

## Evaluierung der Emissionsminderungen der Braunkohle-Sicherheits- Bereitschaft

Studie im Auftrag des  
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Berlin, Dezember  
2018

**Hauke Hermann (Öko-Institut)**  
**Charlotte Loreck (Öko-Institut)**  
**Dr. Felix Chr. Matthes (Öko-Institut)**

**Hanno Falkenberg (Prognos)**  
**Marco Wunsch (Prognos)**  
**Inka Ziegenhagen (Prognos)**

**Öko-Institut**  
**Geschäftsstelle Freiburg**  
Postfach 17 71  
79017 Freiburg  
**Hausadresse**  
Merzhauser Straße 173  
79100 Freiburg  
Telefon +49761 45 295-0

**Büro Berlin**  
Schicklerstraße 5-7  
10179 Berlin  
Telefon +4930 40 50 85-0

**Büro Darmstadt**  
Rheinstraße 95  
64295 Darmstadt  
Telefon +496151 81 91-0

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

**Prognos AG**  
**Büro Berlin**  
Goethestraße 85  
D-10623 Berlin  
Tel.: +49 30 520059-210  
[www.prognos.com](http://www.prognos.com)



## Zusammenfassung

Die Überführung von Braunkohlekraftwerksblöcken mit einer elektrischen Nettoleistung von 2,7 Gigawatt (GW) in eine Sicherheitsbereitschaft gehört zu den zentralen Maßnahmen des im Dezember 2014 verabschiedeten Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 der Bundesregierung. Die über eine entsprechende Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) rechtlich kodifizierte Sicherheitsbereitschaft sieht auch eine Evaluierung der mit dieser energie- und klimapolitischen Maßnahme erzielten zusätzlichen Emissionsminderungen vor.

Die für den nationalen Bilanzraum Deutschlands effektiv entstehenden Emissionsminderungen durch die Sicherheitsbereitschaft müssen unter Berücksichtigung der komplexen Wechselwirkungen im europäischen Strommarkt ermittelt werden, da die ausfallende Stromerzeugung der aus dem Markt genommenen Kraftwerksblöcke durch andere Stromerzeuger in Deutschland und im europäischen Ausland übernommen wird.

Mit dem Ziel einer detaillierten Analyse dieser Wechselwirkungen wurden für die quantitative Untersetzung der Evaluierung für die Sicherheitsbereitschaft von Öko-Institut und Prognos AG umfangreiche Daten- und Modellierungsanalysen durchgeführt. Die modellgestützten Analysen basieren auf zwei unterschiedlichen europaweiten Strommarktmodellen, für die die wesentlichen Eingangsgrößen (Marktumfeld für Energie- und CO<sub>2</sub>-Preise, Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien, Entwicklung der Kraftwerksparks in den europäischen Nachbarländern etc.) harmonisiert wurden.

Um den Effekt der Sicherheitsbereitschaft für das Jahr 2020 abschätzen zu können, wurden von Öko-Institut und Prognos AG ein Referenzszenario (mit Sicherheitsbereitschaft) sowie zwei Baseline-Szenarien (ohne Sicherheitsbereitschaft) für das Jahr 2020 konzipiert, die sich hinsichtlich der Basisentwicklung für die Braunkohleverstromung in Deutschland und so mit Blick auf die Zusätzlichkeit der erzielten Emissionsminderungen unterscheiden.

Im Vergleich der Modellierungsergebnisse zeigt sich eine gute Konvergenz für die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen wie auch die Struktur des Stromaufkommens und die Veränderungen der grenzüberschreitenden Stromflüsse. Für alle wesentlichen Parameter bestätigt sich dabei in der Rückschau die Robustheit der Ansätze, die bei den ex-ante vorgenommenen Wirkungsschätzungen verwendet wurden.

Für das Jahr 2020 werden mit der Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke für die gesamte Stromerzeugung in Deutschland Emissionsniveaus von 303 Mio. t CO<sub>2</sub> (Modellierung des Öko-Instituts) bzw. 302 Mio. t CO<sub>2</sub> (Modellierung der Prognos AG) erreicht. Aus dem Vergleich der beiden Baseline-Szenarien mit dem Referenzszenario ergibt sich damit eine Emissionsminderungswirkung der Sicherheitsbereitschaft von 11,8 bis 15,0 Mio. t CO<sub>2</sub> in den Modellierungen des Öko-Instituts sowie von 11,9 bis 14,6 Mio. t CO<sub>2</sub> in den Modellierungen der Prognos AG.

## Summary

The transfer of lignite-fired power plant units with a net generation capacity of 2.7 Gigawatt (GW) into security readiness is one of the central measures of the German government's Climate Action Programme 2020 adopted in December 2014. This security readiness was legally codified through an amendment to the German Energy Industry Act (*Energiewirtschaftsgesetz, EnWG*). The amendment also provides for an evaluation of the additional emission reductions achieved with this energy and climate policy measure.

The complex interactions in the European electricity market must be taken into account when determining the emission reductions in Germany's balance that arise in real terms from the security readiness measure. This is because the quantities of power generation of the withdrawn lignite blocks are fulfilled by other electricity producers in Germany and in other European countries.

With the aim of conducting a detailed analysis of these interactions, Öko-Institut and Prognos AG carried out extensive data and modelling analyses for the quantitative evaluation of the security readiness measure. The model-based analyses are based on two different Europe-wide electricity market models. The key inputs (market environment for energy and CO<sub>2</sub> prices, expansion of power generation based on renewable energies, development of the power plant fleet in neighbouring European countries, etc.) were harmonized for these analyses.

To enable estimation of the effect of security readiness on emissions in 2020, Öko-Institut and Prognos AG designed a reference scenario (with security readiness) and two baseline scenarios (without security readiness) for 2020, which differ in terms of the basic development of lignite power generation in Germany and thus in terms of the additionality of the emission reductions achieved.

The comparison of the modelling results shows good convergence with regard to the development of CO<sub>2</sub> emissions and to the structure of electricity generation and the changes in cross-border electricity flows. For all essential parameters, the robustness of the approaches used in the ex-ante impact assessments was confirmed in the review.

With the security readiness measure for the lignite-fired power plants, the emissions of the total power generation in Germany in 2020 amount to 303 million t CO<sub>2</sub> (modelling of Öko-Institut) and 302 million t CO<sub>2</sub> (modelling of Prognos AG). The comparison of the two baseline scenarios with the reference scenario results in security readiness having an emission reduction effect of 11.8 to 15.0 million t CO<sub>2</sub> in the modelling of Öko-Institut and of 11.9 to 14.6 million t CO<sub>2</sub> in the modelling of Prognos AG.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>7</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>8</b>
<b>1. Hintergrund und Fragestellung</b>	<b>11</b>
<b>2. Zielsetzungsrahmen und Szenarienkonzept</b>	<b>13</b>
<b>3. Historische Entwicklung des deutschen Stromsektors seit 1990</b>	<b>16</b>
<b>4. Die Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft</b>	<b>21</b>
4.1. Einleitung und Überblick	21
4.2. Emissionsfaktoren Braunkohle	22
4.3. CO <sub>2</sub> -Emissionen und Wirkungsgrade	22
<b>5. Rahmendaten und Annahmen</b>	<b>25</b>
5.1. Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preise	25
5.2. Kraftwerkspark und Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland	26
5.3. Stromnachfrage und Ausbau erneuerbarer Energien in Europa	27
5.4. Interkonnektoren	30
<b>6. Ergebnisse der Modellierung</b>	<b>32</b>
6.1. Vorbemerkungen	32
6.2. Öko-Institut	32
6.2.1. Vorbemerkungen	32
6.2.2. Referenz-Szenario	32
6.2.3. Baseline-Szenario	33
6.2.4. Szenario Baseline-Sensitivität	35
<b>6.3. Prognos</b>	<b>37</b>
6.3.1. Vorbemerkungen	37
6.3.2. Referenz-Szenario	37
6.3.3. Baseline-Szenario	38
6.3.4. Szenario Baseline-Sensitivität	40
<b>6.4. Synthese</b>	<b>43</b>

<b>7.</b>	<b>Referenzen</b>	<b>45</b>
7.1.	Literatur	45
7.2.	Datenquellen und Periodika	46
7.3.	Rechtstexte	47
	<b>Anhänge</b>	<b>48</b>
<b>Anhang A1:</b>	<b>Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks in den europäischen Nachbarländern</b>	<b>48</b>
<b>Anhang A2:</b>	<b>Modellbeschreibung PowerFlex</b>	<b>49</b>
<b>Anhang A3:</b>	<b>Modellbeschreibung Prognos-Strommarktmodell</b>	<b>51</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1:	Nettostromerzeugungskapazitäten in Deutschland, 1990-2017	16
Abbildung 3-2:	Nettostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Deutschland, 1990-2017	17
Abbildung 3-3:	CO <sub>2</sub> -Emissionen aus der Stromerzeugung in Deutschland, 1990-2017	19
Abbildung 5-1:	Entwicklung der Kraftwerkseinstandskosten für Brennstoffe und Emissionsberechtigungen, 2017 bis September 2018	25
Abbildung 5-2:	Nettostromaufkommen für Deutschland und europäische Nachbarstaaten, 2010-2020	28

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	Von der Sicherheitsbereitschaft erfasste Kraftwerksblöcke im Überblick	21
Tabelle 4-2:	Emissionsfaktor der einzelnen Reviere im Vergleich	22
Tabelle 4-3:	CO <sub>2</sub> -Emissionen der Kraftwerke	23
Tabelle 5-1:	Erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2020	27
Tabelle 5-2:	Erneuerbare Energien in elektrischen Nachbarländern, 2012-2020	29
Tabelle 5-3:	Mittlere Export-Handelskapazität, Deutschland mit elektrischen Nachbarländern, 2012-2020	30
Tabelle 5-4:	Mittlere Import-Handelskapazitäten zwischen Deutschlands und europäischen Nachbarländern, 2012-2020	31
Tabelle 6-1:	Installierte Nettoleistung, Nettostromerzeugung und CO <sub>2</sub> -Emissionen im Referenz-Szenario (mit Stilllegungen durch die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft), 2020	33
Tabelle 6-2:	Installierte Nettoleistung, Nettostromerzeugung und CO <sub>2</sub> -Emissionen im Baseline-Szenario (ohne Stilllegungen von 2,1 GW Braunkohlekapazitäten), 2020	34
Tabelle 6-3:	Entwicklung der Stromerzeugung im Referenz-Szenario mit Sicherheitsbereitschaft im Vergleich zum Baseline-Szenario (ohne Stilllegungen von 2,1 GW Braunkohlekapazitäten), 2020	35
Tabelle 6-4:	Installierte Nettoleistung, Nettostromerzeugung und CO <sub>2</sub> -Emissionen im Szenario Baseline-Sensitivität (ohne Stilllegungen von 2,7 GW Braunkohlekapazitäten), 2020	36
Tabelle 6-5:	Entwicklung der Stromerzeugung im Referenz-Szenario mit Sicherheitsbereitschaft im Vergleich zum Szenario Baseline-Sensitivität (ohne Stilllegungen von 2,7 GW Braunkohlekapazitäten), 2020	37
Tabelle 6-6:	Installierte Nettoleistung, Nettostromerzeugung und CO <sub>2</sub> -Emissionen im Referenz-Szenario (mit Stilllegungen durch die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft), 2020	38
Tabelle 6-7:	Installierte Nettoleistung, Nettostromerzeugung und CO <sub>2</sub> -Emissionen im Baseline-Szenario (ohne Stilllegungen von 2,1 GW Braunkohlekapazitäten), 2020	39
Tabelle 6-8:	Entwicklung der Stromerzeugung im Referenz-Szenario mit Sicherheitsbereitschaft im Vergleich zum Baseline-Szenario (ohne Stilllegungen von 2,1 GW Braunkohlekapazitäten), 2020	40
Tabelle 6-9:	Installierte Nettoleistung, Nettostromerzeugung und CO <sub>2</sub> -Emissionen im Szenario Baseline-Sensitivität (ohne Stilllegungen von 2,7 GW Braunkohlekapazitäten), 2020	41



Tabelle 6-10:	Entwicklung der Stromerzeugung im Referenz-Szenario mit Sicherheitsbereitschaft im Vergleich zum Szenario Baseline-Sensitivität (ohne Stilllegungen von 2,7 GW Braunkohlekapazitäten), 2020	42
Tabelle 6-11:	Emissionsminderungen durch die Sicherheitsbereitschaft der Braunkohlekraftwerke, 2020	44
Tabelle A1- 1:	Fossil-thermischer Kraftwerkspark in den europäischen Nachbarländern, 2020	48



## 1. Hintergrund und Fragestellung

Das BMWi hat das Öko-Institut und Prognos beauftragt, die Emissionsminderungswirkung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft zu evaluieren. Hintergrund ist ein gesetzlicher Auftrag nach § 13g Absatz 8 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), der durch das sog. Strommarktgesetz eingefügt wurde. Dort wurde dieser Auftrag wie folgt rechtlich kodifiziert:

*„Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie überprüft im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit bis zum 30. Juni 2018, in welchem Umfang Kohlendioxidemissionen durch die Stilllegung der stillzulegenden Anlagen zusätzlich eingespart werden. Sofern bei der Überprüfung zum 30. Juni 2018 absehbar ist, dass durch die Stilllegung der stillzulegenden Anlagen nicht 12,5 Millionen Tonnen Kohlendioxidemissionen ab dem Jahr 2020 zusätzlich eingespart werden, legt jeder Betreiber von stillzulegenden Anlagen bis zum 31. Dezember 2018 in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einen Vorschlag vor, mit welchen geeigneten zusätzlichen Maßnahmen er beginnend ab dem Jahr 2019 jährlich zusätzliche Kohlendioxidemissionen einsparen wird. Die zusätzlichen Maßnahmen aller Betreiber von stillzulegenden Anlagen müssen insgesamt dazu führen, dass dadurch zusammen mit der Stilllegung der stillzulegenden Anlagen 12,5 Millionen Tonnen Kohlendioxid im Jahr 2020 zusätzlich eingespart werden, wobei die Betreiber gemeinsam zusätzlich zu den Einsparungen durch die Stilllegung der stillzulegenden Anlagen nicht mehr als insgesamt 1,5 Millionen Tonnen Kohlendioxid einsparen müssen. Sofern keine Einigung zu den zusätzlichen Maßnahmen erreicht wird, kann die Bundesregierung nach Anhörung der Betreiber durch Rechtsverordnung nach § 13i Absatz 5 weitere Maßnahmen zur Kohlendioxideinsparung in der Braunkohlewirtschaft erlassen.“*

Im Rahmen des hier vorgelegten Berichts werden die durchgeführten Modellanalysen zur Evaluierung der Emissionsminderungswirkung der Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft und deren Ergebnisse dokumentiert und eingeordnet.

In einem ersten Analyseschritt wird der Untersuchungsrahmen eingegrenzt bzw. spezifiziert. Dies betrifft einerseits die Einordnung der Frage, wie die mit dem Untersuchungsauftrag gegebene Frage der Zusätzlichkeit von Emissionsminderungen durch die Sicherheitsbereitschaft eingegrenzt werden kann. Andererseits ist auf dieser Grundlage eine Spezifikation der zu analysierenden Szenarien vorzunehmen (Szenarienkzept) (Kapitel 2). Anschließend wird in einer Vor-Analyse die historische Entwicklung der Kohleverstromung in den vergangenen 27 Jahren skizziert (Kapitel 3) und werden die wesentlichen Parameter der Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft dokumentiert (Kapitel 4).

Im zweiten Arbeitsschritt erfolgt die modellbasierte Analyse der Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke. Die verwendeten Rahmendaten sowie die einzelnen Annahmen für die zu analysierenden Szenarien werden im Kapitel 5 dokumentiert, ebenso wie die Spezifikation der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisannahmen für den Zeithorizont 2020. Die auf dieser Basis durchgeführten Modellrechnungen sind in Kapitel 6 dokumentiert. Durchgeführt werden die numerischen Analysen mit zwei europaweiten

Strommarktmodellen, die den Kraftwerkseinsatz und den grenzüberschreitenden Stromaustausch abbilden. Fokus der Analysen ist die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Emissionsniveaus in Deutschland.

Abschließend werden in einer Synthese zentrale Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen der Modellierungsarbeiten gezogen (Abschnitt 6.4).

Der Anhang enthält schließlich eine Beschreibung der beiden verwendeten Modellinstrumentarien.

Der Entwurf dieses Berichtes wurde am 28. August 2018 den Betreibern von Braunkohlekraftwerken in der Sicherheitsbereitschaft zur Verfügung gestellt. Diese hatten die Möglichkeit die Annahmen und die Ergebnisse zu kommentieren. Die Rückmeldungen der Betreiber wurden den Forschungsnehmern am 18. September 2019 zur Verfügung gestellt. Die Stellungnahmen der Betreiber wurden von den Forschungsnehmern ausgewertet. Zwei Hinweise der Betreiber wurden von den Forschungsnehmern berücksichtigt und es wurde eine Aktualisierung der Berechnung der Emissionseinsparung durchgeführt. Dies betrifft zwei Aspekte:

- Insbesondere erfolgte der Hinweis der Betreiber, dass die verwendeten Rahmenparameter für die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisannahmen zum Zeitpunkt der Diskussionen mit den Betreibern nicht mehr aktuell waren (insbesondere betraf dies den am aktuellen Rand stark gestiegenen CO<sub>2</sub>-Preis, aber auch die relevanten Brennstoffpreise). Im Entwurf des Evaluierungsberichts zur Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft waren noch die Mittelwerte der Handelsergebnisse im März 2018 für die Preise der Future-Kontrakte mit Lieferung im Jahr 2020 zugrunde gelegt worden. Vor diesem Hintergrund wurden die Preisannahmen mit den Handelsergebnissen des September 2018 aktualisiert (dies waren die für die aktualisierten Modellierungen neuesten verfügbare Daten).
- Außerdem wurde der Wert für die Handelskapazität (NTC) an der Grenze zu den Niederlanden erhöht.

Die mit den aktualisierten Modellierungen ermittelten Emissionseinsparungen unterscheiden sich nicht erheblich von den Emissionseinsparungen, die im Entwurf des Berichts ermittelt wurden, der mit den Kraftwerksbetreibern diskutiert wurde. Im hier vorgelegten Bericht dargestellt sind die Ergebnisse der aktualisierten Berechnungen.

## 2. Zielsetzungsrahmen und Szenarienkonzept

Die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft ist Bestandteil des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 (BMUB 2014), das am 3. Dezember 2014 beschlossen wurde. Dieses Aktionsprogramm zielt auf die Erreichung des Ziels, die Treibhausgasemissionen in Deutschland im Vergleich zum Niveau von 1990 bis zum Jahr 2020 um 40% zu senken, und beinhaltet Maßnahmen bzw. Handlungsbereiche, mit dem die zur Zielerreichung erwartete Emissionsminderungslücke geschlossen werden soll.

Das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 wurde zunächst auf der Grundlage des Projektionsbericht 2013 der Bundesregierung (BReg 2013) konzipiert. In dieser Projektion wurde im sog. „Mit-Maßnahmen-Szenario“ bis zum Jahr 2020 eine Emissionsminderung von 33% bis 2020 ermittelt. Dies entspricht einer Emissionsminderungslücke von 87 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu., die bis zum Jahr 2020 geschlossen werden muss, um das 40%-Ziel zu erreichen. Das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 umfasst zusätzliche Maßnahmen und Handlungsbereiche, für die eine Emissionsminderungswirkung von insgesamt 62 bis 78 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu. abgeschätzt wurde.

Wichtig für die Einordnung der Lückenschließungs-Beiträge für die unterschiedlichen Maßnahmen und Handlungsbereiche sind vor diesem Hintergrund insbesondere zwei Aspekte:

- Die Emissionsminderungswirkungen der verschiedenen Maßnahmen und Handlungsbereiche müssen Doppelzählungen ausschließen, in den entsprechenden Analysen sind also mögliche Überschneidungen zu berücksichtigen.
- Die Emissionsminderungswirkungen sollen hinsichtlich ihrer Zusätzlichkeit gegenüber der Entwicklung im „Mit-Maßnahmen-Szenario“ bewertet werden. Damit dürfen Emissionsminderungen, die bereits in diesem Szenario berücksichtigt wurden, nicht auf die Schließung der o.g. Emissionsminderungslücke angerechnet werden.

Für die Evaluierung der Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke ist der Handlungsbereich „weitere Maßnahmen, insbesondere im Stromsektor“ relevant, für die eine Emissionsminderung von 22 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente (Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.) im Vergleich zur Referenzentwicklung erreicht werden soll (BMUB 2014, S. 26).

Im Frühjahr 2015 wurde mit dem Projektionsbericht 2015 (BReg 2015) eine neue Abschätzung der Trendentwicklung (ohne zusätzliche Maßnahmen) vorgelegt. Diese Projektion basierte auf aktualisierten Rahmendaten und bildete eine aktualisierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen für ein „Mit-Maßnahmen-Szenario“, die auf der Grundlage der ergriffenen Politiken und Maßnahmen erwartet werden konnte. Dieses Szenario bildete im folgenden politischen Prozess die Grundlage für den Vorschlag für das ökonomische Instrument des Klimabeitrags und mit der politischen Grundsatzentscheidung vom 1. Juli 2015 auch für die Ausarbeitung des Instruments der Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke. Für den Bereich der Stromerzeugung wurde im „Mit-Maßnahmen-Szenario“ des Projektionsberichts 2015 ein modellendogen ermittelter, d.h. durch das Marktumfeld getriebener Rückgang der im Markt befindlichen Braunkohlekraftwerke auf 20 GW (netto) berücksichtigt.

Die rechtliche Kodifizierung der Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke erfolgte dann in § 13g EnWG, der Bezugsrahmen für die Klimaschutzseitige Evaluierung des Instruments ist dabei in Abs. 8 vorgegeben (vgl. Kapitel 1). Die Gesetzesbegründung BT-Drs. 18/7317 zu § 13g (8) EnWG stellt dabei klar, dass die 12,5 Millionen Tonnen Kohlendioxid zusätzlich im Vergleich zu den Entwicklungsmustern eingespart werden müssen, die im Projektionsbericht 2015 abgebildet wurden

Für die Evaluierung standen vor diesem Hintergrund jetzt zwei Optionen zur Verfügung.

1. Der Vergleich von absoluten CO<sub>2</sub>-Emissionsniveaus. Im MMS des Projektionsberichts 2015 sinken die Emissionen des Stromsektors bis zum Jahr 2020 auf noch 312 Mio. t CO<sub>2</sub>. Die im Kapitel 6 dokumentierte Modellierung zeigt, dass die Emissionen des Stromsektors im Referenz-Szenario mit Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft im Jahr 2020 nur auf 302 bis 303 Mio. t CO<sub>2</sub> absinken werden. Die CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen durch die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft würde in diesem Fall nur 9 bis 10 Mio. t CO<sub>2</sub> betragen. Dies liegt vor allem in den gestiegenen Emissionsniveaus für das Referenzszenario begründet, das sich vor allem aus dem aktualisierten Energiemarkt-Umfeld ergibt. Insbesondere durch die gestiegene Stromnachfrage in Deutschland und das deutlich angestiegene Niveau der Stromexporte sinken die Emissionen des Stromsektors weniger stark. Ein auf das im Projektionsbericht 2015 ermittelte Emissionsniveau abstellender Vergleichsansatz erscheint deshalb jedoch für die Zwecke der Evaluierung der Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke als nicht geeignet, da das Energiemarkt-Umfeld für die methodisch konsistente Spezifikation der CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungseffekte einheitlich definiert werden sollte und auch durch die Betreiber der betreffenden Braunkohlekraftwerke nicht beeinflusst werden kann.
2. Deshalb wurde ein Satz neuer Szenarienrechnungen durchgeführt, der einen Szenarienvergleich ermöglicht, der durchgängig auf Basis eines aktualisierten Energiemarkt-Umfelds erfolgt.

Vor diesem Hintergrund basieren die im Folgenden dargestellten Analysen auf dem Vergleich eines Referenzszenarios mit zwei kontrafaktischen Szenarien, um die Zusätzlichkeit der Emissionsminderungswirkungen vor dem Hintergrund des o.g. Kontexts adäquat und mit der notwendigen Robustheit einordnen zu können. Im ersten dieser Szenarien, dem Baseline-Szenario, wird die Zusätzlichkeit mit Bezug auf die Entwicklungen des Projektionsberichts 2015 bzw. das Aktionsprogramm Klimaschutz analysiert. Damit wird im Baseline-Szenario der zusätzliche Minderungsbeitrag der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft zur Schließung der Emissionsminderungslücke zum 40%-Ziel in 2020 untersucht. Im zweiten Vergleichsszenario, einer Sensitivitätsanalyse zum Baseline-Szenario wird analysiert, welche Emissionsminderungseffekte sich durch die Stilllegung von 2,7 GW Braunkohlekraftwerken insgesamt einstellen. Hier wird der Minderungsbeitrag der Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke an sich quantifiziert.

Zusammenfassend wird damit für die Evaluierung das folgende Szenarienkonzept zugrunde gelegt:

1. Referenz-Szenario  
Die Referenzentwicklung beschreibt ein Szenario mit Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft. Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von 2,7 GW werden in die Sicherheitsbereitschaft überführt und am modellierten Strommarkt nicht eingesetzt. Im Jahr 2020 beträgt die im Markt verbleibende installierte Leistung Braunkohle 17,9 GW.
2. Baseline-Szenario  
Im Baseline-Szenario beträgt die im Markt verbleibende installierte Leistung der Braunkohle-Kraftwerke im Jahr 2020 noch 20,0 GW. Die zusätzlich im Vergleich zum Referenz-Szenario zur Verfügung stehende Leistung von Braunkohle-Kraftwerken beträgt 2,1 GW. Das Szenario ist angelehnt an das Mit-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2015.
3. Sensitivitätsanalyse zum Baseline-Szenario  
In dieser Sensitivitätsbetrachtung beträgt die im Markt verbleibende installierte Leistung der Braunkohle-Kraftwerke im Jahr 2020 noch 20,6 GW. Die zusätzlich im Vergleich zum Referenz-Szenario zur Verfügung stehende Leistung von Braunkohle-Kraftwerken beträgt 2,7 GW.

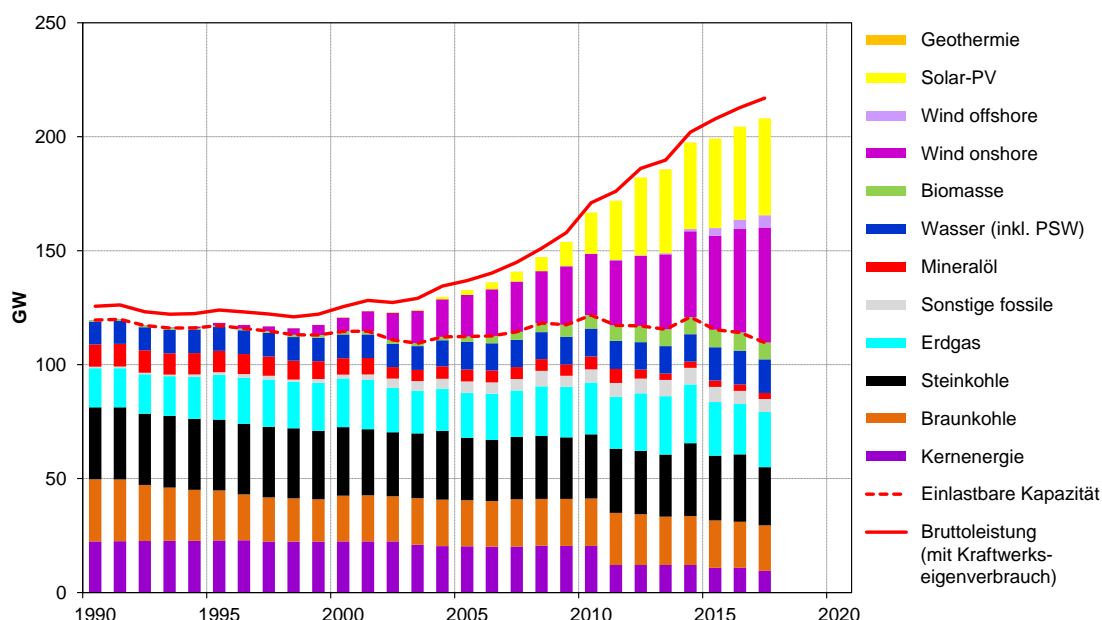
Die Berechnung der hier zu untersuchenden Emissionsminderungswirkungen ergibt sich nach diesem Konzept jeweils durch Differenzbildung zwischen dem Referenz-Szenario (mit Sicherheitsbereitschaft) und dem Baseline-Szenario bzw. der entsprechenden Sensitivitätsbetrachtung (jeweils ohne Sicherheitsbereitschaft).

Gegenstand der Evaluierung sind die Treibhausgasemissionen im nationalen Bezugsrahmen sowie auf der Basis des Anlagenkonzepts. Mit diesem methodischen Ansatz ist die methodische Konsistenz zu den deutschen Treibhausgasinventaren wie auch zum methodischen Rahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 sichergestellt.

### 3. Historische Entwicklung des deutschen Stromsektors seit 1990

Die Abbildung 3-1 zeigt die Entwicklung der Netto-Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland seit dem Jahr 1990.<sup>1</sup> Die deutsche Stromerzeugung erfolgt in einem Kraftwerkspark, der sich in den letzten 27 Jahren, vor allem aber seit der Jahrtausendwende, insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energien und der Kernenergie, stark verändert hat. Im Bereich der Kohlekraftwerke war seit 1990 in Summe nur ein geringer Rückgang der installierten Kapazitäten zu beobachten.

**Abbildung 3-1: Nettostromerzeugungskapazitäten in Deutschland, 1990-2017**



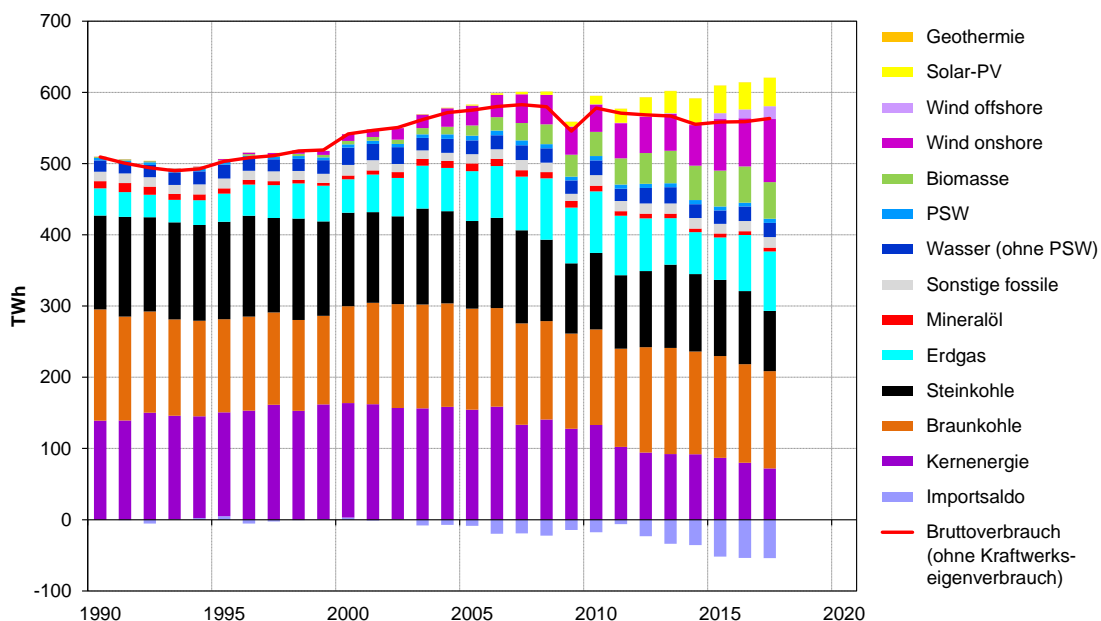
Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Bundesnetzagentur (BNetzA), Berechnungen des Öko-Instituts

<sup>1</sup> Im Folgenden werden jeweils Netto-Kraftwerksleistungen beschrieben. Diese Angaben erfassen die Kraftwerkskapazität ohne die für den Kraftwerkseigenverbrauch benötigte Leistung, also die Leistung, die für die Netzeinspeisung bzw. den Verbrauch verfügbar ist. Der Bezug auf die Nettokraftwerksleistung erfolgt vor allem, um die Konsistenz der historischen Entwicklungen zu den Modellierungen für zukünftige Entwicklungen, die grundsätzlich auf der Basis von Nettokapazitäten durchgeführt werden. Für die hier gezeigten längeren historischen Entwicklungen existieren jedoch amtliche Statistiken durchgängig nur für Brutto-Stromerzeugungskapazitäten bei denen die für den Kraftwerkseigenverbrauch benötigten Erzeugungsleistungen mit erfasst werden. Die gezeigten langen Reihen für die Netto-Stromerzeugungsleistung basieren erstens auf älteren Statistiken des Bundesministeriums für Wirtschaft (BMWi, sog. IIB2-Statistik), in denen bis zum Jahr 2000 auch Netto-Engpassleistungen berichtet wurden, verschiedenen statistischen Unterlagen zur Situation in der DDR im Jahr 1990, ab 2015 den Kraftwerklisten der Bundesnetzagentur (BNetzA) sowie eigenen Schätzungen und Anpassungsrechnungen auf der Basis der amtlichen Statistik des BMWi und des Statistischen Bundesamtes (StBA).



Zunächst waren die Jahre 1990 bis 1995 durch die im Zuge der deutschen Vereinigung entstandenen Sondereffekte bestimmt. Deutschlandweit verringerte sich die gesamte Nettoleistung der Braunkohlekraftwerke um etwa 5 GW. Der Hintergrund waren Kapazitätsstilllegungen von ostdeutschen Braunkohlekraftwerken (und hier vor allem im Bereich der sonstigen Kraftwerke). Die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke ging dadurch von noch 27 GW im Jahr 1990 auf 22 GW im Jahr 1995 zurück. Die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke reduzierte sich von fast 32 GW im Jahr 1990 und ging dann kontinuierlich auf etwa 27 GW im Jahr 2005 zurück. Von kleineren Schwankungen abgesehen, blieb die installierte Leistung der Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke bis 2016 etwa konstant. Erst im Jahr 2017 waren größere Veränderungen im Bereich der Steinkohle zu beobachten (Rückgang der installierten Leistung um 4 GW). Auch die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke weist in den letzten beiden Jahren durch erste Überführungen in die Sicherheitsbereitschaft eine abnehmende Tendenz auf.

**Abbildung 3-2: Nettostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Deutschland, 1990-2017**



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft (BMWi), Berechnungen des Öko-Instituts

Stein- und Braunkohlekraftwerke repräsentieren aktuell einen Anteil an der einlastbaren Kraftwerkskapazitäten<sup>2</sup> von ca. 41%, Erdgaskraftwerke einen von 22%, Wasser-

<sup>2</sup> Einlastbare Kraftwerkskapazitäten bezeichnen die Leistung derjenigen Anlagen, deren Erzeugung nicht vom variablen Wind- und Solarenergieangebot abhängig sind und deren Erzeugung (Einlastung) weitgehend von den Betreibern bestimmt werden kann. Für die Versorgungssicherheit im Sinne einer jederzeit bedarfsgerechten Stromerzeugung spielen diese Kraftwerke eine wichtige Rolle.

kraftwerke (inklusive Pumpspeicher) von 13,5%, Kernkraftwerke von 9% sowie Biomassekraftwerke von 7%.

Die deutlichsten (strukturellen) Veränderungen im deutschen Stromsystem sind hinsichtlich des Ausbaus der erneuerbaren Energien, des Rückgangs der Kernenergie-Stromerzeugung sowie des Anstiegs der Nettostromexporte zu beobachten:

- Ausgehend von einem Niveau von 161 TWh im Jahr 2000 ist die Nettostromerzeugung der Kernkraftwerke auf nur noch 72 TWh im Jahr 2017 zurückgegangen und hat sich damit mehr als halbiert. Die Nettostromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ist vor allem seit der Jahrtausendwende massiv gestiegen. Sie hat mit einer Gesamterzeugung von 151 TWh im Jahr 2013 erstmals das Niveau der Braunkohleerzeugung (2013: 149 TWh) übertroffen und lag 2014 mit 162 TWh auf einem Niveau, das dem Höhepunkt der Stromerzeugung aus Kernenergie in Deutschland (2001: 162 TWh) entspricht. Bis 2017 stieg die Nettostromerzeugung auf Basis regenerativer Energien auf 218 TWh und erreichte damit fast das Niveau der gesamten Nettoerzeugung von Braun- und Steinkohlekraftwerken. Die regenerative Stromerzeugung wird aktuell klar dominiert durch Windkraftanlagen an Land (etwa 14 % der gesamten Nettostromerzeugung).
- Schließlich ist von Bedeutung, dass seit der Jahrtausendwende die Nettostromexporte aus Deutschland massiv gestiegen sind. Während bis zur Jahrtausendwende das deutsche Strom-Außenhandels saldo mit Ausnahme sehr weniger Jahre ausgeglichen war, stiegen die Nettostromexporte ab 2003 deutlich an und erreichten ab 2012 jedes Jahr ein neues Höchstniveau. Die Nettostromexporte aus Deutschland sind angesichts der Deckungsanteile und der Grenzkostenstruktur aktuell vor allem den Erzeugungsanlagen mit relativ niedrigen Brennstoffkosten und hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen, also vor allem den Kohlekraftwerken zuzurechnen. Insgesamt werden aktuell im Saldo fast 9% der gesamten Nettostromerzeugung Deutschlands ins Ausland exportiert. Hinzuweisen ist auch darauf, dass sich die Veränderungen des Stromportsaldos sowohl aus rückläufigen Stromimporten als auch massiv zuwachsenden Stromexporten ergibt.

Die Nettostromerzeugung<sup>3</sup> der deutschen Braunkohlekraftwerke (Abbildung 3-2) entwickelte sich in den letzten 27 Jahren ganz überwiegend in einem relativ schmalen Korridor. Nach einem Rückgang in der ersten Hälfte der 1990er Jahre (-25 TWh bzw. -16%) folgte ein Wiederanstieg (5 TWh bis zur Jahrtausendwende), eine Phase eines relativ stabilen Erzeugungsniveaus bis 2007, dann ein leichter Rückgang von über 10 TWh und dann von 2010 bis 2013 ein deutlicher Anstieg der Produktionsniveaus. Im Jahr

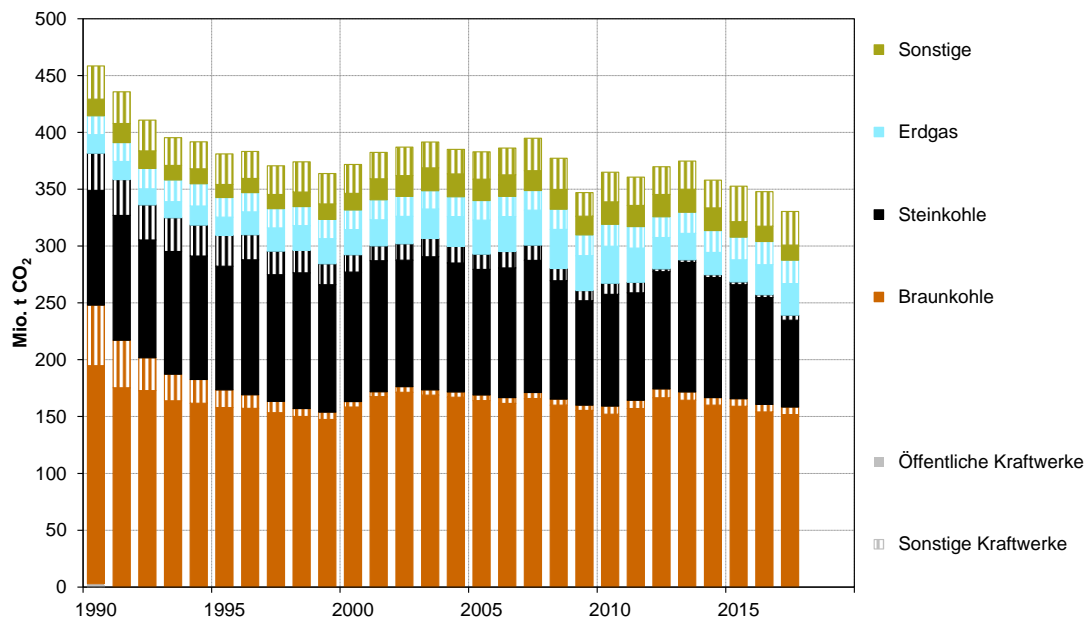
---

<sup>3</sup> Dargestellt wird im Folgenden wie auch in der Modellierung jeweils die Nettostromerzeugung, also die gesamte (Brutto-) Stromerzeugung der jeweiligen Kraftwerke nach Abzug ihres Eigenverbrauchs, um eine bessere Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen der Modellierung für zukünftige Entwicklungen zu ermöglichen (Strommarktmodellierungen erfolgen aus methodischen Gründen stets über die Netto-Stromerzeugung). Für die Nettostromerzeugung erfolgt in der amtlichen Energiestatistik nur teilweise eine Differenzierung nach Brennstoffen (für die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung). Die im Rahmen dieser Untersuchung genutzten Nettostromerzeugungsdaten nach Brennstoffen wurden vom Öko-Institut als konsistentes Mengengerüst auf der Basis aller verfügbaren Datenquellen aufgearbeitet.

2013 wurde dann die Nettostromerzeugung des Jahres 1991 übertroffen und sogar fast das Niveau von 1990 wieder erreicht. Seit 2014 ist die Nettoerzeugung der deutschen Braunkohlekraftwerke wieder deutlich rückläufig (-13%). Braunkohlekraftwerke lieferten im Jahr 2017 etwa 22% der gesamten Nettostromerzeugung in Deutschland.

Im Gegensatz zu den teilweise sehr deutlichen Strukturveränderungen im deutschen Erzeugungsmix können für den Bruttostromverbrauch in Deutschland (ohne den Eigenverbrauch der Kraftwerke)<sup>4</sup> klar drei Phasen unterschieden werden. Von 1990 bis 2007 stieg der Bruttostromverbrauch von 509 TWh auf 583 TWh (ca. 14%), war dann bis 2014 leicht rückläufig, steigt seitdem wieder leicht an und lag 2017 bei etwa 564 TWh.

**Abbildung 3-3: CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung in Deutschland, 1990-2017**



Anmerkung: Daten für 2017 noch vorläufig

Quelle: Öko-Institut 2018, UBA 2018, BDEW, Berechnungen des Öko-Instituts

Die Erzeugungsniveaus und -anteile sowie die Strukturen der jeweiligen Anlagenparks spiegeln sich auch in den CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors<sup>5</sup> wider (Abbildung 3-3):

<sup>4</sup> Im Kontext der aus Versorgungssicht sinnvollen Betrachtung von Nettogrößen für Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung wäre die Einbeziehung des Kraftwerkseigenverbrauchs in die Verbrauchs- bzw. Nachfragegrößen nicht sinnvoll.

<sup>5</sup> In der hier vorliegenden Untersuchung werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors nach dem sog. Anlagenkonzept abgegrenzt. Dem Stromsektor werden dabei alle Freisetzungen von CO<sub>2</sub>-Emissionen in die Atmosphäre zugerechnet, die in Stromerzeugungsanlagen entstehen, auch wenn in diesen Anlagen zusätzlich Koppelprodukte wie z. B. Wärme erzeugt werden. Eine rechnerische Aufteilung der

- Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des deutschen Stromsektors betragen aktuell (d. h. im Jahr 2017) etwa 330 Mio. t, dies liegt etwa um 27 % unter dem Wert von 1990 bzw. 13 % unter dem Wert von 1995 (die Niveaus für das Bezugsjahr 1995 können als robuste Orientierungsgröße für die Einordnung der vereinigungsbedingten Sondereffekte genutzt werden). Der Anteil der Stromsektoremissionen an den gesamten Treibhausgasemissionen (unter Berücksichtigung der Nicht-CO<sub>2</sub>-Treibhausgase) beträgt aktuell fast 37 % und liegt damit immer noch über dem Vergleichswert für 1990 (36,4 %).
- Der größte Anteil der aktuellen Stromsektor-Emissionen entsteht derzeit mit 48 % aus den Braunkohlekraftwerken. Die Emissionstrends der letzten 27 Jahre verliefen uneinheitlich, seit 2012 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen der deutschen Braunkohlekraftwerke leicht rückläufig (-16 Mio. t CO<sub>2</sub>).
- Eine Besonderheit liegt hier darin, dass die Emissionen aus Braunkohlekraftwerken im Jahr 2017 fast vollständig den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung zuzurechnen sind.<sup>6</sup> Diese Situation unterscheidet sich deutlich von der Ausgangslage im Jahr 1990, damals entfielen noch über 50 Mio. t CO<sub>2</sub> auf die sonstigen Kraftwerke (vergleiche dazu im Detail Öko-Institut 2018). Entsprechend haben die öffentlichen Braunkohlekraftwerke seit 1990 nur eine unterproportionale Emissionsminderung erreicht.
- Der zweitgrößte Anteil an den Emissionen des Stromsektors ist der Steinkohleverstromung zuzurechnen, die einen Anteil von aktuell etwa 24% repräsentiert.

Strategien für deutliche und langfristige Emissionsreduktionen im Stromsektor werden also zweifelsohne den etwa 70%igen Emissionsanteil der Kohleverstromung mit hoher Priorität adressieren müssen. Die Einführung der Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke als ein wichtiges Instrument zur Minderung der Treibhausgasemissionen in Deutschland reflektiert genau diesen Befund.

---

Emissionen auf die jeweiligen Produkte (nach dem sog. Erzeugungskonzept) erfolgt nicht und wäre für die in der hier vorgelegten Analyse zu bearbeitende Fragestellungen auch wenig sinnvoll.

<sup>6</sup> Im Kontext der Emissionsinventarisierung fallen unter die sonstigen Kraftwerke die Raffineriekraftwerke, die Kraftwerke des übrigen Umwandlungsbereichs sowie die verbleibenden Kraftwerke des Verarbeitenden Gewerbes (Industriekraftwerke). Die Kraftwerke der öffentlichen Versorgung werden in der Struktur der nationalen Treibhausgasinventare zusammen mit den Raffineriekraftwerken, den Kraftwerken des übrigen Umwandlungsbereichs sowie den reinen Wärmeerzeugern der Fernwärmeversorgung, der Raffinerien und des übrigen Umwandlungssektors als Kategorie Energiewirtschaft (Kategorie 1A1) berichtet. Die Emissionen aus den Industriekraftwerken des verbleibenden verarbeitenden Gewerbes werden nicht unter Energiewirtschaft, sondern zusammen mit den reinen Wärmeerzeugern der verbleibenden Sektoren des Verarbeitenden Gewerbes in der Kategorie Verarbeitendes Gewerbe und Bauwirtschaft inventarisiert (Kategorie 1A2).

## 4. Die Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft

### 4.1. Einleitung und Überblick

Im Folgenden werden die verfügbaren Ist-Daten der Kraftwerksblöcke in der Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft dargestellt. Tabelle 4-1 zeigt die Kraftwerksblöcke im Überblick. Insgesamt wird die Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke eine (Netto-) Kraftwerksleistung von 2,7 GW umfassen. Anfang 2018 waren davon bereits 0,9 GW in die Sicherheitsbereitschaft überführt.

**Tabelle 4-1: Von der Sicherheitsbereitschaft erfasste Kraftwerksblöcke im Überblick**

		Unternehmen	Elektrische Leistung MW	Inbetriebnahme	Beginn Sicherheitsbereitschaft
Buschhaus	D	Mibrag	352	1985	01.10.2016
Frimmersdorf	P	RWE	284	1966	01.10.2017
Frimmersdorf	Q	RWE	278	1970	01.10.2017
Niederaußem	F	RWE	299	1971	01.10.2018
Niederaußem	E	RWE	295	1970	01.10.2018
Jänschwalde	F	LEAG	465	1989	01.10.2018
Neurath	C	RWE	292	1973	01.10.2019
Jänschwalde	E	LEAG	465	1987	01.10.2019

Quellen: Zusammenstellung Öko-Institut nach BNetzA, Strommarktgesetz

Das Kraftwerk Buschhaus ist als erstes in die Sicherheitsbereitschaft eingetreten. Es wird von der Helmstedter Revier GmbH betrieben. Im Jahr 2013 wurde die Helmstedter Revier GmbH von der Mitteldeutschen Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG) übernommen (vorher war die Gesellschaft Teil des E.ON-Konzern). Das Kraftwerk Buschhaus wurde im Jahr 1985 in Betrieb genommen. Zum Zeitpunkt der Überführung in die Sicherheitsbereitschaft hatte es ein Alter von 31 Jahren erreicht.

Die RWE Power AG (RWE) wird insgesamt 5 Kraftwerksblöcke an den Standorten Frimmersdorf, Niederaußem und Neurath in die Sicherheitsbereitschaft überführen. Diese Blöcke mit einer Leistung von 278 bis 299 MW wurden zwischen 1966 und 1973 errichtet und werden bei Stilllegung ein Alter von etwa 50 Jahren erreicht haben. Insgesamt verfügen diese über eine elektrische Leistung von 1,5 GW.

Die Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG Kraftwerke) wird zwei Kraftwerksblöcke am Standort Jänschwalde in die Sicherheitsbereitschaft überführen. Diese Blöcke verfügen über eine Leistung von 465 MW je Block und 1987 und 1989 in Betrieb genommen. Zum Zeitpunkt der Überführung in die Sicherheitsbereitschaft hatten diese Blöcke ein Alter von 29 und 32 Jahren erreicht.

## 4.2. Emissionsfaktoren Braunkohle

In den einzelnen Revieren unterscheiden sich die Emissionsfaktoren der geförderten Braunkohlen leicht. Dies ist auf ein unterschiedliches Alter und in der Folge unterschiedliche Wassergehalte der Braunkohlen zurückzuführen; für die im Mitteldeutschen und Helmstedter Revier geförderten Braunkohlen ergeben sich damit höhere Heizwerten und bessere Verhältnisse zwischen Kohlenstoffgehalt und Heizwert. Tabelle 4-2 verdeutlicht, dass der Emissionsfaktor von im Rheinland geförderter Braunkohle 2% höher ist als der durchschnittliche Emissionsfaktor. Im Helmstedter Revier ist der Emissionsfaktor um 10% niedriger als im Durchschnitt. Der Emissionsfaktor der in der Lausitz geförderten Braunkohle entspricht dem Durchschnitt.

**Tabelle 4-2: Emissionsfaktor der einzelnen Reviere im Vergleich**

	CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor	
	kg CO <sub>2</sub> / GJ	
Rohbraunkohle		
Helmstedt	99,5	90%
Lausitz	110,9	100%
Mitteldeutschland	102,9	93%
Rheinland	113,1	102%

Quelle: Umweltbundesamt

Für die Evaluierung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft werden die neuesten, revierspezifischen Emissionsfaktoren aus dem nationalen Treibhausgasinventar des Umweltbundesamtes verwendet. Für das Kraftwerk Buschhaus wird im Jahr 2020 der Emissionsfaktor für das Mitteldeutsche Revier verwendet, da eine Versorgung aus dem Tagebau Profen im Mitteldeutschen Revier geplant war.

## 4.3. CO<sub>2</sub>-Emissionen und Wirkungsgrade

Zentrale Datenquelle für die CO<sub>2</sub>-Emissionen sind die jährlichen Berichte im Rahmen des EU-Emissionshandels. Dabei werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen immer für ein Kraftwerk veröffentlicht (Anlagenbezug). Wenn ein Kraftwerk nur aus einem Block besteht, ist es unproblematisch, die Emissionen zu ermitteln. Dies ist z.B. beim Kraftwerk Buschhaus der Fall. Die anderen Kraftwerksblöcke in der Sicherheitsbereitschaft sind jedoch immer Teil einer größeren Anlage mit mehreren Blöcken. Die Daten aus dem EU-Emissionshandel liegen seit dem Jahr 2005 vor (Tabelle 4-3).

**Tabelle 4-3: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	Mio. t CO <sub>2</sub>											
Kraftwerk Neurath	18,0	17,9	16,8	18,0	17,9	16,9	19,6	31,2	33,3	32,4	32,1	31,3
Kraftwerk Niederaußem	29,7	27,4	31,3	24,9	26,3	28,1	28,6	27,9	29,5	27,2	27,3	24,8
Kraftwerk Jämschwalde	25,2	23,7	24,2	23,5	23,3	23,5	24,0	24,4	25,4	24,2	23,3	23,8
Kraftwerk Frimmersdorf	17,6	19,3	19,6	18,6	16,8	14,3	15,2	9,0	4,3	4,4	4,8	4,4
Kraftwerk Buschhaus	2,6	2,2	2,6	2,3	2,1	2,2	1,8	2,2	1,5	2,8	2,3	1,8
Summe	93,1	90,6	94,4	87,1	86,2	85,0	89,3	94,8	93,9	91,1	89,8	86,1

Quelle: EUTL

Das Kraftwerk Jämschwalde z.B. besteht aus 6 Blöcken mit jeweils 465 MW<sub>el</sub>. Die Emissionen liegen also nur als Summe für die Anlage mit 2.790 MW<sub>el</sub> vor.

Weitere zentrale Inputparameter für die Modellierung sind die elektrischen Wirkungsgrade bzw. die elektrischen Nutzungsgrade der Kraftwerksblöcke. Diese beiden Parameter sind wie folgt definiert:

- Der elektrische Wirkungsgrad beschreibt die Umwandlungseffizienz am Bestpunkt. Dieser wird jedoch nur bei voller Auslastung und unter optimalen Bedingungen erreicht.
- Der elektrische Nutzungsgrad beschreibt das reale Verhältnis von Nettostromproduktion zu Brennstoffeinsatz im Jahresdurchschnitt (tatsächliche Umwandlungseffizienz). Der elektrische Nutzungsgrad liegt unter dem elektrischen Wirkungsgrad, weil der spezifische Brennstoffverbrauch im Teillastbetrieb höher liegt und für Startvorgänge zusätzlicher Brennstoff benötigt wird.

Im Modell Powerflex wird als Input-Parameter der elektrische Nutzungsgrad benötigt. Im Strommarktmodell von Prognos wird der elektrische Wirkungsgrad als Input-Parameter vorgegeben.

Bezüglich der elektrischen Nutzungsgrade können Cluster gebildet werden, da die Kraftwerke innerhalb eines Clusters über vergleichbare Wirkungsgrade verfügen. Der Nutzungsgrad ergibt sich maßgeblich aus dem Zeitpunkt der Errichtung und der Baureihe der Anlagen, die jeweils einen bestimmten technischen Entwicklungsstand der Kraftwerkstechnologien implizieren.

Für die Kraftwerksblöcke im Rheinland wurde in Öko-Institut (2017) ein elektrischer Nutzungsgrad von 31% bis 33% ermittelt (Tabelle A3-7 in Öko-Institut 2017). Für die Evaluierung wird für die 300 MW-Blöcke von RWE ein mittlerer elektrischer Nutzungsgrad von 32% angesetzt.

Für die Kraftwerksblöcke in der Lausitz wurde in Öko-Institut (2017) ein elektrischer Nutzungsgrad von 35% ermittelt (Tabelle A3-7 in Öko-Institut 2017). Dieser Nutzungs-

grad von 35% wird sowohl für die beiden Kraftwerksblöcke in der Lausitz als auch für das Kraftwerk Buschhaus verwendet.<sup>7</sup>

Für die Kraftwerksblöcke in Buschhaus und in Jänschwalde wird dabei ein elektrischer Nutzungsgrad von 35% angesetzt (Inbetriebnahme 1985 bis 1989). Für die 300 MW-Blöcke von RWE wird ein elektrischer Nutzungsgrad von 32% angesetzt (Inbetriebnahme 1966 bis 1973).

---

<sup>7</sup> Für das Kraftwerk Buschhaus wird in HSR (2017) eine Netto-Stromproduktion von 1,7 TWh für das Jahr 2016 ermittelt. Ein Vergleich mit dem im gleichen Jahr im EUTL berichteten Emissionen zeigt, dass der elektrische Nutzungsgrad 35% betrug.

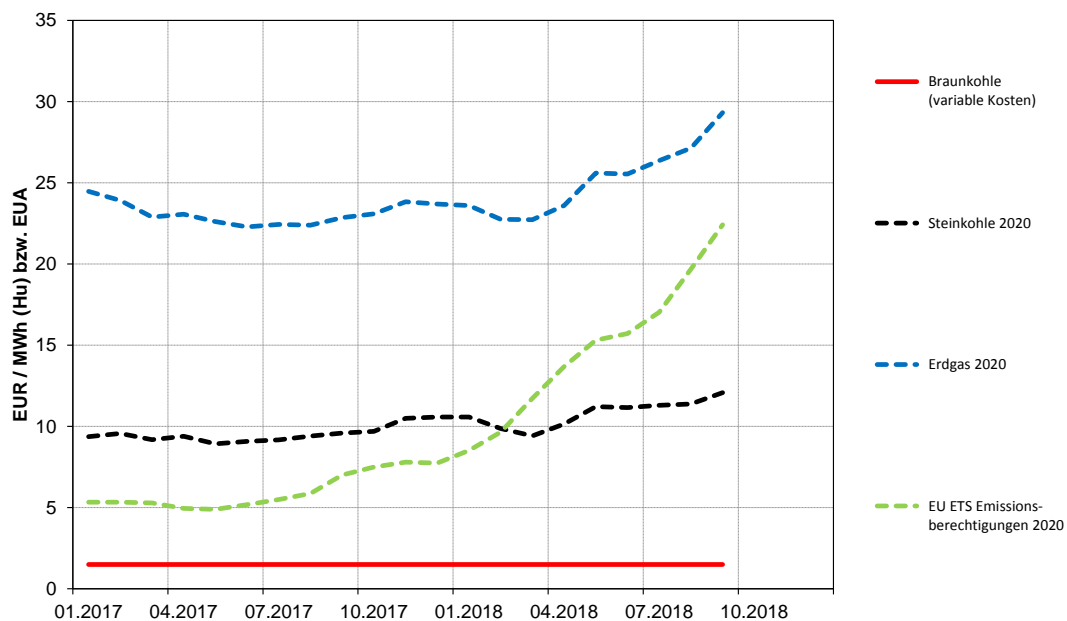


## 5. Rahmendaten und Annahmen

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

Abbildung 5-1 zeigt die historische Entwicklung der Brennstoff- und der CO<sub>2</sub>-Preise für Terminlieferungen in 2020. Für Emissionsberechtigungen des EU ETS sind die Preise in den vergangenen 12 Monaten deutlich angestiegen. Bei Steinkohle und Erdgas ist ebenfalls ein Preisanstieg zu beobachten.

**Abbildung 5-1: Entwicklung der Kraftwerkseinstandkosten für Brennstoffe und Emissionsberechtigungen, 2017 bis September 2018**



Quelle: European Energy Exchange, Intercontinental Exchange, Öko-Institut

Für die Modellierungen wurden die Mittelwerte der Handelsergebnisse im September 2018 für die Preise der Future-Kontrakte mit Lieferung im Jahr 2020 zugrunde gelegt. Für die Kraftwerkseinstandskosten bzw. Bezugskosten ergeben sich damit folgende Werte frei Kraftwerk (alle Angaben für Brennstoffkosten sind bezogen auf den Energiegehalt des Brennstoffs sowie den unteren Heizwert):

- für Braunkohle (nur variabler Kostenanteil) 1,50 €/MWh,
- für Steinkohle 12,1 €/MWh (darin enthalten Transportkosten von 1 € / MWh),
- für Erdgas 29,3 €/MWh (darin enthalten Transport- und Strukturierungskosten von 4,4 € / MWh),
- für Emissionsberechtigungen des EU ETS 22,4 €/EUA.

## 5.2. Kraftwerkspark und Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland

Bezüglich der Rahmenannahmen für die Stromerzeugung wird weitgehend auf das Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2017 aufgesetzt (BReg 2017). Die relevanten Eingangsparameter für das deutsche Stromsystem sind dort dokumentiert.

- Basierend auf aktuellen Ankündigungen für Kraftwerksstilllegungen wurde die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke aktualisiert. Somit beträgt das Ausgangsniveau der installierten Kraftwerkskapazität 21 GW für Steinkohle-Kraftwerke im Jahr 2020. Die installierte Leistung der Braunkohle-Kraftwerke beträgt 18 GW im Jahr 2020. Diese Kraftwerkskapazitäten beziehen sich auf die im (Strom-)Markt befindlichen Kohlekraftwerke. Kohlekraftwerke in der Netzreserve oder in der Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft sind von den genannten Summen nicht erfasst.
- Für die Kernkraftwerke wird angenommen, dass 2020 gemäß der aktuellen Gesetzeslage noch sechs Kraftwerksblöcke mit einer installierten Nettoleistung von insgesamt 8,1 GW in Betrieb sind.
- Im Jahr 2016 betrug das Nettostromaufkommen in Deutschland laut Eurostat 564 TWh. Nach AG-Energiebilanzen war der Brutto-Inlandsstromverbrauch Deutschland im Jahr 2017 um 3 TWh gegenüber dem Jahr 2016 angestiegen. Nach aktueller Einschätzung wird die Stromnachfrage bis zum Jahr 2020 weiter leicht ansteigen (vor dem Hintergrund der aktuell guten konjunkturellen Entwicklung). Vor diesem Hintergrund wurde ein Nettostromaufkommen von 571,8 TWh in 2020 für die Modellierung verwendet (vgl. Abbildung 5-2).
- Die Annahmen für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2020 sind in Tabelle 5-1 dargestellt. Ausgehend vom Stand der installierten Leistungen Ende des Jahres 2017 wurden, basierend auf den terminierten Ausschreibungsmengen für Wind und PV, die wahrscheinliche Entwicklung bis zum Jahr 2020 abgebildet. Dabei wurden die Sonderausschreibungen, die im Rahmen des Koalitionsvertrags festgelegt wurden, berücksichtigt. Die Sonderausschreibungen sollen 4 GW Wind-Onshore und 4 GW Photovoltaik umfassen. Für die Modellierung im Jahr 2020 ist maßgeblich, welche installierte Leistung im Durchschnitt des Jahres installiert ist. Für die Sonderausschreibungen bestehen Unsicherheiten, in welcher Geschwindigkeit diese Projekte realisiert werden können. Im Sinne einer konservativen Abschätzung wird unterstellt, dass nur die Hälfte der Sonderausschreibungen bereits zu einer vollen Stromeinspeisung im Jahr 2020 führt. Die installierten Leistungen sind für die Mitte des Jahres 2020 angegeben.
- Im Ergebnis fällt die Stromerzeugung Wind-Onshore um 9 TWh und die Stromerzeugung aus PV-Anlagen um 3 TWh höher als im Projektionsbericht 2017 (BReg 2017) aus.
- Es wurden Profile basierend auf dem Wetterjahr 2012 verwendet. Das Jahr eignet sich sehr gut für Energiesystemsimulationen, da es zu einer starken Wetterschwankungen (starke Kälteperiode im Februar, Windfronten, etc.) auf-

weist und zum anderen bereits empirische Werte über das Verhalten von erneuerbaren Kraftwerksparks zur Verfügung stehen.

**Tabelle 5-1: Erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2020**

	GW*	TWh	Vbh
<b>Wind onshore</b>	57,0	105	1.839
<b>Wind offshore</b>	7,5	30	4.027
<b>Solar</b>	49,2	46	941
<b>Laufwasser**</b>	4,0	21	3.690
<b>Biomasse***</b>	8,7	50	5.747
<b>Geothermie</b>	0,3	1	3.333
<b>Summe</b>		<b>254</b>	

Anmerkungen:

\* Die installierten Leistungen sind für die Mitte des Jahres 2020 angegeben

\*\* Leistung exkl. Speicher- Pumpspeicher-Kraftwerken mit natürlichem Zufluss; Energiemengen inkl. natürlichem Zufluss zu Speicher- Pumpspeicher-Kraftwerken

\*\*\* EEG- und nicht EEG-geförderte Biomasse (fest, flüssig, gasförmig), Leistung exkl. biogener Anteil Müll, Strommengen inkl. biogenem Anteil Müll

Quelle: Eigene Annahmen Prognos und Öko-Institut

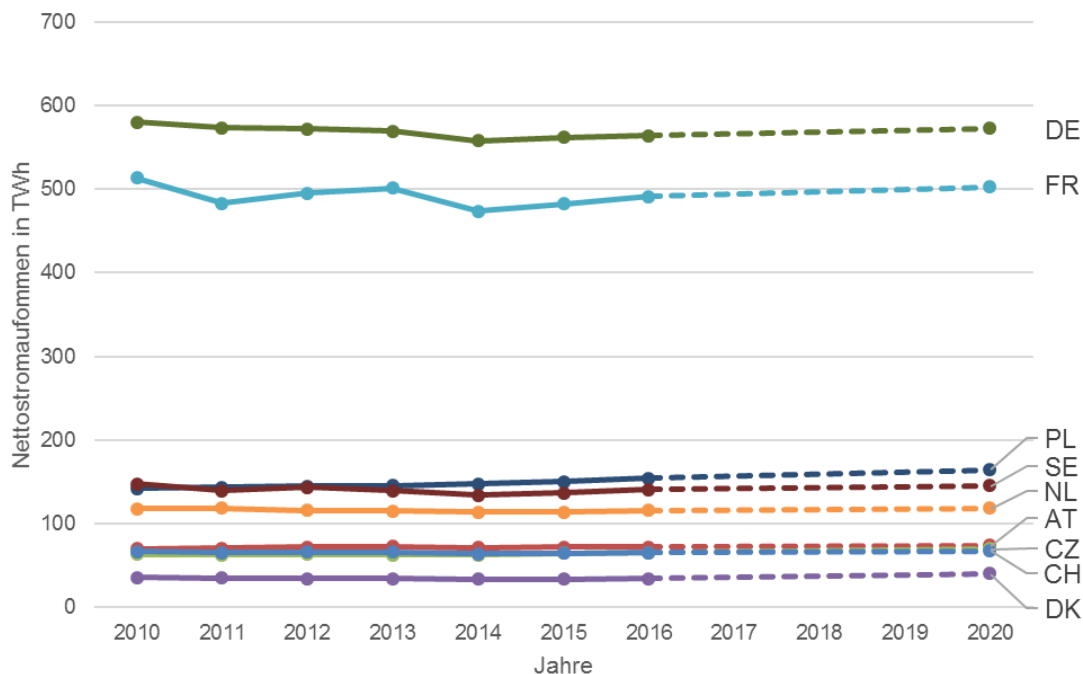
### 5.3. Stromnachfrage und Ausbau erneuerbarer Energien in Europa

Für die Rahmendaten des Stromverbrauchs in den europäischen Nachbarländern wurde das „Best Estimate“-Szenario des TYNDP 2018 (ENTSO-E 2018) verwendet. Das Szenario beinhaltet alle relevanten nationalen und europäischen Verordnungen und bildet die kurzfristige Sicht der europäischen Übertragungsnetzbetreiber für die Entwicklung der Stromnachfrage bis 2025 ab. Das Szenario bietet somit eine realistische Abschätzung der kurzfristigen Stromnachfrageentwicklung in den europäischen Nachbarländern ab.

Die Stromnachfrage der elektrischen Nachbarn Deutschlands bleibt laut „Best Estimate“-Szenario über die nächsten Jahre weitgehend stabil. Ein stärkerer Anstieg der Stromnachfrage ist erst nach dem Betrachtungszeitraum zu erwarten, wenn in den Endverbrauchssektoren eine stärkere Elektrifizierung stattfindet. In Abbildung 5-2 ist der historische Verlauf des Nettostromaufkommens sowie das für die Modellierung relevante Nettostromaufkommen im Jahr 2020 abgebildet. Das Nettostromaufkommen berechnet sich aus dem Nettostromverbrauch zuzüglich der Netzverluste und des Pumpstromverbrauchs.

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien basiert ebenfalls auf dem „Best Estimate“-Szenario des TYNDP 2018. Im Gegensatz zum Nettostromaufkommen ist hier bis 2020 mit teils deutlichen Zunahmen zu rechnen, insbesondere bei Wind und PV. Der stärkste Zuwachs an erneuerbarer Erzeugungskapazität ist unter anderem in Frankreich und den Niederlanden zu erwarten.

**Abbildung 5-2: Nettostromaufkommen für Deutschland und europäische Nachbarstaaten, 2010-2020**



Quelle: Eurostat, ENTSO-E, eigene Annahmen Prognos

Analog zur Leistung steigt auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Prozentual sind die Anstiege erzeugungsseitig noch höher als die Anstiege an installierter Kapazität, da leistungsstärkere Anlagen installiert werden, die das erneuerbare Energiepotenzial besser nutzen können.

Einen Überblick über die installierte Leistung und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist in Tabelle 5-2 abgebildet. Dargestellt werden historische Werte für 2012 und 2016 als auch die Angaben aus dem „Best Estimate“-Szenario für 2020.

**Tabelle 5-2: Erneuerbare Energien in elektrischen Nachbarländern, 2012-2020**

	GW			TWh		
	2012	2016	2020	2012	2016	2020
<b>NL</b>						
Wind Onshore	2,1	3,2	5,1	4,3	6,5	10,7
Wind Offshore	0,2	1,0	2,4	0,8	3,8	9,6
Solar	0,1	2,0	4,4	0,1	1,6	3,6
Wasserkraft	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Biomasse / Rest	1,2	0,9	0,5	7,0	5,1	2,8
<b>SE</b>						
Wind Onshore	2,6	6,1	6,9	5,6	12,9	15,1
Wind Offshore	0,2	0,2	0,2	0,5	0,9	0,8
Solar	0,0	0,1	0,7	0,0	0,1	0,6
Wasserkraft	16,6	16,5	16,2	66,4	65,9	64,7
Biomasse / Rest	4,3	4,9	4,2	11,5	19,7	16,7
<b>DK</b>						
Wind Onshore	3,1	4,0	4,3	7,6	8,3	9,5
Wind Offshore	0,9	1,3	2,3	2,2	5,1	9,2
Solar	0,0	0,8	1,1	0,0	0,7	1,0
Wasserkraft	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse / Rest	1,2	1,3	0,8	4,4	5,1	3,2
<b>PL</b>						
Wind Onshore	1,8	5,8	7,1	3,2	11,6	14,7
Wind Offshore	-	-	-	-	-	-
Solar	0,0	0,2	0,4	0,0	0,2	0,3
Wasserkraft	0,9	1,0	0,9	2,3	2,4	2,3
Biomasse / Rest	0,3	1,0	1,0	7,6	4,7	4,4
<b>CZ</b>						
Wind Onshore	0,2	0,3	0,6	0,4	0,5	1,1
Wind Offshore	-	-	-	-	-	-
Solar	1,9	2,1	2,4	2,2	2,1	2,4
Wasserkraft	1,5	1,6	0,4	2,0	3,1	0,8
Biomasse / Rest	0,5	0,8	0,9	2,7	4,7	5,5
<b>AT</b>						
Wind Onshore	1,1	2,6	3,9	1,9	5,3	8,1
Wind Offshore	-	-	-	-	-	-
Solar	0,3	1,1	2,0	0,2	1,1	2,0
Wasserkraft	13,0	13,4	10,2	34,2	40,2	30,6
Biomasse / Rest	2,2	1,4	0,6	4,5	5,7	2,5
<b>CH</b>						
Wind Onshore	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Wind Offshore	-	-	-	-	-	-
Solar	0,2	1,6	2,6	0,2	1,3	2,1
Wasserkraft	13,3	13,4	13,6	32,4	40,1	40,8
Biomasse / Rest	0,2	0,2	0,4	1,4	1,7	2,7
<b>FR</b>						
Wind Onshore	6,7	11,7	16,3	12,1	23,4	33,9
Wind Offshore	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	4,0
Solar	2,8	6,8	11,6	2,1	7,4	12,8
Wasserkraft	23,5	24,5	21,6	44,8	61,3	54,0
Biomasse / Rest	0,9	1,5	2,2	5,0	6,6	9,9

Quelle: IRENA; ENTSO-E; eigene Annahmen Prognos

Abgrenzungen insbesondere zur Wasserkraft können aufgrund von unterschiedlichen Abgrenzungen zwischen historischen Daten und zukünftigen Szenarien unterschiedlich sein.

Darüber hinaus wurden für Großbritannien der CO<sub>2</sub>-Mindestpreis berücksichtigt. In Großbritannien beträgt der zusätzliche CO<sub>2</sub>-Preis im Jahr 2020 20 €/t CO<sub>2</sub> (Hirst 2018).<sup>8</sup> Der in den Niederlanden geplante CO<sub>2</sub>-Mindestpreis von 20 €/t CO<sub>2</sub> wird in der Modellierung jedoch nicht wirksam, weil er unterhalb des Preises im EU-ETS liegt, der 22 €/EUA im Jahr 2020 beträgt.<sup>9</sup>

#### 5.4. Interkonnektoren

Der Einfluss des Auslands auf den deutschen Kraftwerkspark ist begrenzt durch die zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten der Interkonnektoren zu den elektrischen Nachbarländern. Tabelle 5-3 und Tabelle 5-4 zeigen für die Vergangenheit die mittleren historischen Handelskapazitäten in Form von Net Transfer Capacities (NTC) sowie die getroffenen Annahmen für das Jahr 2020.

**Tabelle 5-3: Mittlere Export-Handelskapazität, Deutschland mit elektrischen Nachbarländern, 2012-2020**

Von DE nach ...	2012	2014	2016	2020
GW				
AT	9,0*	9,0*	9,0*	4,9
CH	0,9	1,1	1,5	1,5
CZ	1,0	0,7	0,1	1,2
DK	1,4	1,5	1,8	1,6
FR	2,6	2,5	3,1**	3,1
NL	2,3	2,2	3,0**	3,5
PL	0,6	0,7	0,1	0,4
SE	0,4	0,3	0,4	0,6
<b>Summe</b>	<b>18,1</b>	<b>17,9</b>	<b>19,1</b>	<b>16,8</b>

Anmerkungen:

\* Im gemeinsamen Marktgebiet zwischen Deutschland und Österreich liegen keine Handelsbeschränkungen vor.

\*\* Anstieg der Handelsleistung ist bedingt durch Einführung des Flow-Based-Market Coupling

Quelle: BNetzA & BKartA 2017, eigene Annahmen Prognos

<sup>8</sup> Der zusätzliche CO<sub>2</sub>-Preis von £18 gilt seit April 2015. Die Umrechnung von Britischem Pfund in Euro erfolgte mit dem Wechselkurs vom 15.02.2018.

<sup>9</sup> In den Niederlanden wurde im Koalitionsvertrag (People' Party for Freedom and Democracy et al. 2017) die Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises beschlossen. Dieser soll von 18 bis 20 € in 2020 bis 2030 auf bis zu 43 €/t steigen.

**Tabelle 5-4: Mittlere Import-Handelskapazitäten zwischen Deutschlands und europäischen Nachbarländern, 2012-2020**

Von ... nach DE	2012	2014	2016	2020
GW				
AT	9,0*	9,0*	9,0*	4,9
CH	4,0	4,0	4,0	4,0
CZ	1,4	1,4	1,3	1,2
DK	1,3	1,1	0,7	1,2
FR	1,8	1,8	4,0**	4,0
NL	2,3	2,3	2,2**	2,7
PL	1,3	1,4	1,3	1,3
SE	0,5	0,4	0,4	0,5
<b>Summe</b>	<b>21,6</b>	<b>21,3</b>	<b>23,0</b>	<b>19,8</b>

Anmerkungen:

\* Im gemeinsamen Marktgebiet zwischen Deutschland und Österreich liegen keine Handelsbeschränkungen vor.

\*\* Anstieg der Handelsleistung ist bedingt durch die Einführung des Flow-Based-Market Coupling

Quelle: BNetzA & BKartA 2017, eigene Annahmen Prognos

Zwischen 2012 und 2016 betrug die mittlere Export-Handelskapazität rund 18 bis 19 GW. Die mittlere Import-Handelskapazität lag mit 21 bis 23 GW leicht höher. Der Anstieg der Handelskapazität von 2014 auf 2016 beruht insbesondere auf der Einführung des Flow Based Market Coupling im Mai 2015 in Zentral-Westeuropa (CWE).

Für das Betrachtungsjahr 2020 wurde angenommen, dass die aktuelle Entwicklung im Wesentlichen weiter fortbesteht. Die wesentliche Änderung im Vergleich zur Historie besteht zum einen in der Auflösung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Preiszone. Zum anderen wurde die neue Kuppelleitung zwischen Deutschland und den Niederlanden berücksichtigt. Die aktuell sich im Bau befindenden Interkonnektoren nach Belgien und Norwegen wurden in der Modellierung nicht berücksichtigt – es wurde eine spätere Inbetriebnahme unterstellt.

## 6. Ergebnisse der Modellierung

### 6.1. Vorbemerkungen

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Modellierungen durch Öko-Institut und Prognos AG dargestellt. Gerechnet wurden die in Kapitel 2 vorgestellten Szenarien Referenz, Baseline und Baseline-Sensitivität für das Jahr 2020. Die Emissionsminderungswirkung der Sicherheitsbereitschaft für das Jahr 2020 wird durch die Differenzbildung der beiden Baseline-Szenarien (in denen keine Sicherheitsbereitschaft existiert) mit dem Referenzszenario (in dem die Sicherheitsbereitschaft existiert) ermittelt. Grundlegende Modellannahmen wurden zwischen Öko-Institut und Prognos AG harmonisiert und in Kapitel 5 dargestellt. Kleinere Unterschiede zwischen den Strommarktmodellen der jeweiligen Institute bleiben bestehen. Grundsätzlich ist eine Konvergenz der Ergebnisse zu beobachten.

### 6.2. Öko-Institut

#### 6.2.1. Vorbemerkungen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Modellierung des Öko-Instituts dargestellt. Die Modellierung erfolgte mit Hilfe des Strommarktmodells PowerFlex. Für eine detailliertere Beschreibung des Modells wird auf Anhang A2 verwiesen.

#### 6.2.2. Referenz-Szenario

In dem Szenario ist wie in Kapitel 2 beschrieben die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft mit 2,7 GW in Kraft. Die im Jahr 2020 installierte Leistung an Braunkohlekraftwerken beträgt 17,9 GW.

Tabelle 6-1 zeigt die installierte Nettoleistung, Nettostromerzeugung und die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Referenzentwicklung für das Jahr 2020. Insgesamt sind Braunkohlekraftwerke mit einer installierten Nettoleistung von knapp 18 GW am Strommarkt in Betrieb. Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft stehen entsprechend der aktuellen Gesetzeslage im Jahr 2020 in der Referenzentwicklung dem hier modellierten Strommarkt nicht mehr zur Verfügung.

Die Kernkraftwerksleistung beträgt entsprechend dem Ausstiegsbeschluss noch 8 GW, die installierten Kapazitäten der Steinkohle- bzw. Erdgaskraftwerke belaufen sich auf 21 GW bzw. knapp 22 GW.

Insgesamt produzieren die stromerzeugenden Anlagen inklusive der erneuerbaren Energien (exklusive der Pumpspeicherkraftwerke) zusammen knapp 619 TWh, wobei im Jahressaldo 54 TWh exportiert werden. Die fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen (ohne Emissionen aus Rauchgasentschwefelungsanlagen) addieren sich zu knapp 303 Mio. t.



**Tabelle 6-1: Installierte Nettoleistung, Nettostromerzeugung und CO<sub>2</sub>-Emissionen im Referenz-Szenario (mit Stilllegungen durch die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft), 2020**

	Installierte Nettoleistung	Nettostromerzeugung	CO <sub>2</sub> -Emissionen
	GW	TWh	Mio. t CO <sub>2</sub>
Kernenergie	8,1	62,7	0,0
Braunkohle	17,9	119,0	133,8
Steinkohle	21,3	87,3	80,2
Erdgas	21,5	75,5	45,7
Sonstige Fossile	5,6	20,1	43,0
Biomasse	8,7	50,6	0,0
Laufwasser	4,0	21,0	0,0
Solar	49,2	46,3	0,0
Wind onshore	57,0	105,0	0,0
Wind offshore	7,5	30,0	0,0
Geothermie	0,3	1,1	0,0
<b>Summe (ohne PSW)</b>		<b>618,5</b>	<b>302,7</b>
Pumpspeicherkraftwerke		3,5	
Exportsaldo		53,6	

Quelle: Öko-Institut

### 6.2.3. Baseline-Szenario

In diesem Szenario wird, wie in Kapitel 2 beschrieben, keine Sicherheitsbereitschaft unterstellt. Die im Jahr 2020 installierte Leistung an Braunkohlekraftwerken beträgt 20,0 GW, angelehnt an das Mit-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2015.

Tabelle 6-2 zeigt die installierten Leistungen, Stromerzeugung und CO<sub>2</sub>-Emissionen für das Baseline-Szenario nach Energieträgern. Die installierten Leistungen unterscheiden sich nur für Braunkohle von den Annahmen in der Referenz-Entwicklung. Im Baseline-Szenario stehen dem Modell insgesamt 20,0 GW Braunkohlekapazitäten zur Verfügung (wie im Mit-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2015). In der Baseline ist die im Modell wieder als in Betrieb befindliche Leistung der Braunkohlekraftwerke gegenüber der Referenz um 2,1 GW höher.

Entsprechend erhöht sich auch die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken gegenüber der Referenzentwicklung.

**Tabelle 6-2: Installierte Nettoleistung, Nettostromerzeugung und CO<sub>2</sub>-Emissionen im Baseline-Szenario (ohne Stilllegungen von 2,1 GW Braunkohlekapazitäten), 2020**

	Installierte Nettoleistung	Nettostromerzeugung	CO <sub>2</sub> -Emissionen
	GW	TWh	Mio. t CO <sub>2</sub>
Kernenergie	8,1	62,7	0,0
Braunkohle	20,0	132,5	150,0
Steinkohle	21,3	82,7	76,2
Erdgas	21,5	74,5	45,3
Sonstige Fossile	5,6	20,1	43,0
Biomasse	8,7	50,6	0,0
Laufwasser	4,0	21,0	0,0
Solar	49,2	46,3	0,0
Wind onshore	57,0	105,0	0,0
Wind offshore	7,5	30,0	0,0
Geothermie	0,3	1,1	0,0
<b>Summe (ohne PSW)</b>		<b>626,4</b>	<b>314,5</b>
Pumpspeicherkraftwerke		3,7	
Exportsaldo		61,4	

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 6-3 zeigt die Veränderungen zwischen Baseline- und dem Referenzszenario für die relevanten Energieträger im Überblick. Die Einführung der Sicherheitsbereitschaft führt im Vergleich zum Baseline-Szenario zu einer um knapp 14 TWh niedrigeren Stromproduktion aus Braunkohlekraftwerken. Dafür steigt die Erzeugung der Steinkohlekraftwerke um 5 TWh und die der Erdgas-Kraftwerke um 1 TWh. Den größten Einfluss hat die Veränderung der Import-Export-Bilanz. Wenn die Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft nicht stillgelegt worden wären, hätte dies höhere Exporte in einem Umfang von 8 TWh bedeutet.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Braunkohlekraftwerken sinken im Referenzentwicklung Referenzszenario gegenüber dem Baseline-Szenario um gut 16 Mio. t. Dies wird teilweise durch den Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Steinkohlekraftwerken (4 Mio. t) und Erdgaskraftwerken (0,4 Mio. t) kompensiert, so dass die CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung gegenüber dem Baseline-Szenario insgesamt **11,8 Mio. t** beträgt.

**Tabelle 6-3: Entwicklung der Stromerzeugung im Referenz-Szenario mit Sicherheitsbereitschaft im Vergleich zum Baseline-Szenario (ohne Stilllegungen von 2,1 GW Braunkohlekapazitäten), 2020**

	Referenz (mit Sicherheits- bereitschaft)	Baseline (ohne Stilllegungen von 2,1 GW Braun- kohle)	Differenz
	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>
Braunkohle	119,0	132,5	-13,6
Steinkohle	87,3	82,7	4,7
Erdgas	75,5	74,5	1,0
<b>Nettostromerzeugung (ohne PSW)</b>	<b>618,5</b>	<b>626,4</b>	<b>-7,9</b>
Exportsaldo	53,6	61,4	-7,8
	<b>Mio. t CO<sub>2</sub></b>	<b>Mio. t CO<sub>2</sub></b>	<b>Mio. t CO<sub>2</sub></b>
Braunkohle	133,8	150,0	-16,2
Steinkohle	80,2	76,2	4,0
Erdgas	45,7	45,3	0,4
<b>Summe CO<sub>2</sub>-Emissionen (alle foss. Brennstoffe)</b>	<b>302,7</b>	<b>314,5</b>	<b>-11,8</b>

Quelle: Öko-Institut

#### 6.2.4. Szenario Baseline-Sensitivität

In einem Sensitivitätsszenario zur Baseline-Entwicklung wurde untersucht, wie sich die Entwicklung des Referenz-Szenarios im Vergleich zu einem veränderten Baseline-Szenario darstellt, in dem angenommen wird, dass alle in die Sicherheitsbereitschaft überführten Braunkohlekraftwerke im Jahr 2020 am Strommarkt teilnehmen würden.

Tabelle 6-4 zeigt die installierten Leistungen, die Stromerzeugung und die CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Energieträgern für dieses veränderte Baseline-Szenario. Insgesamt sind hier im Jahr 2020 noch Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von 20,6 GW am Strommarkt aktiv.

**Tabelle 6-4: Installierte Nettoleistung, Nettostromerzeugung und CO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenario Baseline-Sensitivität (ohne Stilllegungen von 2,7 GW Braunkohlekapazitäten), 2020**

	Installierte Nettoleistung	Nettostromerzeugung	CO <sub>2</sub> -Emissionen
	GW	TWh	Mio. t CO <sub>2</sub>
Kernenergie	8,1	62,7	0,0
Braunkohle	20,6	136,0	154,4
Steinkohle	21,3	81,4	75,2
Erdgas	21,5	74,3	45,3
Sonstige Fossile	5,6	20,1	43,0
Biomasse	8,7	50,6	0,0
Laufwasser	4,0	21,0	0,0
Solar	49,2	46,3	0,0
Wind onshore	57,0	105,0	0,0
Wind offshore	7,5	30,0	0,0
Geothermie	0,3	1,1	0,0
<b>Summe (ohne PSW)</b>		<b>628,4</b>	<b>317,8</b>
Pumpspeicherkraftwerke		3,8	
Exportsaldo		63,4	

Quelle: Öko-Institut

Die Referenzentwicklung führt im Vergleich zu dieser veränderten Baseline-Entwicklung (s. Tabelle 6-5) zu einer um 17 TWh reduzierten Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken. Die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken steigt dafür um knapp 6 TWh, die aus Erdgasanlagen um gut 1 TWh. Ohne die Überführung von 2,7 GW Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft läge zudem der Exportsaldo um ca. 10 TWh höher. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Braunkohlekraftwerken sinken gegenüber der veränderten Baseline um knapp 21 Mio. t, dies wird durch die steigenden CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Steinkohlekraftwerken (etwas über 5 Mio. t) und Erdgaskraftwerken (0,5 Mio. t) zum Teil wieder kompensiert, so dass die Nettominderung der Referenz gegenüber der Baseline-Sensitivität **15 Mio. t** beträgt.

**Tabelle 6-5: Entwicklung der Stromerzeugung im Referenz-Szenario mit Sicherheitsbereitschaft im Vergleich zum Szenario Baseline-Sensitivität (ohne Stilllegungen von 2,7 GW Braunkohlekapazitäten), 2020**

	<b>Referenz (mit Sicherheits- bereitschaft)</b>	<b>Baseline- Sensitivität (ohne Sicherheits- bereitschaft)</b>	<b>Differenz</b>
	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>
Braunkohle	119,0	136,0	-17,0
Steinkohle	87,3	81,4	5,9
Erdgas	75,5	74,3	1,2
<b>Nettostromerzeugung (ohne PSW)</b>	<b>618,5</b>	<b>628,4</b>	<b>-9,9</b>
Exportsaldo	53,6	63,4	-9,8
	<b>Mio. t CO<sub>2</sub></b>	<b>Mio. t CO<sub>2</sub></b>	<b>Mio. t CO<sub>2</sub></b>
Braunkohle	133,8	154,4	-20,6
Steinkohle	80,2	75,2	5,1
Erdgas	45,7	45,3	0,5
<b>Summe CO<sub>2</sub>-Emissionen (alle foss. Brennstoffe)</b>	<b>302,7</b>	<b>317,8</b>	<b>-15,0</b>

Quelle: : Öko-Institut

### 6.3. Prognos

#### 6.3.1. Vorbemerkungen

Nachfolgend werden die Ergebnisse von Prognos dargestellt. Die Modellierung wurde mit Hilfe des Prognos-Strommarktmodells durchgeführt. Für eine detailliertere Beschreibung des Modells wird auf Anhang A3 verwiesen.

#### 6.3.2. Referenz-Szenario

In dem Szenario ist wie in Kapitel 2 beschrieben die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft mit 2,7 GW in Kraft. Die im Jahr 2020 installierte Leistung an Braunkohlekraftwerken beträgt 17,9 GW.

Tabelle 6-6 zeigt die installierte Nettoleistung, die Nettostromerzeugung sowie die CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Referenz. Insgesamt beträgt die Nettostromerzeugung (exklusive

Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken) 615 TWh. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen (ohne Emissionen aus Rauchgasentschwefelungsanlagen) betragen 302 Mio. t.

**Tabelle 6-6: Installierte Nettoleistung, Nettostromerzeugung und CO<sub>2</sub>-Emissionen im Referenz-Szenario (mit Stilllegungen durch die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft), 2020**

	Installierte Nettoleistung	Nettostromerzeugung	CO <sub>2</sub> -Emissionen
	GW	TWh	Mio. t CO <sub>2</sub>
Kernenergie	8,1	63,1	0,0
Braunkohle	17,9	115,8	132,8
Steinkohle	21,3	86,2	82,4
Erdgas	21,5	75,3	44,4
Sonstige Fossile	5,6	20,5	42,5
Biomasse	8,7	50,9	0,0
Laufwasser	4,0	21,0	0,0
Solar	49,2	46,3	0,0
Wind onshore	57,0	105,0	0,0
Wind offshore	7,5	30,0	0,0
Geothermie	0,3	1,1	0,0
<b>Summe (ohne PSW)</b>		<b>615,1</b>	<b>302,1</b>
Pumpspeicherkraftwerke		5,6	
Exportsaldo		48,1	

Quelle: Prognos

### 6.3.3. Baseline-Szenario

Das Baseline-Szenario unterscheidet sich von der Referenz ausschließlich bei der installierten Leistung der Braunkohlekraftwerke. Während in der Referenz 17,9 GW im Markt sind, entspricht die Leistung hier 20,0 GW, angelehnt an das Mit-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2015.

In Tabelle 6-7 sind die Modellierungsergebnisse zur Stromerzeugung des Szenarios dargestellt. Die Stromerzeugung aus Braunkohle beträgt in diesem Szenario 128,4 TWh. Im Vergleich zum Baseline-Szenario wird in der Referenz damit 12,5 TWh weniger Strom aus Braunkohlekraftwerken erzeugt. Dieser sinkenden Erzeugung steht eine höhere Erzeugung aus Steinkohle (+3,3 TWh) und Erdgas (+0,9 TWh) gegenüber. Zusätzlich sinken in der Referenz auch die Exporte um rund 8 TWh gegenüber dem Ba-

seline-Szenario. Insgesamt beträgt die Stromerzeugung im Baseline-Szenario 623,5 TWh.

**Tabelle 6-7: Installierte Nettoleistung, Nettostromerzeugung und CO<sub>2</sub>-Emissionen im Baseline-Szenario (ohne Stilllegungen von 2,1 GW Braunkohlekapazitäten), 2020**

	Installierte Nettoleistung	Nettostromerzeugung	CO <sub>2</sub> -Emissionen
	GW	TWh	Mio. t CO <sub>2</sub>
Kernenergie	8,1	63,1	0,0
Braunkohle	20,0	128,4	147,8
Steinkohle	21,3	82,9	79,7
Erdgas	21,5	74,3	44,0
Sonstige Fossile	5,6	20,5	42,5
Biomasse	8,7	50,9	0,0
Laufwasser	4,0	21,0	0,0
Solar	49,2	46,3	0,0
Wind onshore	57,0	105,0	0,0
Wind offshore	7,5	30,0	0,0
Geothermie	0,3	1,1	0,0
<b>Summe (ohne PSW)</b>		<b>623,5</b>	<b>313,9</b>
Pumpspeicherkraftwerke		5,6	
Exportsaldo		56,4	

Quelle: Prognos

Die Sicherheitsbereitschaft im Referenzszenario bewirkt im Vergleich zu diesem Szenario eine Emissionsminderung im Bereich der Braunkohleverstromung von 14,9 Mio. t CO<sub>2</sub>. Durch den Mehreinsatz von Steinkohlekraftwerken werden 2,7 Mio. t. mehr emittiert, durch den Mehreinsatz von Erdgaskraftwerken 0,3 Mio. t. Im Vergleich zum Szenario Baseline Sensitivität beträgt die Emissionseinsparung des Referenzszenarios über alle fossilen Brennstoffe **11,9 Mio. t.**

**Tabelle 6-8: Entwicklung der Stromerzeugung im Referenz-Szenario mit Sicherheitsbereitschaft im Vergleich zum Baseline-Szenario (ohne Stilllegungen von 2,1 GW Braunkohlekapazitäten), 2020**

	Referenz (mit Sicherheitsbereitschaft)	Baseline (ohne Stilllegungen von 2,1 GW Braunkohle)	Differenz
	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>
Braunkohle	115,8	128,4	-12,5
Steinkohle	86,2	82,9	3,3
Erdgas	75,3	74,3	0,9
<b>Nettostromerzeugung (ohne PSW)</b>	<b>615,1</b>	<b>623,5</b>	<b>-8,3</b>
Exportsaldo	48,1	56,4	-8,3
	<b>Mio. t CO<sub>2</sub></b>	<b>Mio. t CO<sub>2</sub></b>	<b>Mio. t CO<sub>2</sub></b>
Braunkohle	132,8	147,8	-14,9
Steinkohle	82,4	79,7	2,7
Erdgas	44,4	44,0	0,3
<b>Summe CO<sub>2</sub>-Emissionen (alle foss. Brennstoffe)</b>	<b>302,1</b>	<b>313,9</b>	<b>-11,9</b>

Quelle: Prognos

#### 6.3.4. Szenario Baseline-Sensitivität

In dieser Sensitivitätsbetrachtung zum Baseline-Szenario stehen in diesem Szenario die in die Sicherheitsbereitschaft überführten Braunkohlekraftwerke dem Markt in vollem Umfang zur Verfügung. Die installierte Kraftwerksleistung an Braunkohlekraftwerken beträgt damit 20,6 GW im Jahr 2020. Das entspricht 2,7 GW mehr Leistung im Vergleich zur Referenz und 0,6 GW mehr als im Szenario Baseline.

In Tabelle 6-9 sind die Modellierungsergebnisse des Szenarios dargestellt. Die Stromerzeugung liegt hier mit rund 625 TWh nur leicht über der Gesamterzeugung des Szenario Baseline. Die Emissionen belaufen sich in diesem Szenario auf 316,6 Mio. t.



**Tabelle 6-9: Installierte Nettoleistung, Nettostromerzeugung und CO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenario Baseline-Sensitivität (ohne Stilllegungen von 2,7 GW Braunkohlekapazitäten), 2020**

	Installierte Nettoleistung	Nettostromerzeugung	CO <sub>2</sub> -Emissionen
	GW	TWh	Mio. t CO <sub>2</sub>
Kernenergie	8,1	63,1	0,0
Braunkohle	20,6	131,4	151,6
Steinkohle	21,3	81,8	78,7
Erdgas	21,5	73,9	43,8
Sonstige Fossile	5,6	20,5	42,5
Biomasse	8,7	50,9	0,0
Laufwasser	4,0	21,0	0,0
Solar	49,2	46,3	0,0
Wind onshore	57,0	105,0	0,0
Wind offshore	7,5	30,0	0,0
Geothermie	0,3	1,1	0,0
<b>Summe (ohne PSW)</b>		<b>624,8</b>	<b>316,6</b>
Pumpspeicherkraftwerke		5,6	
Exportsaldo		57,8	

Quelle: Prognos

Die Differenzen zwischen dem Referenzszenario und dem Szenario Baseline-Sensitivität sind in Tabelle 6-10 dargestellt. Durch die Sicherheitsbereitschaft sinkt die Stromerzeugung insgesamt um rund 10 TWh. Die Braunkohlestromerzeugung sinkt um 15,6 TWh, was jedoch durch einen Anstieg der Stromerzeugung aus Steinkohle (4,4 TWh) und aus Erdgas (1,4 TWh) teilweise kompensiert wird. Insgesamt ergibt sich des Weiteren ein geringerer Exportsaldo von 9,6 TWh.

Die Sicherheitsbereitschaft im Referenzszenario bewirkt im Vergleich zu diesem Szenario eine Emissionsminderung im Bereich der Braunkohleverstromung von 18,7 Mio. t. Durch den Mehreinsatz von Steinkohlekraftwerken werden 3,7 Mio. t. mehr emittiert, durch den Mehreinsatz von Erdgaskraftwerken 0,5 Mio. t. Im Vergleich zum Szenario Baseline Sensitivität beträgt die Emissionseinsparung des Referenzszenarios über alle fossilen Brennstoffe **14,6 Mio. t.**

**Tabelle 6-10: Entwicklung der Stromerzeugung im Referenz-Szenario mit Sicherheitsbereitschaft im Vergleich zum Szenario Baseline-Sensitivität (ohne Stilllegungen von 2,7 GW Braunkohlekapazitäten), 2020**

	<b>Referenz (mit Sicherheits- bereitschaft)</b>	<b>Baseline- Sensitivität (ohne Sicherheits- bereitschaft)</b>	<b>Differenz</b>
	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>
Braunkohle	115,8	131,4	-15,6
Steinkohle	86,2	81,8	4,4
Erdgas	75,3	73,9	1,4
<b>Nettostromerzeugung (ohne PSW)</b>	615,1	624,8	-9,7
Exportsaldo	48,1	57,8	-9,6
	<b>Mio. t CO<sub>2</sub></b>	<b>Mio. t CO<sub>2</sub></b>	<b>Mio. t CO<sub>2</sub></b>
Braunkohle	132,8	151,6	-18,7
Steinkohle	82,4	78,7	3,7
Erdgas	44,4	43,8	0,5
<b>Summe CO<sub>2</sub>-Emissionen (alle foss. Brennstoffe)</b>	302,1	316,6	-14,6

Anmerkung: Es treten rundungsbedingte Differenzen auf

Quelle: Prognos

## 6.4. Synthese

Die vorliegende Evaluation hat die Zielsetzung, die Wirkung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für das Jahr 2020 zu quantifizieren. Um den Effekt der Sicherheitsbereitschaft abschätzen zu können wurden von Öko-Institut und Prognos AG ein Referenzszenario mit Sicherheitsbereitschaft sowie zwei Baseline-Szenarien ohne Sicherheitsbereitschaft für das Jahr 2020 konzipiert. Die Notwendigkeit, zwei Baseline-Szenarien zu analysieren, ergibt sich aus den Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung des deutschen Braunkohlekraftwerksparks, die sich ohne Sicherheitsbereitschaft für den Zeithorizont 2020 ergeben hätte und die mit Blick auf die Zusätzlichkeit der erzielten Emissionsminderung relevant ist:

- Das Baseline-Szenario orientiert sich an dem „Mit-Maßnahmen-Szenario“ des Projektionsbericht 2015, welches Grundlage für die Ausarbeitung der Sicherheitsbereitschaft war. In diesem Szenario stehen dem Strommarkt im Jahr 2020 20,0 GW Braunkohlekraftwerksleistung zur Verfügung.
- Das Szenario Baseline-Sensitivität unterscheidet sich vom Referenzszenario durch den Wegfall der Sicherheitsbereitschaft, der Braunkohlekraftwerkspark bleibt im Vergleich zum Zeitpunkt vor der Sicherheitsbereitschaft unverändert. In dem Szenario stehen dem Strommarkt im Jahr 2020 20,6 GW Braunkohlekraftwerksleistung zur Verfügung.

Mithilfe der Modellinstrumentarien von Öko-Institut und Prognos wurde für die jeweiligen Szenarien der europäische Strommarkt stündlich simuliert, um Aussagen zu der Höhe der Stromerzeugung sowie der resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen für 2020 zu treffen.

Für das Jahr 2020 werden mit der Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke für die gesamte Stromerzeugung in Deutschland Emissionsniveaus von 303 Mio. t CO<sub>2</sub> (Modellierung des Öko-Instituts) bzw. 302 Mio. t CO<sub>2</sub> (Modellierung der Prognos AG) erreicht.

Ein näherer Vergleich der Modellierungsergebnisse jenseits der aggregierten Ergebnisse für Treibhausgasemissionen zeigt auch eine gute Konvergenz für die anderen Ergebnisparameter der Modellierungen:

- bezüglich der Veränderungen in den Strukturen des Stromaufkommens in Deutschland, also hinsichtlich der Frage, in welchem Maße Kraftwerke im Inland die ausfallende Stromerzeugung übernehmen, sowie
- mit Blick auf die sinkenden Stromexporte durch die Einführung der Sicherheitsbereitschaft.

Für die genannten Effekte bestätigt sich dabei in der Rückschau die Robustheit der Ansätze, die bei den ex-ante vorgenommenen Wirkungsschätzungen verwendet wurden.

Im Vergleich der beiden Baseline-Szenarien mit dem Referenz-Szenario kann die Emissionsminderungswirkung der Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke quantifiziert werden:

- Die CO<sub>2</sub>-Emissionen im nationalen Bilanzraum sinken im Jahr 2020 für das Referenz-Szenario im Vergleich zum Baseline-Szenario um 11,9 (Modellierung von Prognos) bis 11,8 Mio. t CO<sub>2</sub> (Modellierung des Öko-Instituts). Durch die Sicherheitsbereitschaft der Braunkohlekraftwerke wird die vorgegebene zusätzliche Emissionsminderung von 12,5 Mio. t CO<sub>2</sub> für das Jahr 2020 nicht erreicht, wenn hinsichtlich der Zusätzlichkeit auf die im Rahmen des „Mit-Maßnahmen-Szenarios“ des Projektionsberichts 2015 unterstellten Entwicklungen Bezug genommen wird.
- Im Vergleich zu dem Szenario Baseline-Sensitivität wird die durch die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft angestrebte Emissionsminderung von 12,5 Mio. t CO<sub>2</sub> hingegen erreicht. Hier ergeben sich durch die Sicherheitsbereitschaft im Jahr 2020 Emissionsminderungen von 14,6 (Modellierung von Prognos) bis 15,0 Mio. t CO<sub>2</sub> (Modellierung des Öko-Instituts).

Die zusätzliche Emissionsminderungswirkung der Sicherheitsbereitschaft hängt damit von der Annahme ab, wieviel Braunkohlekraftwerksleistung im Jahr 2020 ohne das Instrument der Sicherheitsbereitschaft dem Strommarkt zur Verfügung gestanden hätte.

**Tabelle 6-11: Emissionsminderungen durch die Sicherheitsbereitschaft der Braunkohlekraftwerke, 2020**

	Öko-Institut	Prognos
	Mio. t CO <sub>2</sub>	Mio. t CO <sub>2</sub>
Referenz zu Baseline	11,8	11,9
Referenz zu Baseline-Sensitivität	15,0	14,6

Quelle: Modellrechnungen von Öko-Institut und Prognos

## 7. Referenzen

### 7.1. Literatur

- BMUB – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Kabinettsbeschluss vom 3. Dezember 2014. Online verfügbar: [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Aktionsprogramm\\_Klimaschutz/aktionsprogramm\\_klimaschutz\\_2020\\_broschuere\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Aktionsprogramm_Klimaschutz/aktionsprogramm_klimaschutz_2020_broschuere_bf.pdf); letzter Abruf am 30.07.2018.
- BNetzA – Bundesnetzagentur & BKartA – Bundeskartellamt (2017): Monitoringbericht 2017. Online verfügbar: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht\\_2017.pdf;jsessionid=7BD2A2D2B184E234FD99011E0ECEE653?blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf;jsessionid=7BD2A2D2B184E234FD99011E0ECEE653?blob=publicationFile&v=4); letzter Abruf am 30.07.2018.
- BReg – Bundesregierung (2013): Projektionsbericht 2013 gemäß Entscheidung 280/2004/EG. Online verfügbar: [http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/ghgpro/envuucoda/130313\\_Projektionsbericht\\_DE\\_final.doc/manage\\_document](http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/ghgpro/envuucoda/130313_Projektionsbericht_DE_final.doc/manage_document); letzter Abruf am 30.07.2018.
- BReg – Bundesregierung (2015): Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU. Online verfügbar: [http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14/lcds\\_pams\\_projections/envvqlq8w/150422\\_Projektionsbericht\\_2015\\_final.pdf](http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14/lcds_pams_projections/envvqlq8w/150422_Projektionsbericht_2015_final.pdf); letzter Abruf am 30.07.2018.
- BReg – Bundesregierung (2017): Projektionsbericht 2017 für Deutschland. gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013. Online verfügbar: [http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/klima-klimaschutz-download/artikel/projektionsbericht-der-bundesregierung-2017/?tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=217](http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/klima-klimaschutz-download/artikel/projektionsbericht-der-bundesregierung-2017/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=217); letzter Abruf am 30.07.2018.
- HSR – Helmstedter Revier GmbH (2017): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2016 bis zum 31.12.2016.
- Öko-Institut (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Online verfügbar: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Deutsche\\_Braunkohlenwirtschaft/Agora\\_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf); letzter Abruf am 30.07.2018.
- Öko-Institut (2018): Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Online verfügbar: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Sektorale-Abgrenzung-deutscher-Treibhausgas-Emissionen-2018.pdf>; letzter Abruf am 30.07.2018.
- People' Party for Freedom and Democracy et al. (2017): Confidence in the Future. 2017-2021 Coalition Agreement. Online verfügbar: <https://www.government.nl/binaries/government/documents/publications/2017/10/10/coalition-agreement-confidence-in-the-future/coalition-agreement-2017-confidence-in-the-future.pdf>; letzter Abruf am 15.02.2018.

UBA – Umweltbundesamt (2018): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommixes in den Jahren 1990-2017 (Climate Change 11/2018). Online verfügbar: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-4>; letzter Abruf am 30.07.2018.

## 7.2. Datenquellen und Periodika

AGEB – Arbeitsgemeinschaft: Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland.

BDEW - Schnellstatistik

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Energiedaten.

BNetzA – Bundesnetzagentur: Kraftwerkliste.

DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein. Bericht des Deutschen Braunkohlen-Industrie-Vereins über das Geschäftsjahr.

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity: Transparenzdaten zur blockscharfen Stromerzeugung in Deutschland, Stand Dezember 2015.

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity: TYNDP 2018 Dataset, Stand: März 2018.

European Energy Exchange (EEX) – Market Data. Environmental Markets. Derivates Market. European Emission Allowances, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX) – Market Data. Natural Gas Year Futures.

European Energy Exchange (EEX) – Market Data. API 2 CIF ARA (Argus-IHS McCloskey) Coal Month Futures.

Eurostat – Versorgung, Umwandlung, Verbrauch - Elektrizität - jährliche Daten (nrg\_105a), Stand: Juli 2017.

EUTL – European Union Transaction Log: Verifizierte Emissionen 2005 - 2016, Stand: Mai 2017.

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

IRENA – International Renewable Energy Agency: Data & Statistics – Capacity and Generation, Stand: Oktober 2017.

StBA – Statistisches Bundesamt: Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung.

StBA – Statistisches Bundesamt: Energiestatistik. Tabellen zur Stromerzeugung für die Jahre 2015 und 2016 für Elektrizitätsversorger und Industrie (Brennstoffeinsatz für Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung nach Energieträgern, Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung nach Energieträgern). Online verfügbar: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Erzeugung.html>; letzter Abruf am 12.4.2017.

UBA – Umweltbundesamt: National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory.

UBA – Umweltbundesamt: Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen. 1990 – 2016, Arbeitsstand: 15.01.2018

### 7.3. Rechtstexte

StrommarktG – Strommarktgesetz (Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes) vom 26. Juli 2016, (BGBl. I Nr. 37, S. 1786). Online verfügbar:

[https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav#\\_bgbl\\_%2F%2F\\*%5B%40attr\\_id%3D%27bgbl116s1786.pdf%27%5D\\_1528876475662](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl116s1786.pdf%27%5D_1528876475662), zuletzt geprüft am 05.10.2018.

Gesetzesbegründung zum StrommarktG – Strommarktgesetz (Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes), vom 20. Januar 2016, (BT-Drs. 18/7317 zu § 13g (8)).

Online verfügbar:

<http://dipbt.bundestag.de/doc/btd/18/073/1807317.pdf>, zuletzt geprüft am 05.10.2018

## Anhänge

### Anhang A1: Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks in den europäischen Nachbarländern

**Tabelle A1- 1: Fossil-thermischer Kraftwerkspark in den europäischen Nachbarländern, 2020**

	GW		GW
<b>AT</b>		<b>FR</b>	
Kernenergie	0.0	Kernenergie	63.0
Braunkohle	0.0	Braunkohle	0.0
Steinkohle	0.6	Steinkohle	2.9
Erdgas	4.2	Erdgas	9.8
Sonstige Fossile	1.2	Sonstige Fossile	1.4
<b>CH</b>		<b>NL</b>	
Kernenergie	2.9	Kernenergie	0.5
Braunkohle	0.0	Braunkohle	0.0
Steinkohle	0.0	Steinkohle	4.6
Erdgas	0.4	Erdgas	18.0
Sonstige Fossile	0.5	Sonstige Fossile	4.3
<b>CZ</b>		<b>PL</b>	
Kernenergie	4.1	Kernenergie	0.0
Braunkohle	6.6	Braunkohle	7.2
Steinkohle	1.2	Steinkohle	19.1
Erdgas	1.9	Erdgas	3.2
Sonstige Fossile	1.9	Sonstige Fossile	7.5
<b>DK</b>		<b>SE</b>	
Kernenergie	0.0	Kernenergie	7.7
Braunkohle	0.0	Braunkohle	0.0
Steinkohle	1.2	Steinkohle	0.1
Erdgas	2.5	Erdgas	1.0
Sonstige Fossile	0.9	Sonstige Fossile	0.9

Quellen: ENTSO-E 2018; eigene Annahmen Prognos



## Anhang A2: Modellbeschreibung PowerFlex

Die Modellrechnungen für den Strommarkt wurden seitens des Öko-Instituts mit dem PowerFlex-Modell durchgeführt. Dieses am Öko-Institut entwickelte Modell bildet den jährlichen Kraftwerkseinsatz am Spotmarkt in stündlicher Auflösung ab, indem es in einem Optimierungsprozess die kurzfristigen Grenzkosten der verfügbaren Stromerzeugungseinheiten minimiert. Gleichzeitig muss in jeder Stunde die vorgegebene Stromnachfrage gedeckt werden. Als Ergebnis der Optimierung liefert das Modell den Kraftwerkseinsatz und den Strompreis in jeder Stunde.

Im PowerFlex-Modell werden die inländischen Kraftwerke detailliert mit Hilfe technischer und ökonomischer Parameter abgebildet. Thermische Kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung größer 100 MW werden blockscharf und mit einem individuellen Wirkungsgrad erfasst.

Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen werden in technologie- und baujahrspezifischen Gruppen zusammengefasst und mit Hilfe von typspezifischen Parametern charakterisiert.

Biomassekraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, werden als Technologieaggregate als Teil des thermischen Kraftwerksparks abgebildet. Für die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energietechnologien Laufwasser, Wind offshore, Wind onshore und Photovoltaik wird das maximal zur Verfügung stehende Stromangebot aus skalierten generischen oder historischen stündlich aufgelösten Einspeiseprofilen vorgegeben.

Das Erzeugungsprofil für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung setzt sich aus einem typischen Fernwärmeprofil und einer angenommenen Gleichverteilung für industrielle KWK-Anlagen zusammen. Für jeden Hauptenergieträger ergibt sich somit ein individuelles KWK-Profil. Für Anlagen mit Sonderbrennstoffen, wie z. B. Gichtgas oder Müllverbrennungsanlagen, wird eine gleichverteilte Stromeinspeisung unterstellt.

Die Stromnachfrage wird in stündlicher Auflösung exogen vorgegeben. Das Nachfrageprofil setzt sich aus der Netzlast des betrachteten Jahres und einer angenommenen Gleichverteilung des Industriestromanteils zusammen.

Für die hier durchgeführte Analyse wurde das PowerFlex-Modell mit seinem Import-Export Modul verwendet. In diesem Modul sind auch die Kraftwerksparks der Nachbarländer abgebildet, allerdings in aggregierter Form. Die installierte Leistung der thermischen Kraftwerke ist nach Brennstoffen erfasst und zudem in Baujahr-Kategorien unterteilt. Innerhalb einer Kategorie wird ein einheitlicher mittlerer Wirkungsgrad für die darin enthaltenen Kraftwerke unterstellt.

Für dargebotsabhängige erneuerbare Energien sind, wo verfügbar, länderspezifische Einspeisezeitreihen als mögliche Obergrenze der Stromerzeugung vorgegeben. Ausländische Pumpspeicherkraftwerke (PSW) sind ebenso wie inländische als Speicher modelliert, so dass das Modell über ihren optimalen Einsatz als flexibler Nachfrager und Erzeuger entscheiden kann. Für Norwegen, Schweden, Österreich und die

Schweiz werden zusätzlich Speicherwasserkraftwerke (SWK) mit natürlichem Zufluss berücksichtigt.

Für den grenzüberschreitenden Stromfluss zwischen Deutschland und den Nachbarländern werden vorhandene Leitungen aggregiert und die NTC-Werte als Obergrenze berücksichtigt. Modellendogen ermittelt werden die Flüsse zwischen den modellierten Ländern.

Auf Basis einer vollständigen Voraussicht wird im Rahmen einer linearen Optimierung der kostenminimale Einsatz aller thermischen Kraftwerken, Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und Pumpspeicherkraftwerken – sowohl in Deutschland als auch in den Nachbarländern – unter Berücksichtigung technischer und energiewirtschaftlicher Nebenbedingungen bestimmt. Das Optimierungsproblem ist in GAMS implementiert und wird mit Hilfe des Simplex Algorithmus gelöst.

Mit diesem methodischen Instrumentarium werden in erster Linie Auslastungseffekte untersucht. Da das Jahr 2020 im Fokus steht, werden dynamische Effekte in Bezug auf das Investitionsverhalten in der hier vorgelegten Analyse nicht berücksichtigt.

## Anhang A3: Modellbeschreibung Prognos-Strommarktmodell

Das Strommarktmodell der Prognos AG bildet die Kraftwerke ab einer Leistung von 20 MW in Europa ab. Es simuliert bis zum Jahr 2050 stundenscharf den Einsatz der einzelnen Kraftwerksblöcke in den einzelnen Ländern. In das Modell fließen für die zu betrachtenden Marktregionen unter anderem folgende Eingangsparameter ein:

- Technische und ökonomische Parameter der einzelnen fossil-thermischen Kraftwerksblöcke (Nettonennleistung, Nettowirkungsgrad, Mindestleistung, Brennstofftyp, Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten, Anfahrstoffkosten, saisonale Verfügbarkeiten, Anforderungen aus Wärmebereitstellungen)
- Jahreslastgang der inflexiblen Verbraucher als Resultat des zukünftigen Strombedarfs in Abhängigkeit von Energieeffizienzpfaden und der Entwicklung der volkswirtschaftlichen Indikatoren der einzelnen Sektoren
- Restriktionen für das Ladeverhalten von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung der stündlichen Wärmenachfrage, der verschiedenen Fahrprofile sowie den Restriktionen beim Wärmespeicher und der Fahrzeugbatterie
- Einspeisezeitreihen für variable erneuerbare Energien unter Berücksichtigung nationaler Ausbauziele
- Mittlere Brennstoffpreise für Kraftwerke in Abhängigkeit von internationalen Energiepreisen, Transportkosten und volkswirtschaftlichen Rahmenbedingungen
- Netztransferkapazitäten (NTC) zwischen den benachbarten Marktregionen
- Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate in Abhängigkeit von den Vorgaben zur Klimapolitik und den Emissionen des jeweiligen Kraftwerksparks
- Restriktionen bei der Bewirtschaftung von Speicherkraftwerken

Im Modell erfolgt der Kraftwerkseinsatz realitätsnah entsprechend der jeweiligen Lastnachfrage nach der Grenzkostenlogik (Merit-Order). Das Kraftwerk mit den niedrigsten Grenzkosten wird zuerst eingesetzt, alle weiteren Kraftwerke sortieren sich gemäß ihren Grenzkosten ein, bis die Last für jede einzelne Stunde des Betrachtungszeitraumes gedeckt ist. Dabei bestimmt das jeweils letzte eingesetzte Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten den Preis. Kurz- und mittelfristige Stromspeicher sowie flexible Verbraucher werden bei der Einsatzplanung berücksichtigt.

Der Stromaustausch zwischen den einzelnen Ländern wird auf Basis der modellierten stündlichen Großhandelspreise und den vorhandenen Übertragungskapazitäten in einem iterativen Verfahren abgebildet. Wie am realen Strommarkt glätten Im- und Export-

te im Modell die Preise in den einzelnen Ländern, einseitige Preisausschläge werden im Rahmen der Strommarktkopplung reduziert.

Zur Validierung der Ergebnisse werden regelmäßig Backtestings durchgeführt. Das heißt, die Ergebnisse des Modells werden mit den historischen Ergebnissen verglichen.