhe von 35 Mio. t CO₂-Äq. erreicht. Der durch die Gasverstromung resultierende Anteil an den gesamten Emissionen des Energiesektors beläuft sich im Jahr 2030 auf rund 34 %.

5.4 EU ETS-Zertifikatepreise

Die höhere Stromnachfrage in den Szenarien B und C führt zu einem Anstieg der konventionellen Stromerzeugung im Vergleich zu Szenario A und zu steigenden Stromimporten. Diese Effekte führen zu einer zunehmenden Nachfrage nach EU ETS-Zertifikaten und in der Folge steigt auch der Zertifikatspreis. Im Szenario C steht diesen Effekten der stärkere EE-Zubau gegenüber. Die damit einhergehende zusätzliche Einspeisung führt zu einer Reduktion der konventionellen Erzeugung. In der Folge sinkt in Szenario C die Nachfrage nach Zertifikaten im Vergleich zu Szenario B.

Der Preispfad für die CO₂-Zertifikate in Szenario C wird in der Abbildung 29 dargestellt und mit den Ergebnissen der Szenarien A und B verglichen.

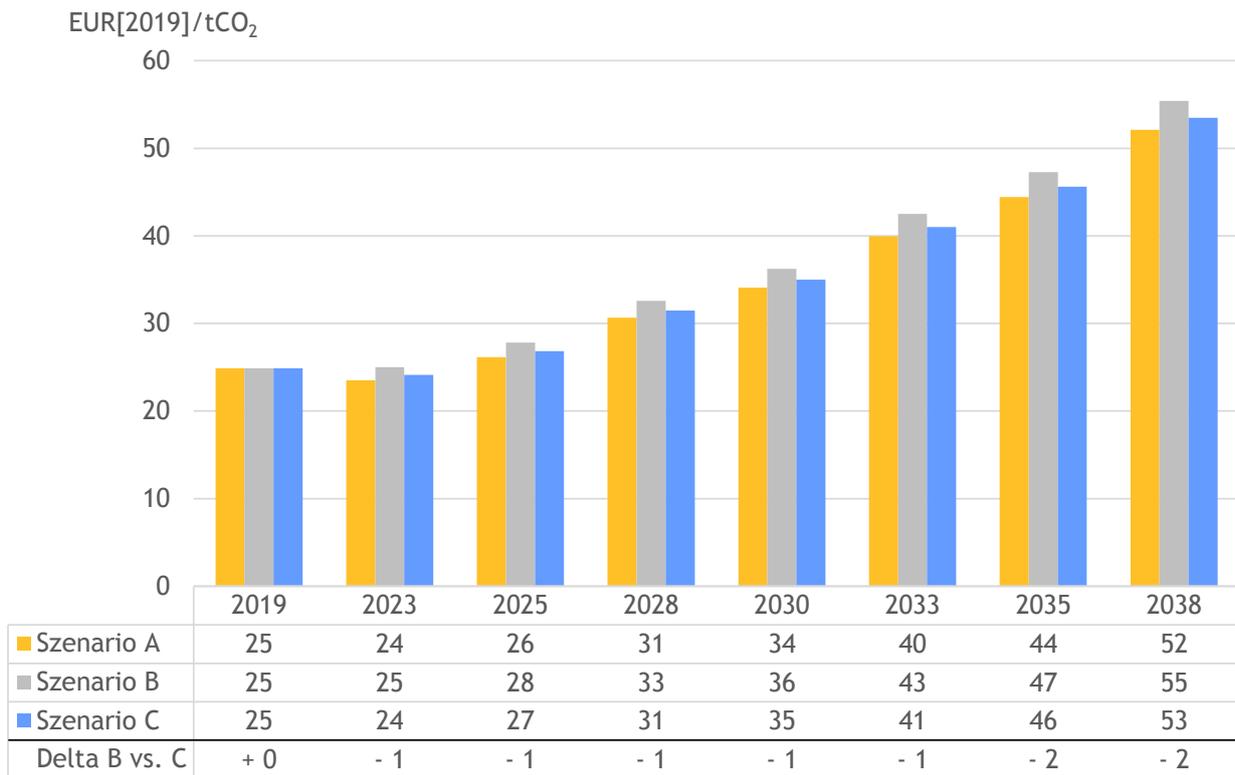


ABBILDUNG 29: PREIS FÜR EU ETS EMISSIONSZERTIFIKATE IN SZENARIO C IM VERGLEICH ZU DEN SZENARIEN A UND B

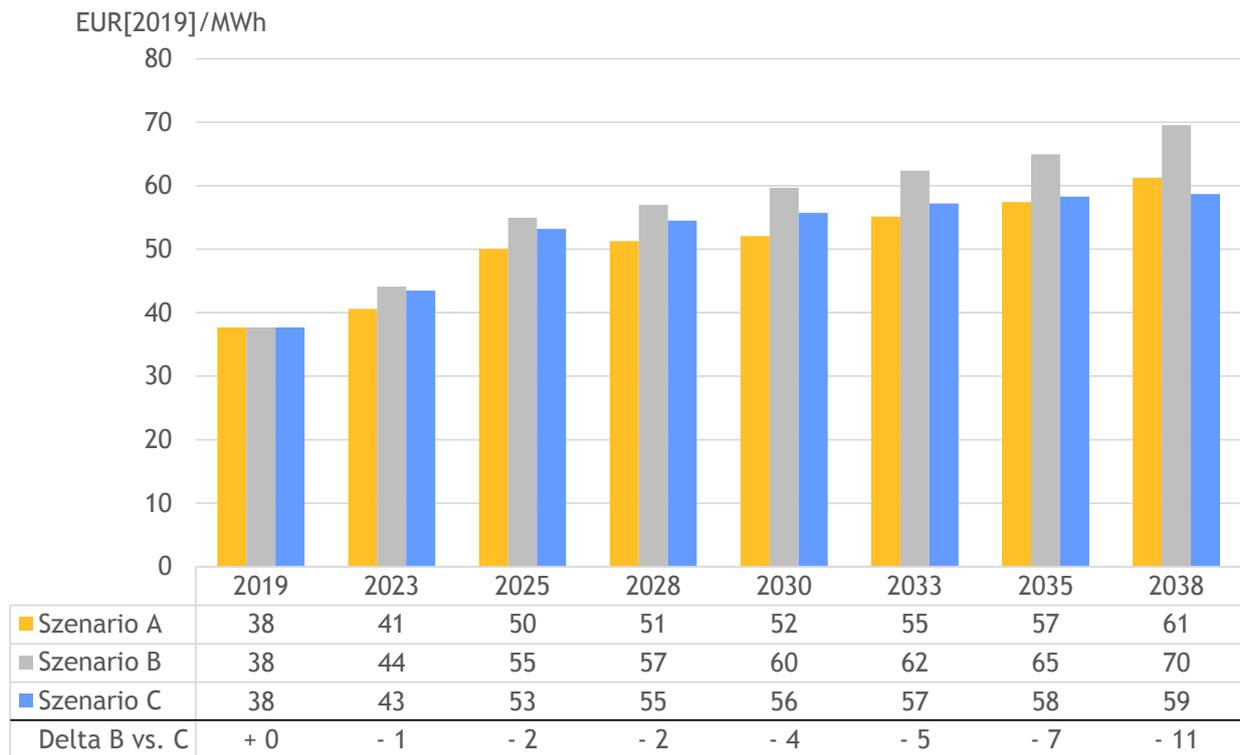
Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf EEX (2020) und EMBER (2020)

Im Jahr 2023 liegt der CO₂-Preis mit 24 €/tCO₂ zunächst etwa auf dem Niveau des Jahres 2019. In den darauffolgenden Jahren steigt dieser kontinuierlich an und bewegt sich dabei zwischen den Preisen aus den Szenarien A und B.

5.5 Großhandelsstrompreise

Für Deutschland ergeben sich in Szenario C steigende Strompreise bis zum Jahr 2038. Da aufgrund der höheren EE-Einspeisung im Vergleich zu Szenario B häufiger Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten preissetzend sind, steigen die Strompreise im Vergleich zu Szenario B weniger stark. Dieser Effekt verstärkt sich im Zeitverlauf. Zudem reduzieren die geringeren CO₂-Preise im Vergleich zu Szenario B die Großhandelsstrompreise geringfügig.

Die Entwicklung des Großhandelsstrompreises in dem Szenario C ist zusammenfassend in der Abbildung 30 dargestellt. Ein Vergleich findet mit den Ergebnissen der Szenarien A und B statt.



**ABBILDUNG 30: ENTWICKLUNG DES DURCHSCHNITTLICHEN DEUTSCHEN GROSßHANDELSSTROMPREISES
IN SZENARIO C IM VERGLEICH ZU DEN SZENARIOEN A UND B**

Quelle: eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf ENTSO-E (2020)

Der durchschnittliche Großhandelsstrompreis steigt zwischen 2019 und 2025 zunächst von 38 €/MWh auf 53 €/MWh an. Diese Entwicklung ist, wie in Szenario A und B, maßgeblich Folge des für diesen Zeitraum angenommenen Gaspreisanstiegs gemäß des WEO 2019³¹. Anschließend erfolgt ein Anstieg auf bis zu 59 €/MWh im Jahr 2038. Dies entspricht einer Steigerung von etwa 55 % gegenüber 2019. Im Vergleich zu Szenario B kommt es zu einem um -4 €/MWh niedrigeren Strompreis im Jahr 2030. Die maximale Differenz tritt im Jahr 2038 in Höhe von -11 €/MWh auf.

Im Vergleich zu Szenario A liegen die Strompreise in Szenario C geringfügig höher. Eine Ausnahme ist das Jahr 2038. Hier kommt es in Szenario C aufgrund der hohen EE-Kapazitäten verstärkt dazu, dass die EE-Stromerzeugung die inländische Nachfrage sowie die Exportmöglichkeiten übersteigt, sodass Strompreise häufiger auf Werte um Null Euro sinken.

³¹ vgl. IEA (2019). Es wird sich auf das „Stated Policies“-Szenario bezogen.

6 BRAUNKOHLEBEDARF IM RHEINISCHEN REVIER

6.1 Methodik zur Ermittlung der Braunkohlemengen

Aus den Modellergebnissen werden die Braunkohlemengen für die Strom- und Wärmebereitstellung der RWE-eigenen Kraftwerke im Rheinischen Revier abgeleitet. Als Basis dafür wird der thermische Energiebedarf der Kraftwerke verwendet, welcher den Gesamtenergiebedarf der Kraftwerke für Strom- und Wärmebereitstellung unter Berücksichtigung von Wirkungsgraden, Wärmeauskopplung und sonstigen kraftwerksbezogenen Verlusten darstellt. Dieser steht für die berechneten Stützjahre als Ergebnis der Modellierung zur Verfügung. Die thermischen Energiebedarfe werden auf Basis der Heizwerte der in den Kraftwerken aus den jeweiligen Tagebauen eingesetzten Braunkohle(-mischungen) in Braunkohlemengen umgerechnet. Der thermische Energiebedarf für die nicht-modellierten Jahre wird mittels Interpolation abgeleitet und im Folgenden näher beschrieben. Abbildung 31 verdeutlicht die Methodik.

Parameter		2030	2031	2032	2033
Installierte Kapazität	MW_{el}	C_1	C_2	C_3	C_4
Stromerzeugung	MWh_{el}	E_1^{out}	$e_2^{out} = C_2 * vls_2$	$e_3^{out} = C_3 * vls_3$	E_4^{out}
Volllaststunden	$\frac{h}{a}$	$vls_1 = \frac{E_1^{out}}{C_1}$	vls_2 (interpoliert)	vls_3 (interpoliert)	$vls_4 = \frac{E_4^{out}}{C_4}$
Wirkungsgrad	$\frac{MWh_{el}}{MWh_{th}}$	$\eta_1 = \frac{E_1^{out}}{E_1^{in}}$	η_2 (interpoliert)	η_3 (interpoliert)	$\eta_4 = \frac{E_4^{out}}{E_4^{in}}$
Thermischer Energiebedarf	MWh_{th}	E_1^{in}	$e_2^{in} = \frac{e_2^{out}}{\eta_2}$	$e_3^{in} = \frac{e_3^{out}}{\eta_3}$	E_4^{in}
Braunkohlebedarf	t	$b_1 = \frac{E_1^{in}}{H_i}$	$b_2 = \frac{e_2^{in}}{H_i}$	$b_3 = \frac{e_3^{in}}{H_i}$	$b_4 = \frac{E_4^{in}}{H_i}$

Namenskonventionen:

- Modelloutput / bekannt: C, E, H
- Ex post berechnet: e, vls, b, η

Abkürzungen:

- vls : Volllaststunden
- η : Wirkungsgrad
- C : installierte Kapazität

- E_x^{in} : thermischer Energiebedarf
- E_x^{out} : Stromerzeugung
- b_x : Braunkohlebedarf
- H_i : Heizwert

ABBILDUNG 31: ABLEITUNG DES JÄHRLICHEN THERMISCHEN ENERGIEBEDARFS DER NICHT-MODELLIERTEN JAHRE

Quelle: eigene Darstellung

Exemplarisch für den gesamten betrachteten Zeitraum sind die Jahre 2030 bis 2033 dargestellt. Die Jahre 2030 und 2033 wurden modelliert. Die Jahre 2031 und 2032 wurden nicht modelliert und entsprechend müssen die jeweiligen thermischen Energiebedarfe und Braunkohlemengen angenähert werden.

Zunächst werden die Volllaststunden der Stützjahre 2030 und 2033 pro Kraftwerksblock aus den Modellergebnissen bestimmt und für die Zwischenjahre linear interpoliert. Falls der Kraftwerksblock im Jahr 2033 bereits stillgelegt wurde, werden die Volllaststunden mittels eines Trendfaktors fortgeschrieben. Der Trendfaktor wird auf Basis der mittleren kapazitätsgewichteten Volllaststunden des späteren Stützjahres berechnet und weist somit den Trend der Braunkohleverstromung zwischen den Stützjahren aus.

Die erzeugte Strommenge in den Zwischenjahren ergibt sich aus dem Produkt der installierten Kapazität und der Volllaststunden.

Zur Abschätzung der thermischen Energiebedarfe werden die realisierten Nettowirkungsgrade benötigt. Für die Zwischenjahre werden die Netto-Wirkungsgrade durch lineare Interpolation ermittelt. Falls ein Block im späteren Stützjahr bereits stillgelegt wurde, wird auf den durchschnittlichen realisierten Netto-Wirkungsgrad des letzten Stützjahres zurückgegriffen. Der thermische Energiebedarf der Kraftwerksblöcke ergibt sich, indem die Netto-Stromerzeugung durch den Netto-Wirkungsgrad dividiert wird.

Die Ableitung des Braunkohlebedarfs aus dem thermischen Energiebedarf erfolgt mittels Division des thermischen Energiebedarfs durch den Heizwert der im Kraftwerk verwendeten Braunkohle³². Im Rheinischen Revier gibt es derzeit drei Tagebaue, die unter anderem die drei Großkraftwerke Weisweiler, Neurath und Niederaußem versorgen. Das Kraftwerk Weisweiler wird dabei ausschließlich vom Tagebau Inden versorgt. Nach Angaben von RWE und Agora (2017) beträgt der Heizwert der Rohbraunkohle aus Inden $2,2 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{t}$. Die Tagebaue Hambach und Garzweiler sind jeweils mit den Kraftwerken Neurath und Niederaußem gekoppelt, wodurch hier eine Mischversorgung möglich ist. Auf Basis von Schwarz et al. (2006) beträgt der Heizwert der Braunkohle aus Hambach ca. $2,78 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{t}$ und aus Garzweiler ca. $2,22 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{t}$ ³³. Gemäß RWE-Angaben ist die verbleibende Kohlemenge aus Hambach deutlich geringer als die aus Garzweiler, die verbleibende Kohlemenge aus Hambach wird zudem überwiegend der Veredlung zugeführt. Der Mischheizwert der für die Verstromung zur Verfügung stehenden Braunkohle liegt daher mit $2,24 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{t}$ annahmegemäß nur geringfügig über dem aus Garzweiler.

Berücksichtigung von Sondereffekten im Zusammenhang mit COVID-19

Aufgrund der besonderen Umstände im Jahr 2020, hervorgerufen durch die COVID-19 Krise, werden für die Jahre 2021 und 2022 zwei mögliche Entwicklungspfade aufgezeigt. Diese sollen kurzfristige Sondereffekte, bspw. eine reduzierte Stromnachfrage und den Rückgang der Gaspreise, berücksichtigen bzw. vernachlässigen und somit einen Korridor aufspannen.

³² Grundsätzlich gilt, dass der Braunkohlebedarf eines Kraftwerks vom Heizwert der verfeuerten Braunkohle abhängt. Ein niedriger Heizwert der Braunkohle führt bei gleichem Energiebedarf zu einem entsprechend höheren Kohlebedarf und umgekehrt.

³³ Gemäß RWE Angaben kann der Heizwert der Kohle aus Garzweiler durch Verunreinigungen, welche in einem höheren Ascheanteil resultieren, unter $8.000 \text{ kJ}/\text{kg}$ liegen.

Ohne Berücksichtigung von Sondereffekten würde sich im Jahr 2020 aus der Modellierung eine Nettostromerzeugung aus Braunkohle in Höhe von 91 TWh_{el} ergeben. Anschließend wird zwischen den Jahren 2020 und 2023 gemäß der beschriebenen Methodik interpoliert.

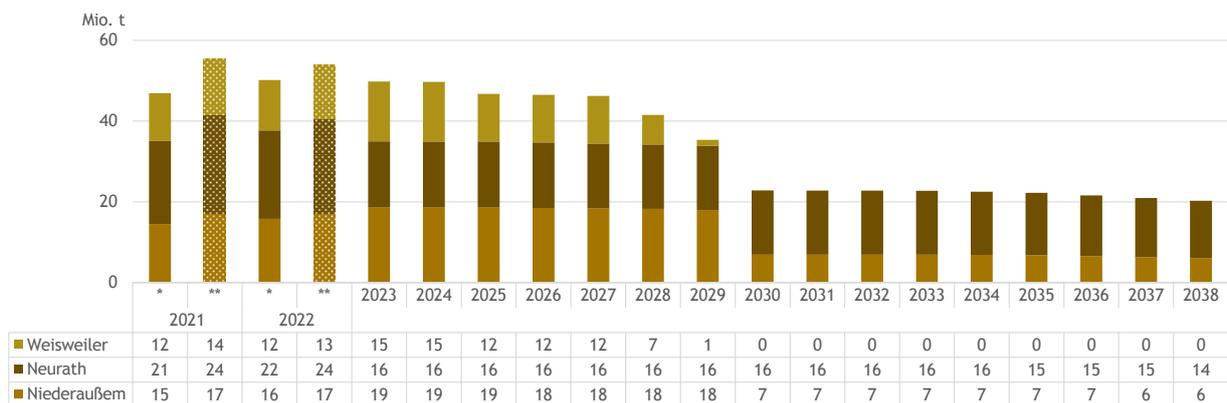
Um Sondereffekte durch COVID-19 zu berücksichtigen, werden die historischen Erzeugungsdaten des Jahres 2020 (bis einschließlich 13. Mai) der Braunkohlekraftwerke von 25 TWh_{el} auf das Gesamtjahr hochskaliert, was einer Stromerzeugung von 67 TWh_{el} für das Jahr 2020 entspricht³⁴. Durch die Interpolation der Braunkohlemengen zwischen den Jahren 2020 und 2023, wird für die Jahre 2021 und 2022 ein (über die Zeit abnehmender) Sondereffekt durch Corona unterstellt.

6.2 Ergebnisse Szenario A

Die Rahmenbedingungen des Szenarios A sind durch eine nahezu konstante Stromnachfrage gekennzeichnet. Der angenommene EE-Ausbau ermöglicht die Erfüllung des Ziels der Bundesregierung im Jahr 2030 einen Anteil in Höhe von 65 % Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zu erreichen.

Auf Basis der Ergebnisse der Strommarktmodellierung und der oben beschriebenen Methodik lässt sich der Braunkohlebedarf ableiten.

zeigt den Braunkohlebedarf der Großkraftwerke in Szenario A. Der gesamte Bedarf im Rheinischen Revier liegt in den Jahren 2021 bis 2028 in Szenario A durchgehend über 40 Mio. t Braunkohle. Werden in den Jahren 2021 und 2022 Sondereffekte durch COVID-19 nicht berücksichtigt, steigt der Bedarf in diesen Jahren um 7 Mio. t bzw. 4 Mio. t. Zwischen den Jahren 2028 bis 2030 sinkt der Bedarf auf ca. 23 Mio. t und verbleibt anschließend relativ konstant.



* Annahme: bis 2022 Sondereffekte durch COVID-19
 ** Annahme: ab 2021 keine Sondereffekte durch COVID-19

ABBILDUNG 32: BRAUNKOHLEBEDARF IM SZENARIO A ZUR STROM- UND WÄRMEBEREITSTELLUNG DER GROßKRAFTWERKE IM RHEINISCHEN REVIER IM ZEITRAUM 2021 BIS 2038

Quelle: eigene Berechnungen

³⁴ historische Daten: vgl. Fraunhofer ISE (2020b)

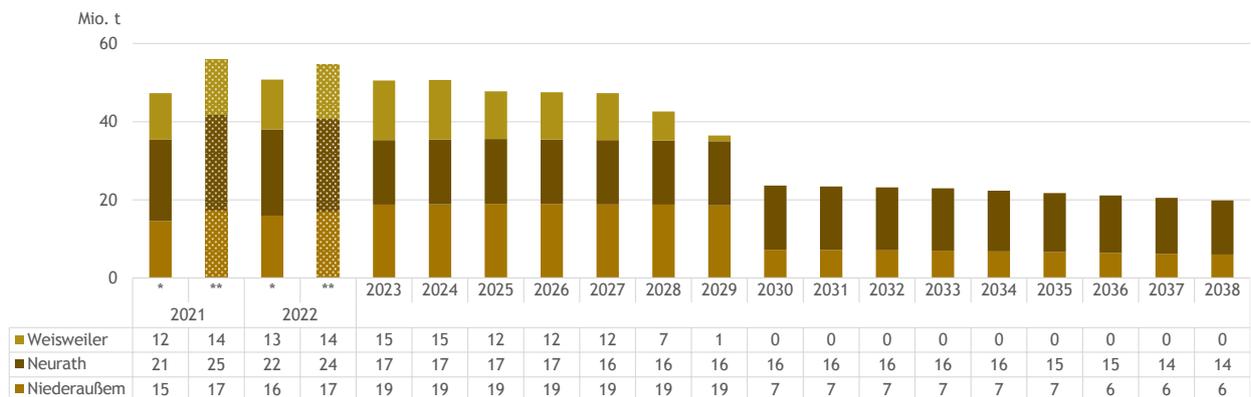
Bis 2022 weist das Kraftwerk Neurath den höchsten Bedarf der rheinischen Braunkohlekraftwerke auf. In den Folgejahren bis einschließlich 2029 wird dieses vom Kraftwerk Niederaußem abgelöst. Ab dem Jahr 2030 dreht sich dieses Verhältnis abermals um. Grund hierfür sind die Stilllegungen mehrerer Blöcke in Neurath in 2022 und in Niederaußem zum Ende des Jahres 2029. Im Jahr 2029 wird der letzte Block im Kraftwerk Weisweiler abgeschaltet.

Es ergibt sich ein Gesamtbraunkohlebedarf der Großkraftwerke für den Zeitraum 2021 bis 2038 in Szenario A von ca. 612 Mio. t (mit Sondereffekten durch COVID-19) und von ca. 624 Mio. t (ohne Sondereffekte durch COVID-19).

6.3 Ergebnisse Szenario B

In Szenario B wird, anders als in Szenario A, von einer steigenden nationalen Stromnachfrage ausgegangen. Der EE-Ausbaupfad wird zwischen den Szenarien A und B nicht variiert.

Abbildung 33 zeigt den Braunkohlebedarf der Großkraftwerke in Szenario B. Der Bedarf liegt analog zu Szenario A bis 2028 durchgehend über 40 Mio. t Braunkohle und dann bis 2030 auf ca. 23 Mio. t. Anschließend verbleibt der Wert relativ konstant.



* Annahme: bis 2022 Sondereffekte durch COVID-19
 ** Annahme: ab 2021 keine Sondereffekte durch COVID-19

ABBILDUNG 33: BRAUNKOHLEBEDARF IM SZENARIO B ZUR STROM- UND WÄRMEBEREITSTELLUNG DER GROßKRAFTWERKE IM RHEINISCHEN REVIER IM ZEITRAUM 2021 BIS 2038

Quelle: eigene Berechnungen

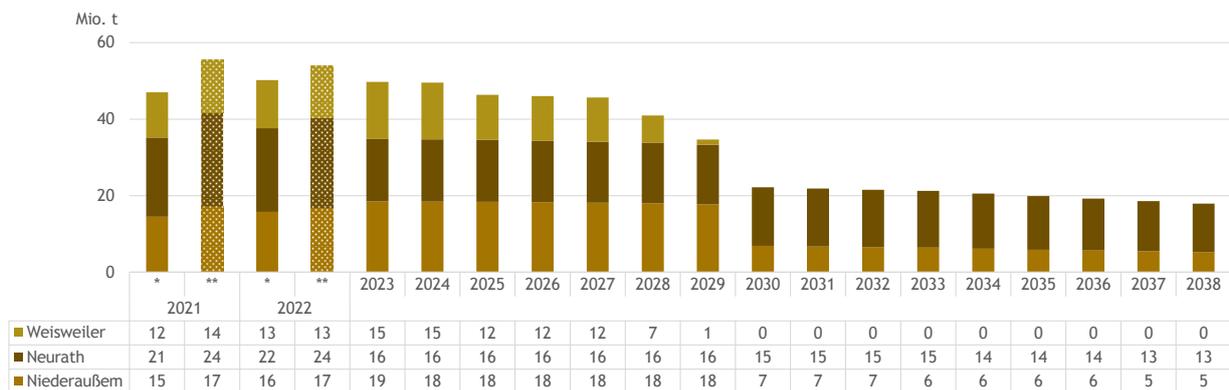
Im Vergleich zu Szenario A liegen Braunkohlemengen aufgrund der höheren Volllaststunden der Kraftwerke bis 2033 höher. Die erhöhte Stromnachfrage begünstigt in diesem Szenario die Braunkohle, wird allerdings vor allem durch Gasverstromung und Importe gedeckt. Ab 2033 fallen die Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier ab 2035 geringfügig niedriger aus als in Szenario A. Der wesentliche Treiber sind die, im Vergleich zu Szenario A, höheren CO₂-Preise. Hierdurch beginnt der Fuel-Switch zwischen Gas und Braunkohle in Szenario B bereits früher einzusetzen.

Insgesamt ergibt sich ein Gesamtbraunkohlebedarf der Großkraftwerke für den Zeitraum 2021 bis 2038 in Szenario B von ca. 620 Mio. t (mit Sondereffekten durch COVID-19) und von ca. 632 Mio. t (ohne Sondereffekte durch COVID-19).

6.4 Ergebnisse Szenario C

Analog zu Szenario B wird in Szenario C von einer steigenden nationalen Stromnachfrage ausgegangen. Im Gegensatz zu Szenario B, werden in Szenario C die Ausbaupfade für die Erneuerbaren Energien erhöht. Die angepassten Annahmen ermöglichen die Erreichung des von der Bundesregierung festgelegten Ziels für den EE-Anteil an dem Bruttostromverbrauch.

Abbildung 34 zeigt den Braunkohlebedarf der Großkraftwerke in Szenario C. Der Bedarf liegt analog zu Szenario A und B bis 2028 durchgehend über 40 Mio. t Braunkohle und dann bis 2030 auf ca. 22 Mio. t. Anschließend sinkt der Wert konstant bis zum Ende der Braunkohleverstromung im Jahr 2038 auf 18 Mio. t.



* Annahme: bis 2022 Sondereffekte durch COVID-19
 ** Annahme: ab 2021 keine Sondereffekte durch COVID-19

ABBILDUNG 34: BRAUNKOHLEBEDARF IM SZENARIO C ZUR STROM- UND WÄRMEBEREITSTELLUNG DER GROßKRAFTWERKE IM RHEINISCHEN REVIER IM ZEITRAUM 2021 BIS 2038

Quelle: eigene Berechnungen

Im Vergleich zu Szenario B liegen die Braunkohlemengen aufgrund der geringeren Volllaststunden der Kraftwerke durchgängig niedriger. Die niedrigeren Volllaststunden sind eine Folge des Anstiegs der Einspeisung durch Erneuerbare Energien. Speziell ab 2028 steigt der Anteil der Stunden, in denen Erneuerbare Energien die gesamte deutsche Nachfrage (plus mögliche Exporte) decken, gegenüber Szenario B.

Insgesamt ergibt sich ein Gesamtbraunkohlebedarf der Großkraftwerke für den Zeitraum 2021 bis 2038 in Szenario C von ca. 593 Mio. t (mit Sondereffekten durch COVID-19) und von ca. 605 Mio. t (ohne Sondereffekte durch COVID-19).

6.5 Gegenüberstellung der Ergebnisse

Der gesamte Braunkohlebedarf der Großkraftwerke im Rheinischen Revier liegt für die betrachteten Szenarien und den Zeitraum 2021 bis 2038 im Bereich zwischen 593 und 632 Mio. t. Die Berücksichtigung von Sondereffekten durch die COVID-19 Krise führt im Zeitraum 2021 bis 2022 in allen Szenarien zu einer Reduktion von insgesamt ca. 12 Mio. t³⁵.

Tabelle 3 stellt den Braunkohlebedarf in den drei betrachteten Szenarien gegenüber.

TABELLE 3: BRAUNKOHLEBEDARF DER GROßKRAFTWERKE IM RHEINISCHEN REVIER IM ZEITRAUM 2021 BIS 2038

	Szenario A	Szenario B	Szenario C
Garzweiler und Hambach	514 bis 523 Mio. t	519 bis 529 Mio. t	496 bis 505 Mio. t
Inden	98 bis 101 Mio. t	101 bis 103 Mio. t	97 bis 100 Mio. t
Summe	612 bis 624 Mio. t	620 bis 632 Mio. t	593 bis 605 Mio. t

Quelle: eigene Berechnungen

Die gezeigten Ergebnisse stellen den Braunkohlebedarf für Großkraftwerke im Rheinischen Revier im Zeitraum 2021 bis 2038 dar. Nicht berücksichtigt sind Braunkohlemengen für die Veredlungsanlagen (rd. 138 - 153 Mio. t³⁶) sowie ein möglicher Abruf des Kraftwerksblocks in Niederaußem, welcher nach Vorgabe durch den Bund für den Zeitraum 2030 bis einschließlich 2033 in die Sicherheitsbereitschaft überführt wird. Diese Bedarfe sind bei der Bestimmung des Gesamtbedarfs an rheinischer Braunkohle zum Bedarf für die Verstromung zusätzlich zu berücksichtigen.

³⁵ DIW (2020) beziffert den „Corona-Effekt“ ebenfalls mit einer Reduktion um 12 Mio. t Braunkohle.

³⁶ Der kumulierte Braunkohlebedarf der Veredlung für den Zeitraum 2021 bis 2038 wird von RWE auf ca. 153 Mio. t geschätzt. DIW (2020) geht von 138 Mio. t für den Zeitraum 2021-2038 aus.

LITERATURVERZEICHNIS

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB, 2020a): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - 1990 bis 2018, März 2020.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB, 2020b): Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2019, Februar 2020.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (AGEE, 2020): Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung der Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat.), Stand: Februar 2020.

Agora Energiewende (Agora, 2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft - Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen, Mai 2017.

Atomgesetz (Atomgesetz, 2019): Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz), Dezember 2019.

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

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU, 2019): Entwurf eines Gesetzes zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften, Oktober 2019.

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

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2020): Gesetzentwurf für den Kohleausstieg, Januar 2020.

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

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

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2018c): Netzentwicklungsplan 2030 - Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 - Stand: 15. Juni 2018

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2019a): Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur - Stand: 07.03.2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2019b): Veröffentlichung Zu- und Rückbau - Stand: 07.03.2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2019c): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand: 11.11.2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2019d): Veröffentlichung Zu- und Rückbau - Stand: 11.11.2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2019e): Netzentwicklungsplan Strom 2030.

Bundesnetzagentur / SMARD.de (BNetzA, 2020): Strommarktdaten , URL: https://smard.de/home/downloadcenter/download_kraftwerksdaten/, (abgerufen am 14.02.2020).

BT-Drs. 19/17342 (BT-Drs. 19/17342, 2020): Drucksache des Deutschen Bundestages 19/17342: Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz).

Bundesgesetzblatt (2019): Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften, vom 12. Dezember 2019.

CME Group (CME, 2020): Coal (API2) CIF ARA (ARGUS-McCloskey) Futures Quotes, URL: <https://www.cmegroup.com/trading/energy/coal/coal-api-2-cif-ara-argus-mccloskey.html> (abgerufen am 12. März 2020).

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

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

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin (DIW, 2020): Garzweiler II: Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit des Tagebaus. Gutachten. Berlin, Mai 2020.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI, 2019): Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO₂-Emissionen und ausgewählte Industrien. Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE), August 2019.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI, 2020): Diskussion zukünftiger Herausforderungen von Versorgungssicherheit im Strommarkt 2.0, Februar 2020.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2019): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 3 vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1719, 1722) geändert worden ist.

European Energy Exchange (EEX, 2020): Market data - Environmental Markets, 2020.

EMBER (EMBER, 2020): EU ETS Dashboard URL: http://sandbag-climate.github.io/EU_ETS_Dashboard.html (abgerufen am 04. März 2020).

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

Europäische Kommission (EK, 2020a): Emissionsobergrenzen und -zertifikate, URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap_de#tab-0-0, (abgerufen am 05. Januar 2020).

Europäische Kommission (EK, 2020b): European Commission launches public consultation on 2030 Climate Target Plan, URL: <https://ec.europa.eu/inea/en/news-events/newsroom/european-commission-launches-public-consultation-2030-climate-target-plan>, (abgerufen am 22. Mai 2020).

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E, 2020): ENTSO-E Transparency Platform, URL: <https://transparency.entsoe.eu/>, (abgerufen am 01. März 2020).

Fraunhofer ISE (Fraunhofer ISE, 2020a): Energy Charts - Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland, März 2020.

Fraunhofer ISE (Fraunhofer ISE, 2020b): Energy Charts - Monatliche Stromerzeugung in Deutschland, Mai 2020.

Intercontinental Exchange (ICE, 2020): Dutch TTF Gas Futures, URL: <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5132983>, (abgerufen am 12. März 2020).

International Energy Agency (IEA, 2019): World Energy Outlook 2019, November 2019.

Bundesregierung (Klimaschutzprogramm, 2019): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 - Stand: 8. Oktober 2019.

Öko-Institut e.V. (Ökoinstitut, 2018): Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen, Juli 2018.

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

Schwarz, Gunther; Roth, Dieter (Schwarz et al., 2006): Kohleonlineanalyse im Rheinischen Braunkohlerevier: Automatische Probenahme und Online-Analyse der Braunkohle mit Röntgenfluoreszenz. RWE Power AG. Erschienen in: Chemie im Kraftwerk 2006. Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften - VGB. 2006. URL: https://www.apc-analytics.com/sites/default/files/pdf_documents/vgb_01_0.pdf, (abgerufen am 20. Mai 2020).

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

Umweltbundesamt (UBA, 2019a): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019, Mai 2019.

Umweltbundesamt (UBA, 2019b): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2018, April 2019.

Umweltbundesamt (UBA, 2020a): Entwicklung der Kohlendioxid-Emissionen der fossilen Stromerzeugung nach eingesetzten Energieträgern in Millionen Tonnen, Januar 2020.

Umweltbundesamt (UBA, 2020b): Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Dessau-Roßlau, März 2020.

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC, 2019): Common Reporting Format for the provision of inventory information by Annex I Parties to the UNFCCC.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
BoA	Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik
BRD	Bundesrepublik Deutschland
CME	Chicago Mercantile Exchange Inc.
CP	Current Policies (Szenario des World Energy Outlook)
dena	deutsche Energie-Agentur
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EK	Europäische Kommission
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (dt. Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EU	Europäische Union
EU ETS	EU Emissions Trading System
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH
GH	Garzweiler und Hambach
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke
ICE	Intercontinental Exchange
IEA	International Energy Agency
In	Inden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
ML	Mitteldeutschland und Lausitz
MSR	Marktstabilitätsreserve
PV	Photovoltaik
SD	Sustainable Development (Szenario des World Energy Outlook 2019)
SP	Stated Policies (Szenario des World Energy Outlook 2019)
THG	Treibhausgas

TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UBA	Umweltbundesamt
UNFCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
WEO	World Energy Outlook

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Nettostromnachfrage (inkl. Leitungsverluste) und Jahreshöchstlast in Deutschland in Szenario A ...	6
Abbildung 2: Exogener Ausbaupfad Erneuerbarer Energien in Szenario A	7
Abbildung 3: Nettostromnachfrage (inkl. Leitungsverluste) und Jahreshöchstlast in Deutschland in Szenario B ...	8
Abbildung 4: Exogener Ausbaupfad Erneuerbarer Energien in Szenario C im Vergleich zu den Szenarien A und B ..	9
Abbildung 5: Stilllegungspfad der Braun- und Steinkohlekraftwerke	12
Abbildung 6: Aufschlüsselung der Kosten der Braunkohleverstromung	13
Abbildung 7: Entwicklung des Gaspreises	14
Abbildung 8: Entwicklung des Preises für Steinkohle	15
Abbildung 9: Ausgegebene Zertifikatmenge im EU ETS	16
Abbildung 10: Volllaststunden der Erneuerbaren Energien	17
Abbildung 11: Bruttostromnachfrage im europäischen Ausland	17
Abbildung 12: Interkonnektorkapazitäten zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten	18
Abbildung 13: Kapazitätsentwicklung konventionelle Kraftwerke in Szenario A	20
Abbildung 14: Nettostromerzeugung und Importsaldo in Deutschland in Szenario A	21
Abbildung 15: Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier in Szenario A	22
Abbildung 16: Treibhausgasemissionen im deutschen Energiesektor in Szenario A	23
Abbildung 17: Preis für EU ETS Emissionszertifikate in Szenario A	25
Abbildung 18: Entwicklung des durchschnittlichen deutschen Großhandelsstrompreises in Szenario A	26
Abbildung 19: Kapazitätsentwicklung konventionelle Kraftwerke in Szenario B im Vergleich zu Szenario A	27
Abbildung 20: Nettostromerzeugung und Importsaldo in Deutschland in Szenario B im Vergleich zu Szenario A ..	28
Abbildung 21: Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier in Szenario B im Vergleich zu Szenario A	29
Abbildung 22: Treibhausgasemissionen im deutschen Energiesektor in Szenario B im Vergleich zu Szenario A ...	31
Abbildung 23: Preis für EU ETS Emissionszertifikate in Szenario B im Vergleich zu Szenario A	32
Abbildung 24: Entwicklung des durchschnittlichen deutschen Großhandelsstrompreises in Szenario B im Vergleich zu Szenario A	33
Abbildung 25: Kapazitätsentwicklung konventionelle Kraftwerke in Szenario C im Vergleich zu Szenario B	34
Abbildung 26: Nettostromerzeugung und Importsaldo in Deutschland in Szenario C im Vergleich zu Szenario B ..	35
Abbildung 27: Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier in Szenario C im Vergleich zu Szenario B	37
Abbildung 28: Treibhausgasemissionen im deutschen Energiesektor in Szenario C im Vergleich zu Szenario B ...	38
Abbildung 29: Preis für EU ETS Emissionszertifikate in Szenario C im Vergleich zu den Szenarien A und B	40
Abbildung 30: Entwicklung des durchschnittlichen deutschen Großhandelsstrompreises in Szenario C im Vergleich zu den Szenarien A und B	41
Abbildung 31: Ableitung des jährlichen thermischen Energiebedarfs der nicht-modellierten Jahre	42
Abbildung 32: Braunkohlebedarf im Szenario A zur Strom- und Wärmebereitstellung der Großkraftwerke im Rheinischen Revier im Zeitraum 2021 bis 2038	44
Abbildung 33: Braunkohlebedarf im Szenario B zur Strom- und Wärmebereitstellung der Großkraftwerke im Rheinischen Revier im Zeitraum 2021 bis 2038	45
Abbildung 34: Braunkohlebedarf im Szenario C zur Strom- und Wärmebereitstellung der Großkraftwerke im Rheinischen Revier im Zeitraum 2021 bis 2038	46
Abbildung 35: Modellierte Regionen in DIMENSION+	57
Abbildung 36: Schematische Darstellung des Energiesystemmodells DIMENSION+	59
Abbildung 37: Nettostromerzeugung und Importsaldo in Szenario A - Vergleich Dispatch und Investitionsrechnung	60
Abbildung 38: Nettostromerzeugung und Importsaldo in Szenario B - Vergleich Dispatch und Investitionsrechnung	61

Abbildung 39: Nettostromerzeugung und Importsaldo in Szenario C - Vergleich Dispatch und Investitionsrechnung 62

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Übersicht der Annahmen in den Szenarien A, B und C	5
Tabelle 2: Stilllegungspfad der Braun- und Steinkohlekraftwerke	11
Tabelle 3: Braunkohlebedarf der Großkraftwerke im Rheinischen Revier im Zeitraum 2021 bis 2038.....	47

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.³⁷

Die im Modell simulierten Jahre sowie die innerjährliche zeitliche Auflösung können beliebig gewählt werden. Derzeit sind in DIMENSION+ 28 Länder abgebildet (Abbildung 35), die im Wesentlichen mit der EU28 übereinstimmen. Sämtliche Kraftwerke und Stromspeicher dieser Länder sind in der ständig aktualisierten EWI Datenbank erfasst.

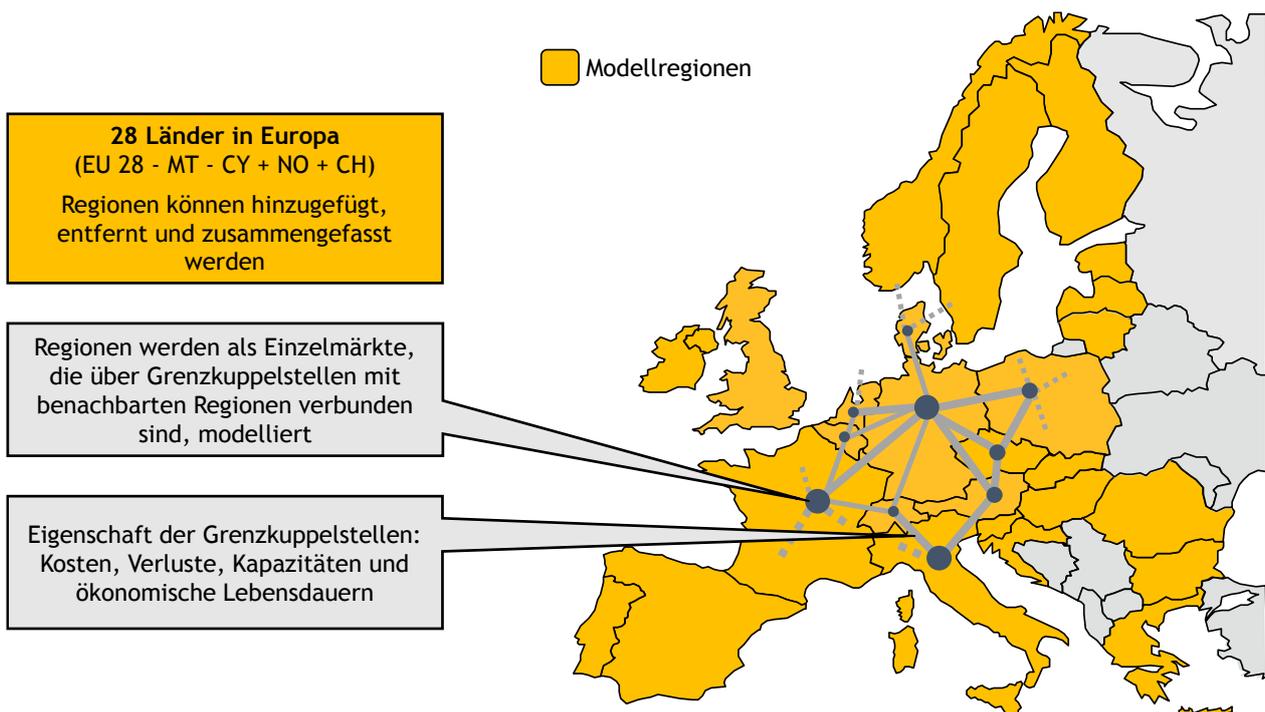


ABBILDUNG 35: MODELLIERTE REGIONEN IN DIMENSION+

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.

³⁷ 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. Diese Aufgabe können neben stillgelegten Kohle- und Gaskraftwerken beispielsweise offene Gasturbinen, Dieselgeneratoren, Pumpspeicherkraftwerke, Demand Side Management (DSM) oder Batteriespeicher übernehmen. Stromimporte können im Spitzenlastfall mit 30 % der Importkapazität zur gesicherten Leistung beitragen können. Wind Onshore und Offshore kann mit 5% zur gesicherten Leistung beitragen, während Photovoltaik keinen Beitrag leisten kann.

A.2 Ergebnisvalidierung mittels hochaufgelöster Kraftwerkseinsatzmodellierung

A.2.1 Begründung und Methodik

Das Energiesystemmodell DIMENSION+ ist ein Simulationsmodell für die europäischen Strommärkte. Das Modell berechnet zum einen, wie sich die installierten Kapazitäten von Kraftwerken und Stromspeichern in Europa langfristig entwickeln („Invest“). Dabei wird ein kostenminimierender Einsatz sowie Zubau und Rückbau der unterschiedlichen Technologien unterstellt. Zum anderen kann auf Basis der so ermittelten Kapazitäten des europäischen Kraftwerksparks eine hochaufgelöste Simulation des Kraftwerkseinsatzes erfolgen, indem stündliche Lastprofile eines Jahres zugrunde gelegt werden („Dispatch“). Abbildung 36 zeigt diesen Zusammenhang schematisch auf.

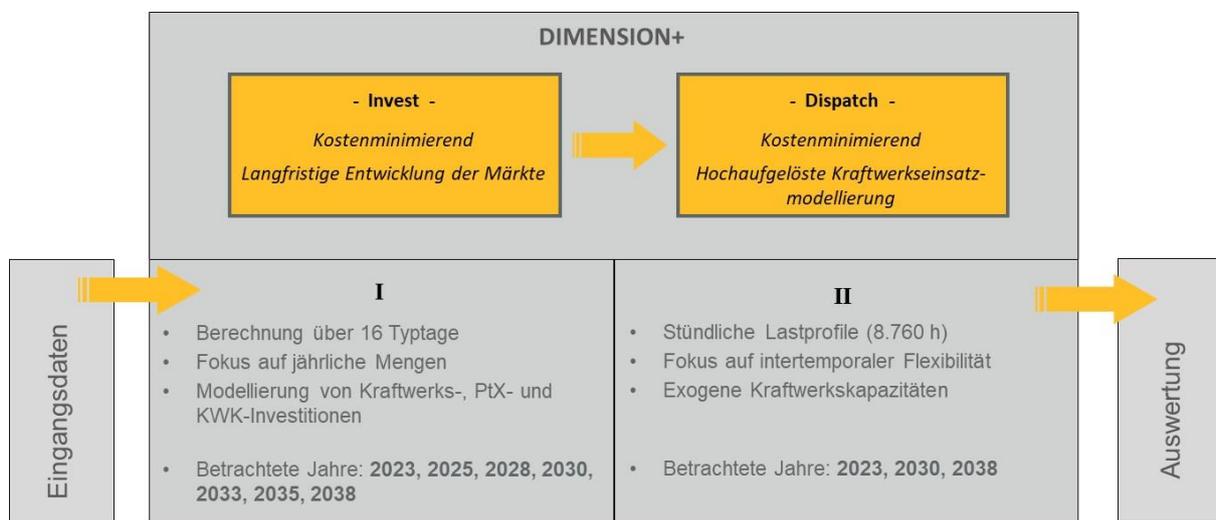


ABBILDUNG 36: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES ENERGIESYSTEMMODELLS DIMENSION+

Quelle: eigene Darstellung

Die Investitionsrechnung betrachtet den Zeithorizont bis 2038 und berechnet die Stützjahre 2023, 2025, 2028, 2030, 2033, 2035, 2038. Die Berechnung erfolgt auf Basis von 16 Typtagen, welche verschiedene repräsentative Tage eines Jahres abbilden. Die Auswahl der Typtage erfolgt mittels Methoden des maschinellen Lernens (Clustering Algorithmen) denen historische Zeitreihen zugrunde liegen. Der Dispatch berechnet den Kraftwerkseinsatz in stündlicher Auflösung jeweils für die Jahre 2023, 2030 und 2038 und dient der präzisen Abbildung von intertemporaler Flexibilität, etwa durch Berücksichtigung von technischen Restriktionen wie der Anfahrtschwindigkeit verschiedener Kraftwerkstypen. Der Invest liefert somit eine kostenoptimale Betrachtung des gesamten Zeitraums, welche durch hochaufgelöste Rechnungen einzelner Jahre im Dispatch kontrolliert und validiert werden.

A.2.2 Modellergebnisse der Szenarien

Szenario A

Die Ergebnisse der jährlichen Stromerzeugungsmengen nach Energieträger sind in Abbildung 37 aufgeführt. Die Abbildung auf der linken Seite zeigt die absolute Stromerzeugung der Dispatch-rechnungen, die Abbildung auf der rechten Seite zeigt die Differenz zu den Ergebnissen der Investitionsrechnung wie in Kapitel 3.2 dargestellt.

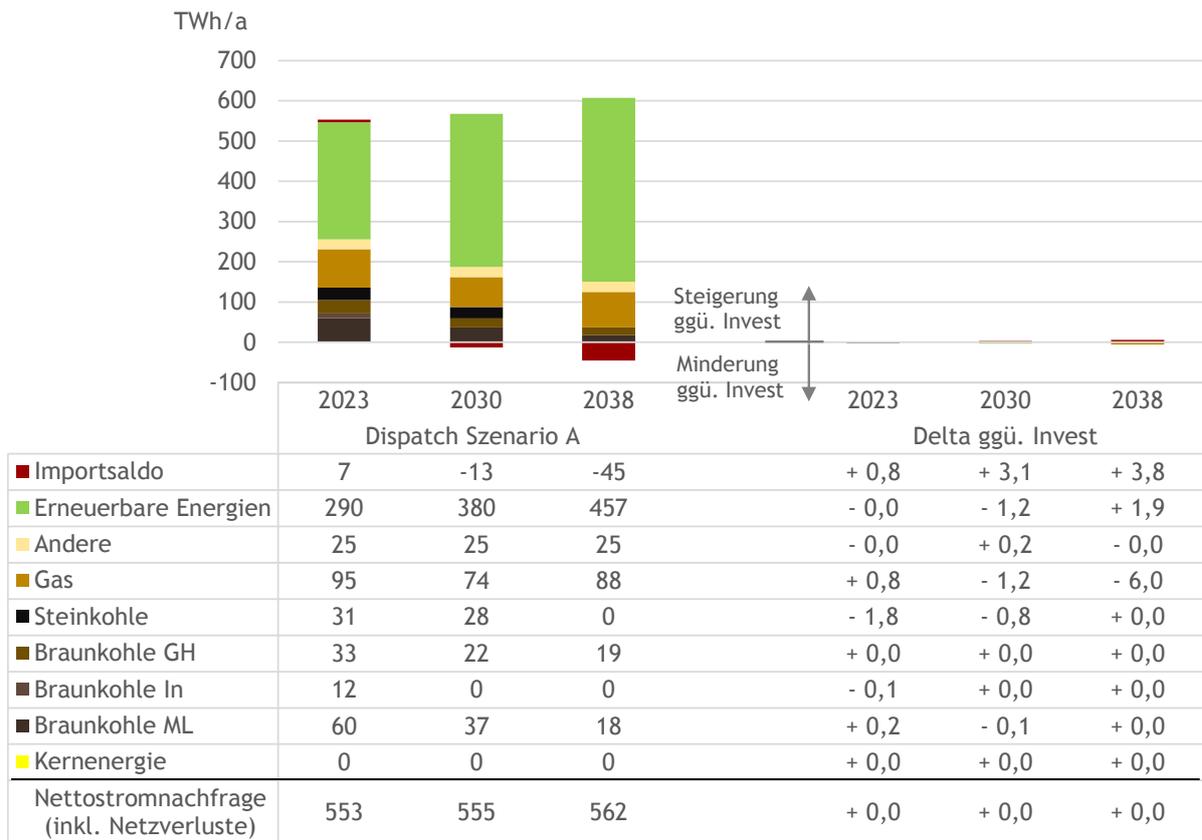


ABBILDUNG 37: NETTOSTROMERZEUGUNG UND IMPORTSALDO IN SZENARIO A - VERGLEICH DISPATCH UND INVESTITIONSRECHNUNG

Quelle: eigene Berechnungen

In der Analyse zeigen sich geringe Abweichungen zwischen Invest und Dispatch, wobei die größten Unterschiede bei der Gasverstromung und dem Außenhandel auftreten. Die Ergebnisse der Dispatch-Modellrechnungen zeigen für Deutschland in allen Jahren ein geringfügig erhöhtes Importsaldo und ab 2030 eine reduzierte Stromerzeugung aus Gas. Die Erzeugung von Braunkohle ist nur marginal betroffen.

Die Braunkohleverstromung in Investitions- und Dispatchrechnungen ist für Szenario A sehr ähnlich. Die Verstromung aus Garzweiler und Hambach (Braunkohle GH) und dem Tagebau Inden (Braunkohle In) unterscheidet sich in den drei Stichjahren maximal um 0,1 TWh/a.

Szenario B

Die Ergebnisse der jährlichen Stromerzeugungsmengen nach Energieträger sind in Abbildung 38 aufgeführt. Die linke Seite der Abbildung zeigt die absolute Stromerzeugung der Dispatchrechnungen, auf der rechten Seite ist die Differenz zu den Ergebnissen der Investitionsrechnung entsprechend Kapitel 5.2 dargestellt.

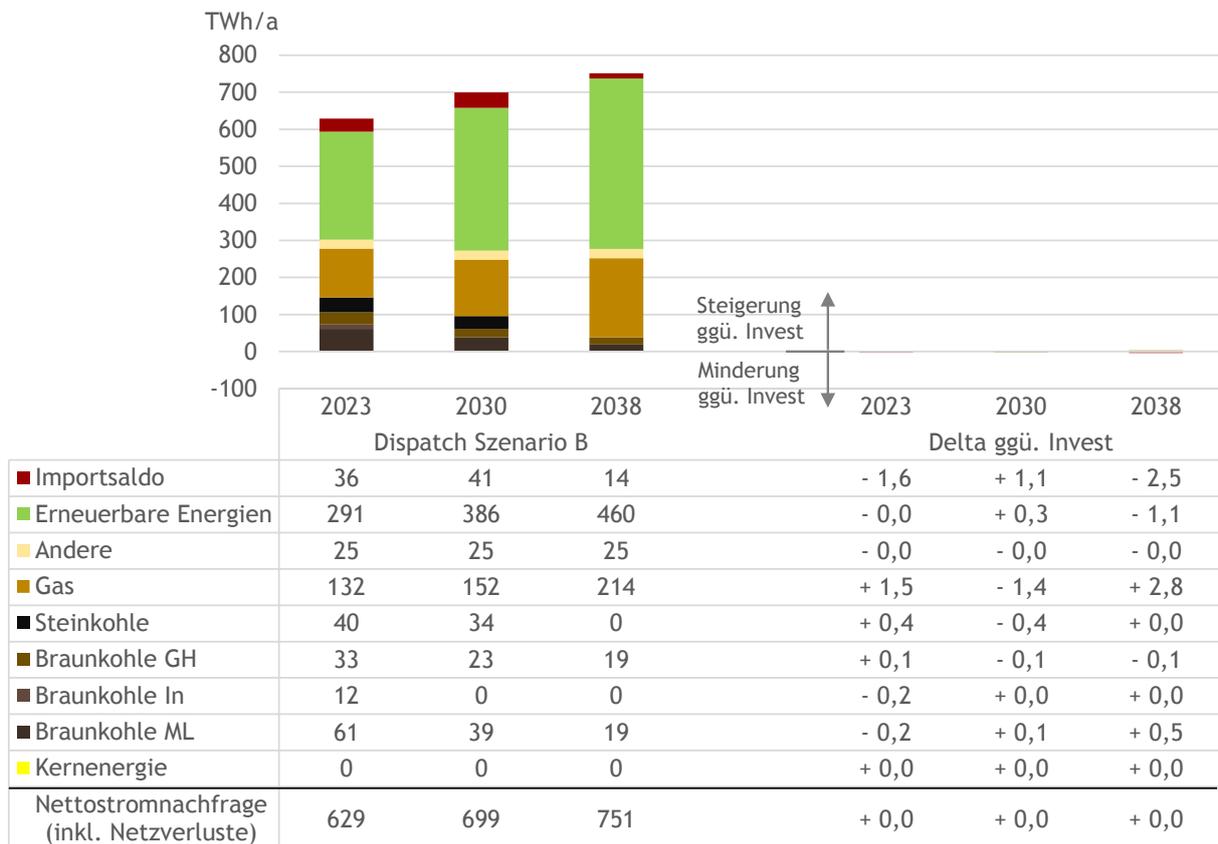


ABBILDUNG 38: NETTOSTROMERZEUGUNG UND IMPORTSALDO IN SZENARIO B - VERGLEICH DISPATCH UND INVESTITIONSRECHNUNG

Quelle: eigene Berechnungen

In Szenario B zeigen sich ebenfalls nur geringe Abweichungen zwischen den Stromerzeugungsmengen der Investitions- und Dispatchrechnungen. Die größten Unterschiede treten dabei bei der Gasverstromung und dem Außenhandel auf, welche keinen konstanten Trend über die Jahre aufweisen. Im Jahr 2023 zeigt sich zunächst ein reduziertes Importsaldo, welches durch leicht erhöhte Stromerzeugung aus Gas teilweise ausgeglichen wird. In den Folgejahren dreht sich dieses Verhältnis um und steigt im Jahr 2038 bezogen auf die absoluten Werte leicht an.

Die Braunkohleverstromung in Investitions- und Dispatchrechnungen ist für Szenario B sehr ähnlich. Die Verstromung aus Garzweiler und Hambach (Braunkohle GH) und dem Tagebau Inden (Braunkohle In) unterscheidet sich in den drei Stichjahren maximal um 0,2 TWh/a.

Szenario C

Die Ergebnisse der jährlichen Stromerzeugungsmengen nach Energieträger des Szenarios C sind in Abbildung 39 aufgeführt. Die Abbildung auf der linken Seite zeigt die absolute Stromerzeugung der Dispatchrechnungen, die Abbildung auf der rechten Seite zeigt die Differenz zu den Ergebnissen der Investitionsrechnung wie in Kapitel 5.2 dargestellt.

In Szenario C ergeben sich, wie in Szenario A und B, nur geringe Abweichungen zwischen den jährlichen Stromerzeugungsmengen der Investitions- und Dispatchrechnungen. Die höchsten Unterschiede treten dabei bei der Gasverstromung und dem Außenhandel auf, welche auch hier keinen konstanten Trend über die Jahre aufweisen. Zudem wird in den Dispatchrechnungen in 2023 und 2030 rund TWh/a weniger Steinkohle verstromt.

Die Braunkohleverstromung in Investitions- und Dispatchrechnungen ist für Szenario C sehr ähnlich. Die Verstromung aus Garzweiler und Hambach (Braunkohle GH) und dem Tagebau Inden (Braunkohle In) unterscheidet sich in den drei Stichjahren maximal um 0,3 TWh/a.

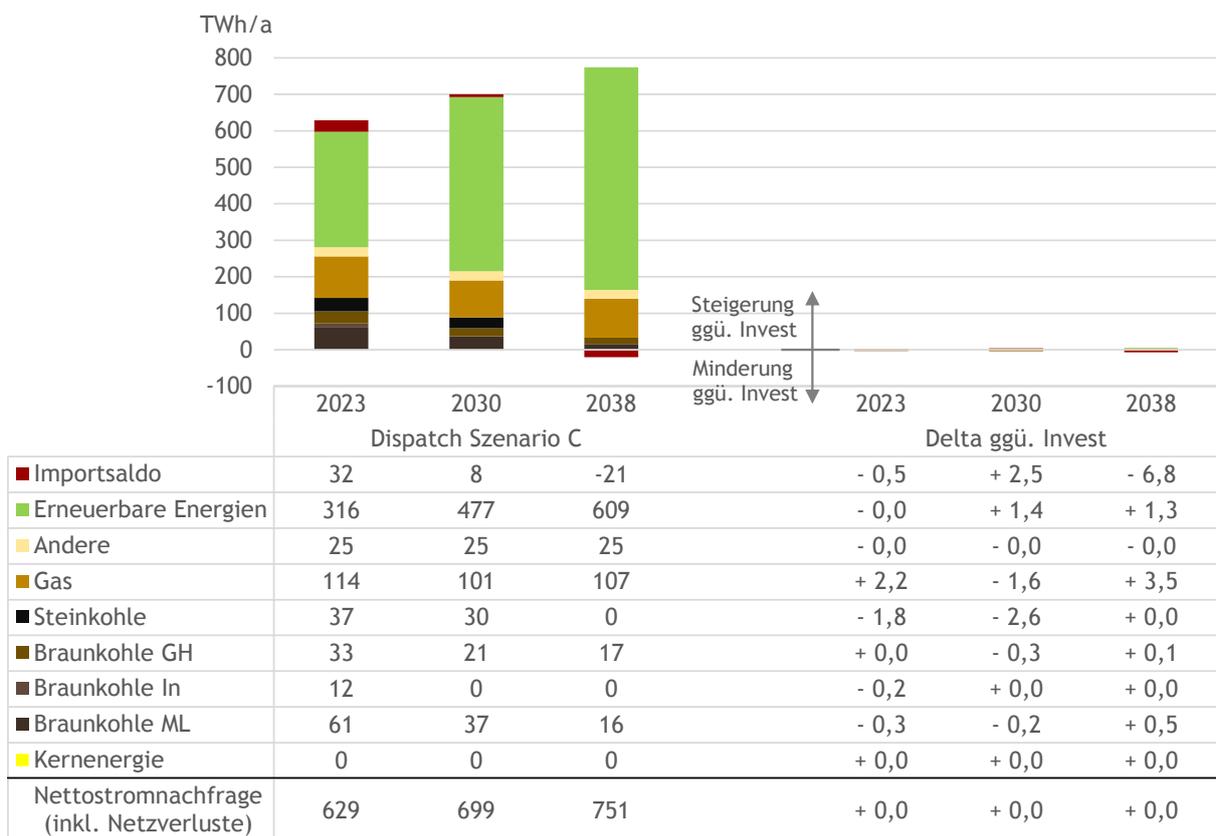


ABBILDUNG 39: NETTOSTROMERZEUGUNG UND IMPORTSALDO IN SZENARIO C - VERGLEICH DISPATCH UND INVESTITIONSRECHNUNG

Quelle: eigene Berechnungen

Fazit

Der Vergleich der Stromerzeugungsmengen zwischen der typtagebasierten Investitionsrechnung und der hochaufgelösten Kraftwerkseinsatzsimulation zeigt im Allgemeinen geringe Abweichungen. Dies gilt im Besonderen für die Braunkohleverstromung, die in den einzelnen Jahren um maximal 0,3 TWh/a abweicht. Die hochaufgelösten Kraftwerkseinsatzrechnungen für die Jahre 2023, 2030 und 2038 bestätigen somit die im Rahmen der Investitionsrechnung berechnete Braunkohleverstromung durch Anlagen aus dem Rheinischen Revier.