

Atomausstieg bis zum Jahr 2020: Auswirkungen auf Investitionen und Wettbewerb in der Stromerzeugung

Kurzgutachten

Verband kommunaler Unternehmen e.V.

09. Mai 2011

enervis energy advisors GmbH
Schlesische Str.29 - 30
10997 Berlin
Fon: +49 (0)30 69 51 75 - 0
Fax: +49 (0)30 69 51 75 - 20
info@enervis.de
www.enervis.de



Inhaltsverzeichnis	Seite
Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse	3
1 Ziel und Aufbau des Kurzgutachtens	4
2 Szenariendefinition.....	4
3 Diskussion wesentlicher Ergebnisse.....	6
3.1 Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten	6
3.1.1 Gesetzte Kraftwerksneubauten (bis 2016)	6
3.1.2 Entwicklung von zusätzlichen Kraftwerksneubauten (nach 2016).....	8
3.2 Modernisierung des Kraftwerksparks.....	10
3.2.1 Entwicklung des durchschnittlichen Wirkungsgrades.....	10
3.2.2 Ausbauchancen für die Kraft-Wärme-Kopplung.....	11
3.3 Wesentliche Marktentwicklungen in den beiden Szenarien	12
3.3.1 Preisbildung und Preisentwicklung in den Szenarien.....	12
3.3.2 Wettbewerbseffekte im Erzeugungssektor.....	14
3.3.3 Exporte und Importe von Strom	15
3.4 Anhang – Hintergrundinformationen	17
3.4.1 Regionale Verteilung von Kraftwerksstilllegungen	17
3.4.2 CO ₂ -Emissionen.....	19

Abbildungsverzeichnis	Seite
Abbildung 1: Kapazitätspfade für die Kernenergienutzung in den beiden Szenarien (jeweils Kapazität zu Jahresbeginn)	5
Abbildung 2: Kapazitätsentwicklung von Kraftwerksbestand und Neubauten im Szenario „Ausstieg 2020“ (links) und im Szenario „langsamer Ausstieg“ (rechts).....	7
Abbildung 3: Exogen gesetzte und modellendogene Neubauten im Szenario „Ausstieg 2020“ (links) und „langsamer Ausstieg“ (rechts).....	8
Abbildung 4: Entwicklung des durchschnittlichen Wirkungsgrades des deutschen Kraftwerksparks (fossile Kraftwerke und Kernkraftwerke) in %-Punkten ab Startjahr 2011.	10
Abbildung 5: Preisentwicklung im Szenarienvergleich (Jahrespreise Base, Preise real 2011).....	12
Abbildung 6: Entwicklung der Exporte und Importe von Strom	16
Abbildung 7: Regionale Verteilung von erwarteten Kraftwerksstilllegungen bis 2025 (Auswertung über Bestandskraftwerke)	18

Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse

Die Vergleichsbetrachtungen eines Atomausstiegs bis 2020 gegenüber einem langsamen Atomausstieg, in dem neuere Kernkraftwerke (KKW) entsprechend des Energiekonzepts 2010 (Laufzeitverlängerung) betrieben werden, zeigen folgende zentrale Ergebnisse:

- Ein schneller Atomausstieg führt zu einem starken Investitionsanreiz im Erzeugungssektor. Dadurch kommt es zu einer Modernisierung des Kraftwerksparks im Zeitraum 2015 bis 2020, vor allem durch den Zubau von Gaskraftwerken (GuD).
- Grundlastkraftwerke (insbesondere KKW) werden überwiegend durch neue flexible Kraftwerke ersetzt. Dieser Zubau unterstützt den politisch gewollten Ausbau der erneuerbaren Energien aus systemtechnischer Sicht. Längere Laufzeiten der Kernkraftwerke hingegen stehen dem energiewirtschaftlich notwendigen Umbau der Energiewirtschaft im Wege.
- Die Effizienz des konventionellen Kraftwerksparks steigt mit der Modernisierung bei einem Ausstieg bis 2020 deutlich schneller als im Falle eines langsamen Ausstiegs und verbessert sich bis 2025 um insgesamt 6%-Punkte. Damit sinkt der Brennstoffbedarf für die Stromerzeugung und dämpft in der Folge die Strompreise und die CO₂-Emissionen nachhaltig.
- Der Zubau von GuD-Anlagen ermöglicht einen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), da diese Technik in Abhängigkeit der Standortbedingungen sowie des Förderrahmens sowohl in Form größerer Gaskraftwerke als auch dezentral mit Wärmeauskopplung realisierbar ist. Nur bei einem schnellen Ausstieg erscheint das 25%-Ziel für den KWK-Sektor überhaupt noch realisierbar.
- Die Strompreise in Deutschland werden im Wesentlichen durch die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise getrieben. Kernkraftwerke wirken nicht per se preisdämpfend, da sie an der Strombörse nicht preisbestimmend sind. Die Weltmarktpreise für Kohle und Gas werden nach Expertenschätzungen in der Zukunft tendenziell steigen. Damit steigen auch die Strompreise in beiden Szenarien.
- Bei einem Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahre 2020 liegen die Großhandelspreise für einen Übergangszeitraum von einigen Jahren (2014 – 2021) moderat über dem Preisniveau eines langsameren Ausstiegs. Diese Spannweite entspricht der historisch beobachtbaren Schwankung der Großhandelspreise bei Änderungen der Kapazitätssituation.
- Schon ab 2020 verlaufen die Preisentwicklungen beider Szenarien auf gleichem Niveau. Der nach wie vor nennenswerte Anteil von Kernenergie im Szenario „langsamer Ausstieg“ wirkt also nicht langfristig preisdämpfend.
- Bei einem schnellen Ausstieg ist ein positiver Effekt für die Entwicklung des Wettbewerbs im Erzeugungssektor zu erwarten. Im Gegensatz zur Kernenergie stehen die Techniken der Kraftwerksneubauten (Gas und in geringerem Umfang auch Steinkohle) allen Marktteilnehmern zur Verfügung. Die bestehende Abschottung des Erzeugungsmarktes durch die Kernkraftwerke wird zugunsten eines echten Wettbewerbs um die Modernisierung des deutschen Kraftwerksparks aufgehoben.
- Mit einem Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Jahr 2020 können somit zwei wichtige energiepolitische Ziele erreicht werden: erstens eine möglichst rasche Beendigung des Kernenergieisikos und zweitens die Öffnung des immer noch oligopolistisch geprägten Erzeugungssektors für einen echten Wettbewerb. Von einer solchen Marktöffnung könnten Stadtwerke genauso profitieren wie andere Energieversorgungsunternehmen.
- Die verlässliche und bezahlbare Stromversorgung in Deutschland ist zu keinem Zeitpunkt durch Kapazitätsengpässe gefährdet. Der Wettbewerb um neue Investitionen funktioniert, der Markt sorgt für ausreichende Erzeugungskapazitäten. Voraussetzung hierfür sind verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen in Kraftwerke und Netze.

1 Ziel und Aufbau des Kurzgutachtens

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (im Folgenden VKU) hat durch das energie-wirtschaftliche Beratungsunternehmen enervis energy advisors GmbH (im Folgenden enervis) das vorliegende Kurzgutachten erarbeiten lassen. Das Gutachten analysiert die Effekte eines Ausstiegs aus der Kernenergienutzung bis zum Jahre 2020 auf den deutschen Strommarkt. Im Kern werden in diesem Zusammenhang folgende Teilfragen untersucht:

- In welchem Umfang sind Kraftwerksneubauten nötig bzw. zu erwarten?
- Welche Kraftwerkstechnologien werden hierfür in welchem Umfang genutzt?
- Welche Preiseffekte entstehen dadurch und in welchem zeitlichen Rahmen?
- Welche Marktakteure können die notwendigen Kraftwerksneubauten realisieren?

Die Analysen und die Ermittlung der Preisentwicklungen erfolgt unter Einsatz des von enervis entwickelten Prognosemodells enervis Market Power für den europäischen Strommarkt.

2 Szenariendefinition

Die Untersuchung erfolgt auf Basis einer Szenariorechnung mit einem Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2020 einerseits und einer Berechnung ohne einen forcierten Ausstieg andererseits. Die Betrachtungen werden für den Zeitraum 2011 bis 2025 durchgeführt. Die zwei betrachteten Szenarien beruhen auf identischen Annahmen bezüglich Brennstoff- und CO₂-Preisen, Ausbaupfaden für die erneuerbaren Energien, Technologieparameter, Grenzkuppelstellen, Stromnachfrage etc.¹ Lediglich die Kapazitätsentwicklung der Kernkraftwerke in Deutschland wird zwischen den beiden Szenarien variiert. Dies mit der Absicht, die Effekte eines Ausstiegs bis 2020 eindeutig auszuweisen, zu vergleichen und zu analysieren.

Vor dem Hintergrund der Reaktorkatastrophen in Japan wurden in Deutschland Mitte März 2011 die sieben ältesten Kernkraftwerke (Inbetriebnahmejahr vor 1981) abgeschaltet. Dies geschah mit Hinweis auf ihre ggfs. mangelnde Sicherheit gegen Extremereignisse. Die aktuelle gesellschaftliche und energiepolitische Diskussion lässt erwarten, dass diese sieben Kraftwerke auch nach Ende des von der Bundesregierung ausgerufenen dreimonatigen Moratoriums im Mai 2011 nicht mehr ans Netz gehen werden. Auch wenn diese Kraftwerke, entgegen den jetzigen Signalen aus der Politik, nicht stillgelegt, sondern „nur“ mit verschärften Sicherheitsauflagen belegt werden sollten, ist davon auszugehen, dass die Erfüllung dieser Auflagen zur Gewährleistung des Betriebs für nur noch wenige Jahre nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Daher erscheint die endgültige Stilllegung der sieben ältesten Kernkraftwerke im Jahr 2011 als sehr wahrscheinlich.

Damit stellt sich für die Zukunft die Frage, wie mit den restlichen zehn Kernenergieanlagen verfahren werden soll, die ab 1981 in Betrieb gegangen sind. Hierfür werden in diesem Gutachten die folgenden zwei Szenarien definiert.

¹ Es wurden die Brennstoff- und CO₂-Preisprämissen des World Energy Outlook 2010 (New Policy Scenario) verwendet.

- **Das Szenario „Ausstieg 2020“** bildet einen Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Jahr 2020 ab, wie er vom Vku in seinem Positionspapier zur Fortentwicklung des Energiekonzepts der Bundesregierung vom 07.04.2011 gefordert wurde. Hierfür wird unterstellt, dass die sieben ältesten Reaktoren sofort stillgelegt werden. Die restlichen Kernkraftwerke erhalten eine Betriebsgenehmigung bis jeweils 31 Jahre nach ihrem Inbetriebnahmedatum, so dass im Jahr 2020 mit Neckarwestheim 2 der letzte Reaktor vom Netz gehen würde. Der Pfad „schneller Ausstieg“ ist in nachfolgender Abbildung als blaue Stufenkurve dargestellt, die wesentliche Transformation im Erzeugungssektor geschieht zwischen 2015 und 2020.
- **Das Szenario „langsamer Ausstieg“** geht von einer angepassten Laufzeitverlängerung aus. Hierbei werden ebenfalls die sieben ältesten und derzeit durch das Moratorium außer Betrieb genommenen Kernkraftwerke nicht wieder in Betrieb genommen. Die restlichen Reaktoren laufen jedoch auf Basis der ihnen im Rahmen der Laufzeitverlängerung aus dem Jahr 2010 zugebilligten zusätzlichen Reststrommengen weiter. Damit verbleibt ein Sockel von rund 14.000 MW an Kernenergieleistung bis 2028 Jahre im Markt, um danach auf Basis der Reststrommengen langsam stufenweise abzuschmelzen. Der Pfad „langsamer Ausstieg“ ist in der nachfolgenden Abbildung als graue Fläche dargestellt, die wesentliche Transformation im Erzeugungssektor beginnt erst deutlich nach dem hier betrachteten Zeitraum.

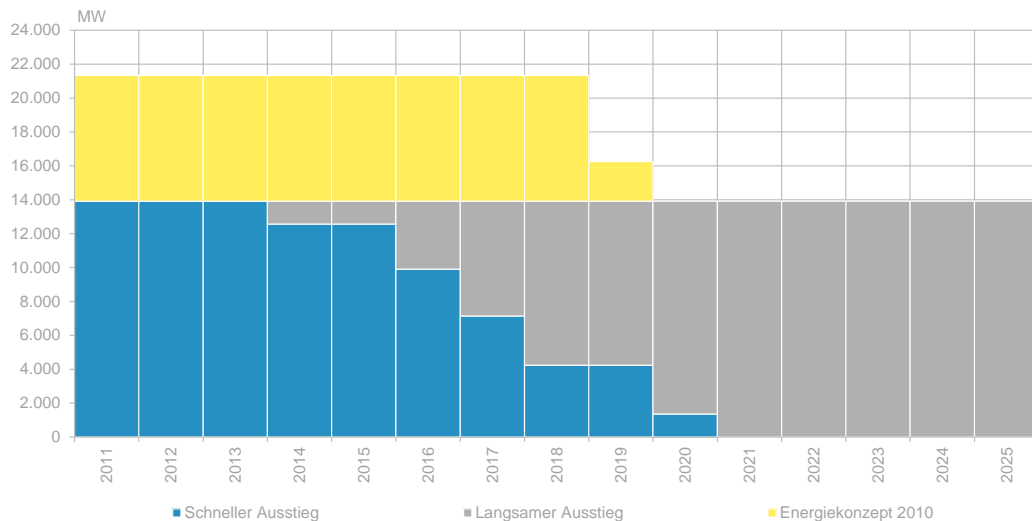


Abbildung 1: Kapazitätspfade für die Kernenergienutzung in den beiden Szenarien (jeweils Kapazität zu Jahresbeginn)

Die Abbildung zeigt außerdem die zusätzlichen Kapazitäten, die auf der Grundlage der Laufzeitverlängerung aus dem Energiekonzept 2010 (gelbe Fläche) im Markt wären. Der Startpunkt beider Szenarien entspricht bezüglich der sieben ältesten KKW der Situation des Moratoriums: sie sind nicht am Netz. Im Szenario „langsamer Ausstieg“ verläuft die KKW-Kapazität ab dem Jahr 2020 wie im Energiekonzept 2010 (Laufzeitverlängerung) vorgesehen. Für beide Szenarien werden keine Reststrommengenübertragungen unterstellt. Hintergrund dieser Annahme ist, dass eine Reststrommengenregelung der Politik wesentliche Steuerungsmöglichkeiten zur zeitlichen Begrenzung der Kernenergienutzung nimmt, wie die Vergangenheit gezeigt hat. Deshalb wird davon ausgegangen, dass die zukünftige Regelung auf festen Ausstiegsdaten und nicht mehr auf Reststrommengen basieren wird.

3 Diskussion wesentlicher Ergebnisse

Nachfolgend werden die wesentlichen Ergebnisse des Fundamentalmodells für die beiden zuvor definierten Szenarien dargestellt, um die wesentlichen Effekte eines Ausstiegs bis 2020 zu diskutieren.

3.1 Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten

Für die Untersuchung der Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten wird unterschieden zwischen Kraftwerken, deren Inbetriebnahme bereits heute absehbar ist und Kraftwerken, die in dem verwendeten Strommarktmodell endogen, das heißt alleine aufgrund der im Modell hinterlegten wirtschaftlichen Prämissen, zugebaut werden.

3.1.1 Gesetzte Kraftwerksneubauten (bis 2016)

Modellexogen vorausgesetzt wurden Kraftwerkskapazitäten in Höhe von rund 12.000 MW. Hierbei handelt es sich um schon im Bau oder in fortgeschrittener Planung befindliche Kraftwerksprojekte, die bis 2016 in Betrieb gehen werden und daher für die Modellrechnung in beiden Szenarien vorab gesetzt werden. Diese Kraftwerkszubauten umfassen rund 6.700 MW Steinkohle, 2.800 MW Braunkohle, 2.300 MW Gas und 300 MW sonstige Brennstoffe.² Diese Kraftwerkszubauten werden in beiden Szenarien in identischer Höhe unterstellt, sie wurden weitgehend schon unter der Annahme eines Atomausstiegs geplant und kommen daher trotz der in 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung kurz- bis mittelfristig in den Markt.

Alle anderen Zubauentscheidungen werden im Modell endogen nach Maßgabe ihrer Wirtschaftlichkeit realisiert. Dies geschieht auf Basis des ökonomischen Marktumfelds (Brennstoff- und CO₂-Preise sowie Erzeugungs- und Laststruktur) und auf der Basis von Wirtschaftlichkeitskriterien, die üblicher Weise an solche Investitionen angelegt werden. Ein Zubau an Kraftwerken alleine aus dem Grund, die Stromversorgung in Deutschland sicherzustellen, erfolgt in dem Modell nicht. Die innerhalb des Modells realisierten Zubauten zeigen für die beiden Szenarien also ausschließlich den Verlauf der wirtschaftlich sinnvollen Kraftwerkszubauten. Hinsichtlich des bestehenden und des zukünftigen Kraftwerksparks wurden die typischen technischen und finanziellen Parameter sowie eine steigende Investitionskostenentwicklung für die einzelnen Kraftwerkstypen unterstellt.

Die folgende Abbildung zeigt, wann und in welchem Umfang im Modell Neubauten und Stilllegungen von Kraftwerken erfolgen (Unterscheidung zwischen bestehenden und neuen Kraftwerken) und wie sich dadurch die Kapazitäten der verschiedenen Erzeugungstechnologien und deren Anteile am Kraftwerkspark zwischen 2011 und 2025 entwickeln.

² Angaben basierend auf den Veröffentlichungen der jeweiligen Kraftwerksbetreiber, ergänzt durch die Kraftwerksdaten des Vku und die Kraftwerksliste des BDEW vom 4. April 2011.

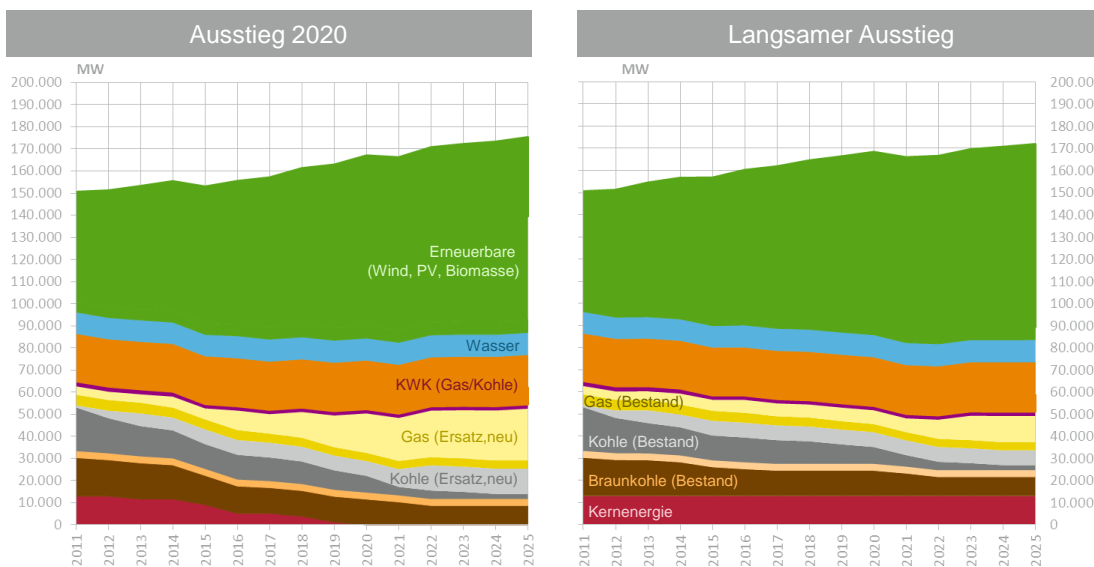


Abbildung 2: Kapazitätsentwicklung von Kraftwerksbestand und Neubauten im Szenario „Ausstieg 2020“ (links) und im Szenario „langsamer Ausstieg“ (rechts)

Der Vergleich der Kapazitätsentwicklungen zeigt, dass im Szenario „Ausstieg 2020“ (linke Abbildung) die stillgelegten KKW-Kapazitäten (rote Flächen in der Grundlast) frühzeitig durch die bereits heute absehbaren Kraftwerksneubauten (Kohle und Gas) sowie durch den Zuwachs aus erneuerbaren Energien ersetzt werden. Zusätzlich dazu findet im Zeitraum 2016 bis 2020 ein verstärkter Ersatz und Zubau insbesondere von neuen Gaskraftwerken statt (gelbe Flächen), um die vom Netz gehenden Kernkraftwerke und altersbedingte Kraftwerksstilllegungen zu kompensieren.

In Szenario „langsamer Ausstieg“ (rechte Abbildung) bleibt vorerst ein Kapazitätssockel aus Kernenergie bestehen. Dadurch kommen überhaupt erst ab dem Jahr 2022 neue Kraftwerkskapazitäten zusätzlich zu den derzeit in Planung bzw. im Bau befindlichen Kraftwerken in den Markt. Dies sind Gaskraftwerke.

Der Anteil der Steinkohlekraftwerke verliert in beiden Szenarien insgesamt an Bedeutung und reduziert sich kontinuierlich durch altersbedingte Kraftwerksstilllegungen. Ein Ersatz von alten Steinkohlekraftwerken durch neue erfolgt aufgrund der unterstellten Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise, aber auch aufgrund der sich abzeichnenden Lastentwicklung³, sehr viel moderater als im Gasbereich. Ebenfalls relevant ist, dass Steinkohlekraftwerke bezüglich ihrer gesellschaftlichen Akzeptanz schwerer zu realisieren sind, als Gaskraftwerke und eine längere Planungs- und Realisierungsphase benötigen. Im Szenario „Ausstieg 2020“ werden Steinkohlekapazitäten daher nur in sehr moderatem Umfang ersetzt, im Szenario „langsamer Ausstieg“ werden bis 2025 keine Steinkohlekraftwerke gebaut (vgl. hierzu nachfolgende Ausführungen unter Punkt 3.1.2).

³ Durch den Zubau von Erneuerbaren wird die Volatilität der Nachfrage sehr stark ansteigen. Der Grundlastbedarf wird dementsprechend sinken, was den Zubau von Steinkohlekraftwerken zunehmend wirtschaftlich in Frage stellt.

3.1.2 Entwicklung von zusätzlichen Kraftwerksneubauten (nach 2016)

Abbildung 3 zeigt, wann in den beiden untersuchten Szenarien neue Kraftwerkskapazitäten in den Markt kommen und mit welcher Erzeugungstechnologie sie realisiert werden. In beiden Abbildungen sind auch die bereits heute in der Realisierung befindliche Steinkohlekraftwerke (dunkelgrau) und Gaskraftwerke (orange) berücksichtigt. Die entscheidenden Unterschiede der Szenarien bestehen im zusätzlichen Zubau von Kraftwerkskapazitäten (hellgelb, hellgrau).

Im Szenario „Ausstieg 2020“ (linke Seite der Abbildung) werden bereits in den Jahren 2016 bis 2020 weitere neue Kraftwerke zusätzlich zu den heute schon gesetzten Kraftwerksneubauten in den Markt kommen und die stillgelegten KKW sukzessive ersetzen. Der Ersatz erfolgt hauptsächlich durch den Neubau von Gas- und Dampfkraftwerken (gelbe Fläche). Der Zubau von GuD bis 2020 beläuft sich auf rund 12.000 MW (etwa 30 neue GuD-Blöcke) und steigt bis 2025 auf rund 17.000 MW (ca. 40 neue GuD-Blöcke).⁴ Hinzu kommen Gaskraftwerke in Höhe von rund 2.300 MW, die derzeit schon realisiert werden und zwischen 2011 und 2016 zur Verfügung stehen werden (orange Fläche).

Fasst man die bereits im Bau befindlichen und die modellendogen hinzukommenden Gaskraftwerke zusammen, so ist im Szenario „Ausstieg 2020“ mit dem Zubau von insgesamt rund 20.000 MW bis zum Jahr 2025 zu rechnen. Dadurch wird der deutsche Kraftwerksmix zunehmend von flexiblen und hocheffizienten Gaskraftwerken bestimmt (vgl. hierzu auch Abbildung 2), was vor dem Hintergrund des kontinuierlichen Ausbaus der fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien systemtechnisch sinnvoll und notwendig ist.

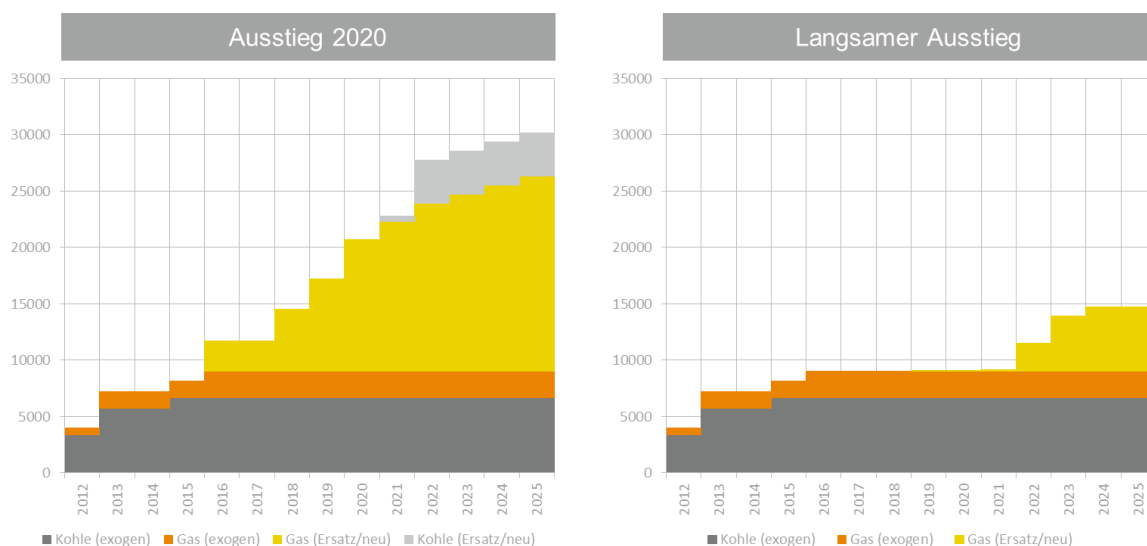


Abbildung 3: Exogen gesetzte und modellendogene Neubauten im Szenario „Ausstieg 2020“ (links) und „langsamer Ausstieg“ (rechts)

⁴ Annahme eines typischen GuD-Kraftwerksblocks mit 400 MW elektrischer Nettoleistung. Es ist zunehmend üblich, an geeigneten Standorten zwei Kraftwerksblöcke zu errichten (rund 800 MW GuD), so dass der Bedarf an neuen Kraftwerksstandorten nicht zwangsläufig der Zahl der neu zu errichtenden GuD-Blöcke entspricht. Zudem ist es möglich und sinnvoll, bestehende Kraftwerksstandorte für Neubauten zu nutzen – insbesondere Standorte in Lastnähe. Nicht berücksichtigt wurde der Umstand, dass es durchaus Potentiale auch für kleinere Gas-Anlagen gibt, die im Einzelfall ebenfalls über eine Wärmeauskopplung verfügen können. Diese sind im Modell in größeren GuD-Blöcken subsummiert.

Im Szenario „langsamer Ausstieg“ (rechts in Abbildung 3) erfolgt ein Zubau von konventionellen Kraftwerkskapazitäten über die exogen gesetzten Neubauten hinaus erst später und im Betrachtungszeitraum auch nicht im gleichen Umfang wie bei einem Ausstieg bis 2020. Neue GuD werden über die 2.300 MW an gesetzten Neubauten (orange Fläche) hinaus bis 2020 nicht modellendogen nachgebaut. Zwischen 2020 und 2025 kommen dann rund 6.000 MW (ca. 15 neue GuD-Blöcke) zusätzlich zu den gesetzten Neubauten in den Markt. Erst bei einem wesentlich längeren Betrachtungshorizont, beispielsweise bis 2040, nähert sich das Niveau der modellendogenen Kraftwerksneubauten im Szenario „langsamer Ausstieg“ dem des Szenario „Ausstieg 2020“ an.⁵

Steinkohlekraftwerke werden im Szenario „Ausstieg 2020“ (links in Abbildung 3) über die bereits in Realisierung befindlichen Neubauten (dunkelgraue Fläche) hinaus bis 2020 nicht ersetzt. In den Jahren 2021/2022 kommt es dann zum Ersatz einiger alter Steinkohleblöcke durch neue im Umfang von rund 4.000 MW (hellgraue Fläche), danach erfolgt kein weiterer Zubau. Das entspricht etwa fünf neuen Steinkohlekraftwerken⁶, wird aber die bis dahin stillgelegten alten Steinkohlekraftwerke nicht vollständig ersetzen.

Im Szenario „langsamer Ausstieg“ (rechts in Abbildung 3) werden im Betrachtungszeitraum über die bereits im Bau befindlichen Kapazitäten keine neuen Steinkohlekraftwerke zugebaut. Dies liegt u. a. daran, dass durch den längeren Betrieb der Kernkraftwerke ein hoher Grundlastsockel bestehen bleibt und es daher bis 2025 keinen wirtschaftlichen Bedarf an neuen Grundlastkraftwerken gibt. Im Zeitraum 2030 bis 2040 hingegen würden auch im Szenario „langsamer Ausstieg“ alle Kernkraftwerke vom Netz gehen und sukzessive dann auch durch Steinkohle und Gaskraftwerke ersetzt werden.⁷

Beachtenswert ist die große Rolle, die altersbedingte Stilllegungen konventioneller Kraftwerke für den deutschlandweiten Zubaubedarf spielen, denn auch hierdurch entstehen erhebliche Investitionsanreize für neue Kraftwerke. So gehen, basierend auf der derzeitigen Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks, bis zum Jahr 2025 nicht nur KKW außer Betrieb. Besonders in Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, dem Saarland und in den neuen Bundesländern muss in den nächsten 15 Jahren mit der altersbedingten Stilllegung von rund 20.000 MW Steinkohle-, Braunkohle- und Gaskraftwerken gerechnet werden, deutschlandweit mit bis zu 25.000 MW.

Im Vergleich der beiden Szenarien zeigt sich, dass ein Ausstieg bis 2020 im Gegensatz zu einem langsamen Ausstieg diese zeitnah zu Investitionsanreizen führt, die diesen Ersatz realisieren können, KKW und ältere fossile Kraftwerke werden ab 2016 durch neue Kraftwerke ersetzt. Bei einem langsamen Ausstieg hingegen gibt es vor 2020 keine Investitionsanreize, erst nach 2022 werden Investitionen in neue Kraftwerke im Falle eines langsamen Ausstiegs wirtschaftlich.

⁵ Dies ist plausibel, wenn man beachtet, dass der Kapazitätsrückgang der Kernenergieanlagen in beiden Szenarien lediglich eine Frage der Zeit ist und die stillzulegenden KKW-Kapazitäten in beiden Szenarien – zumindest teilweise - ersetzt werden müssen.

⁶ Unter Annahme eines typischen Steinkohlekraftwerks mit 800 MW Nettoleistung. Auch hier gilt, dass der Bedarf an neuen Kraftwerksstandorten nicht zwangsläufig der Zahl der neu zu errichtenden Kraftwerksblöcke entspricht.

⁷ Der Zubau von Steinkohlekapazität basiert auf der modellendogenen Abwägung von Kosten- und Einsatzparametern auf Basis der vorgegebenen Prämissen. Würde es beispielsweise zu einem stärkeren Anstieg der CO₂-Preise kommen, als für dieses Gutachten angenommen, verschöbe sich der im Modell ermittelte Zubau von bis zu fünf Steinkohlekraftwerken in den Bereich der Gaskraftwerke. Ein Ausbau der Braunkohlenutzung findet hingegen über die derzeit im Bau befindlichen Kapazitäten hinaus in dem Modell nicht statt. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass der Neubau von Braunkohlekraftwerken aufgrund fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz sowie dem steigenden Druck, CO₂-Emissionen zu vermeiden, von den Gutachtern als sehr unwahrscheinlich eingeschätzt wird.

3.2 Modernisierung des Kraftwerksparks

Ein Ausstieg bis 2020 führt zeitnah zu Investitionsanreizen. Diese Modernisierung des Kraftwerksparks führt zu einer Wirkungsgradverbesserung und eröffnet Ausbauchancen für den KWK-Sektor, wie nachfolgend ausgeführt.

3.2.1 Entwicklung des durchschnittlichen Wirkungsgrades

Der Wirkungsgrad des konventionellen Kraftwerksparks liegt heute bei etwa 36%. Ein Vergleich der Entwicklung des durchschnittlichen Wirkungsgrads des deutschen Kraftwerksparks zwischen den beiden untersuchten Szenarien zeigt, dass es bei einem schnellen Ausstieg früher zu einer nachhaltigen Effizienzsteigerung kommt, als bei einem langsamen Ausstieg. Dies liegt im Wesentlichen am zeitnahen Ersatz alter fossiler Kraftwerke und der Kernkraftwerke, welche einen vergleichsweise geringen Wirkungsgrad haben, durch neue und daher effizientere Kraftwerke. Dieser Ersatz erfolgt im Szenario „Ausstieg 2020“ bereits in den Jahren 2015 bis 2020 während er im Szenario „langsamer Ausstieg“ erst rund 15 Jahre später stattfindet. Daher verbessert sich der durchschnittliche Wirkungsgrad bei einem Ausstieg bis 2020 zeitnah und nachhaltig, wie die folgende Abbildung zeigt.

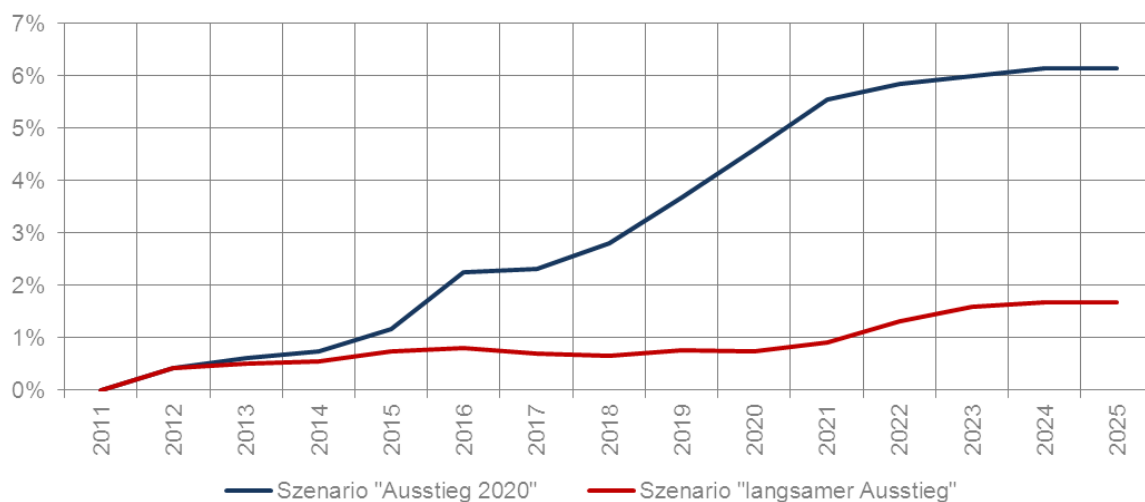


Abbildung 4: Entwicklung des durchschnittlichen Wirkungsgrades des deutschen Kraftwerksparks (fossile Kraftwerke und Kernkraftwerke) in %-Punkten ab Startjahr 2011. ⁸

Der frühere Zubau von neuen Kraftwerken im Szenario „Ausstieg 2020“ führt bereits zu Beginn des Betrachtungszeitraums zu einem Anstieg des Wirkungsgrades des konventionellen Kraftwerksparks: bis 2020 erhöht sich der Wirkungsgrad gegenüber 2011 im Szenario „Ausstieg 2020“ um rund 5%-Punkte. Im Jahr 2025, wenn im Szenario „Ausstieg 2020“ der Ersatz der stillzulegenden KKW komplett abgeschlossen ist, liegt der Wirkungsgrad des Kraftwerksparks dann um rund 6%-Punkte höher als vor dem Ausstieg und um rund 4,5%-Punkte höher als bei einem langsamen Ausstieg zum gleichen Zeitpunkt. Im Szenario „langsamer Ausstieg“ steigt der Wirkungsgrad des Kraftwerksparks im gleichen Zeitraum um nur knapp 2%-Punkte an.

⁸ Dargestellt ist der Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerksparks über alle Gas-, Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke sowie KKW (ohne erneuerbare Anlagen) bezogen auf den Quotienten aus Nettostromerzeugung und Brennstoffinput.

Neue Kraftwerke haben einen höheren Wirkungsgrad und benötigen daher zur Erzeugung einer Kilowattstunde Strom spezifisch weniger Brennstoff und emittieren daher auch weniger CO₂, als weniger effiziente Kraftwerke. Damit erzeugt ein Kraftwerkspark, der durch neue Anlagen insgesamt effizienter wird, Strom (und ggfs. auch Wärme) zu Kosten, die unabhängig sind von Preisschwankungen auf den Brennstoff- und CO₂-Märkten.

Die gesteigerte Effizienz des Kraftwerksparks, die durch die unter 3.1.2 dargestellte Entwicklung von Kraftwerksneubauten im Szenario „Ausstieg 2020“ erreicht wird, erhöht so die Robustheit des deutschen Energieerzeugungssektors gegenüber Preissteigerung und Volatilitäten auf den Weltmärkten für Steinkohle, Gas und CO₂. Dies ist der wesentliche Grund dafür, dass das Strompreinsniveau im Szenario „Ausstieg 2020“ nach dem abgeschlossenen Umbau des Kraftwerksparks (ab 2022) dem Preisniveau entspricht, das bei Umsetzung einer Laufzeitverlängerung und ohne die Erneuerung des konventionellen Kraftwerksparks im gleichen Zeitraum erreicht wird (vgl. hierzu Ausführungen unter 3.3.1).

3.2.2 Ausbauchancen für die Kraft-Wärme-Kopplung

Der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland hinkt dem energiepolitischen Ziel einer Verdoppelung des KWK-Stromanteils an der Stromerzeugung auf 25% bis 2020 hinterher. Mit Blick auf die Ausbauraten der letzten Jahre erscheint es unrealistisch, dass die vom Bundestag beschlossene Verdopplung des KWK-Anteils auf 25% erreicht werden kann. Das Ausbauziel scheint momentan nicht nur aufgrund des nicht ausreichenden Förderrahmens unerreichbar, sondern auch, weil viele KWK-fähige Kraftwerksneubauten unter der Wirkung der in 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung nicht realisiert wurden.

Bei Umsetzung einer Laufzeitverlängerung im Szenario „langsamer Ausstieg“ bleibt dieses Hemmnis für den Ausbau der gekoppelten Erzeugung bestehen, denn es gibt in diesem Szenario erst spät und dann auch nur in kleinerem Umfang überhaupt Investitionsanreize, die auch zum Neubau von KWK-Anlagen führen können. Für einen Zuwachs der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in der gewünschten Größenordnung ist ein zeitnaher und verstärkter Neubau von hocheffizienten KWK-Kraftwerken (z.B. GuD) erforderlich. Dieser Zubau von neuen Kraftwerken, die grundsätzlich für den KWK-Betrieb geeignet sind, erfolgt bis 2020 allerdings nur im Szenario „Ausstieg 2020“. Dieses Ausstiegsszenario bedeutet damit nicht nur für den Stromsektor, sondern insbesondere auch für den KWK-Sektor eine Wachstumschance.

Die Menge des KWK-Stroms in Deutschland beträgt derzeit rund 70 TWh (ca. 12%). Ziel ist eine Steigerung um weitere 70 TWh auf dann rund 140 TWh in 2020. Eine Untersuchung der Kraftwerksneubauten in den beiden Szenarien zeigt, dass es nur im Szenario „Ausstieg 2020“ technisch grundsätzlich möglich wäre, eine Strommenge von 70 TWh aus Kraft-Wärme-Kopplung bis 2020 zusätzlich zu erzeugen. Dafür müsste ein Großteil der neu zu bauenden GuD-Anlagen mit Wärmeauskopplung ausgeführt werden, was aber grundlegend möglich erscheint, sofern die entsprechenden Wärmesenken erschlossen werden können. Im Szenario „langsamer Ausstieg“ reicht der ermittelte Zubau von GuD-Anlagen für eine Zielerreichung im KWK-Bereich hingegen nicht aus.

Trotz des Aufbaus ausreichender neuer Kraftwerkskapazitäten, die für die Wärmeauskopplung technisch grundsätzlich nutzbar sind, ist zu beachten, dass der KWK-Ausbau auch im Szenario „Ausstieg 2020“ nur bei einem ausreichenden und stabilen Förderrahmen tatsächlich realisiert werden wird. Ein Ausstieg bis zum Jahr 2020 bietet somit zwar die kapazitiven und technischen Voraussetzungen für einen starken Ausbau der KWK, der nötige wirtschaftliche Förderrahmen bleibt aber trotzdem unerlässlich - insbesondere für die Wärmeabsatzseite.

3.3 Wesentliche Marktentwicklungen in den beiden Szenarien

Nachfolgend werden wesentliche Marktentwicklungen (Preis, Wettbewerb, Stromaustausch) in den beiden Szenarien betrachtet und gegenübergestellt.

3.3.1 Preisbildung und Preisentwicklung in den Szenarien

Die wichtigste Erkenntnis bezüglich der Preiseffekte eines Ausstiegs bis 2020 ist, dass die Strompreise in beiden Szenarien nach Beendigung des Umbaus des Kraftwerksparks ab 2022 auf einem identischen Niveau verlaufen (vgl. Abbildung 5). Ein Ausstieg aus der Kernenergie-nutzung in Deutschland bis zum Jahr 2020 führt somit nicht zu einer dauerhaften Steigerung des Strompreisniveaus gegenüber einem Weiterbetrieb der KKW.

Dieses Ergebnis der Modellierung zeigt, dass der Effekt der Kernenergie auf das Preisniveau am Stromgroßhandelsmarkt in der öffentlichen Diskussion häufig falsch dargestellt und auch überschätzt wird. Richtig ist, dass Kernkraftwerke bei einer rein strommarktinternen Betrachtung im Vergleich zu anderen Erzeugungstechnologien niedrige variable Erzeugungskosten aufweisen.⁹ Nicht richtig ist hingegen, dass sich dies unmittelbar in niedrigeren Strompreisen am Spotmarkt niederschlägt. Die Analyse der Strompreisentwicklung bei einem Ausstieg bis 2020 im Vergleich zum Weiterbetrieb der neueren KKW bestätigt dies: durch einen schnellen Austausch der Kernkraftwerke in moderne fossile Kraftwerke ist kein signifikanter und vor allem kein dauerhafter Strompreisanstieg zu erwarten. Vielmehr liegt die Struktur der zur Nachfragedeckung eingesetzten Kraftwerksleistungen in weiten Bereichen der Merit-Order, insbesondere aber im preisbildenden Segment, sehr eng beieinander.¹⁰

Abbildung 5 zeigt die für die beiden Szenarien ermittelten Strompreisentwicklungen bis 2025.

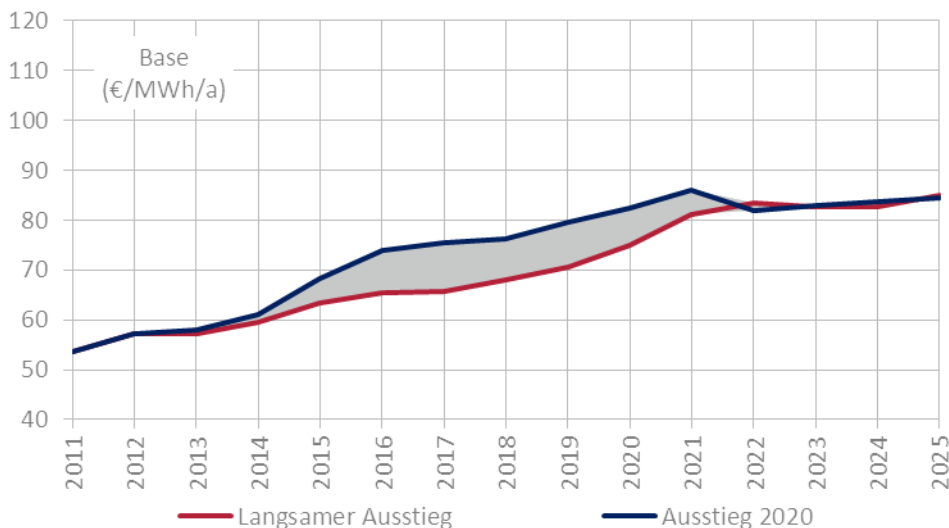


Abbildung 5: Preisentwicklung im Szenarienvergleich (Jahrespreise Base, Preise real 2011)

⁹ Dies schließt alleine die am Markt sichtbaren Kosten der Kernenergie ein, externe Kosten sind für die einzelwirtschaftliche Einsatzentscheidung aufgrund des derzeitigen Marktdesigns nicht relevant, da sie von der Allgemeinheit zu tragen sind.

¹⁰ Zu berücksichtigen ist ferner, dass die Kernkraftwerke über einen längeren Zeitraum und nicht auf einmal abgeschaltet werden. In dem gleichen Zeitraum kommt es zu einem Ausbau der erneuerbaren Energien, was insgesamt zu einem geringeren Bedarf an Grundlastkraftwerken führt. Die Rolle moderner und flexibler Gaskraftwerke wird dadurch gestärkt.

Die Analyse der dargestellten Preisverläufe zeigt, dass in beiden Szenarien langfristig von einem Anstieg der Großhandelsstrompreise ausgegangen werden muss. Betrachtet man die in Abbildung 5 dargestellten Preisentwicklungen differenzierter, so zeigt sich, dass der Großhandelsstrompreis (Jahresbase) in beiden Szenarien bis 2025 auf das Niveau von rund 85 €₂₀₁₁/MWh ansteigt. Hierbei ist zu beachten, dass das Preisniveau in beiden Szenarien maßgeblich von der in der Modellierung unterstellten Steigerung der Brennstoff- und CO₂-Preise getrieben wird, die das längerfristige Preisniveau grundsätzlich bestimmen. Dieser Effekt ist politisch gewollt und wird durch den europaweiten Emissionshandel unterstützt. Lediglich die zwischenzeitlich auftretenden Preisunterschiede werden durch die zeitlich unterschiedlich auftretenden Kraftwerksneubauten bedingt, die sich in den Szenarien unterscheiden. Besonders im Zeitraum 2015 bis 2021 prägt die unterschiedliche Kapazitätssituation die Preisentwicklung in den beiden abgebildeten Szenarien.¹¹

Die in Abbildung 5 dargestellten Großhandelspreise laufen im Zeitraum 2015 bis 2021, in dem im Szenario „Ausstieg 2020“ der größte Umbau des Kraftwerksparks stattfindet, mittelfristig auseinander. So liegt das Preisniveau im Szenario „Ausstieg 2020“ im Zeitraum 2013 bis 2021 etwas höher, als im Szenario „langsamer Ausstieg“. Die Preisdifferenz zwischen den Szenarien im Zeitraum 2015 bis 2021 beträgt im Mittel 7 Euro/MWh – das bedeutet, der schnelle Ausstieg führt vorübergehend zu einem moderaten Strompreisanstieg im Vergleich zu einem langsamen Ausstieg. Die Preisdifferenz entspricht 10% des Strompreinsniveaus in den Jahren 2013 bis 2021. Betrachtet man hingegen den gesamten Zeitraum von heute bis zum Jahr 2025, so ergibt sich lediglich eine Preisdifferenz von rund 3,6 Euro/MWh – dies sind weniger als 5% des mittleren Strompreinsniveaus im Betrachtungszeitraum.

Wichtig ist insbesondere aber folgende Erkenntnis: nach Beendigung des Umbaus des Kraftwerksparks im Szenario „Ausstieg 2020“ verlaufen die Preise in beiden Szenarien ab dem Jahr 2022 auf einem identischen Niveau (vgl. Abbildung 5). Dies ist einerseits durch die Stilllegung konventioneller Kraftwerkskapazitäten bedingt, die auch im Szenario „langsamer Ausstieg“ erfolgt und ab 2019 einen stärkeren Preisanstieg hervorruft. Andererseits wirkt der frühere Neubau von Kraftwerken im Szenario „Ausstieg 2020“ langfristig preisdämpfend, da die Effizienz des Kraftwerksparks durch die Neubauten stärker ansteigt, als im Szenario „langsamer Ausstieg“. Ein Ausstieg aus der Kernenergienutzung in Deutschland bis zum Jahr 2020 bedingt somit keine dauerhaften preislichen Verwerfungen.

Die Ursache für die moderat abweichenden Preise bei einem Ausstieg bis 2020 ist die grenzkostenbasierten Preisbildung im Strommarkt. Nicht die durchschnittlichen Erzeugungskosten aller Kraftwerke entscheiden über den Strompreis, sondern das letzte, gerade noch zu Lastdeckung benötigte Kraftwerk. Dies sind in Deutschland nicht Kernkraftwerke, sondern aufgrund der historisch gewachsenen Erzeugungsstruktur in aller Regel Steinkohle- und Gaskraftwerke. Kernkraftwerke profitieren auf diese Weise von Strompreisen, die durch fossile Kraftwerke gesetzt werden und stellen darüber ihre vergleichsweise hohe Wirtschaftlichkeit sicher. Zur Grenzpreisbildung tragen sie hingegen nur sehr selten bis gar nicht bei, was die Analyse historischer Preis- und Kapazitätsdaten für den deutschen Markt belegt.

¹¹ Bei der Bewertung der Preisverläufe ist außerdem zu berücksichtigen, dass seitens der Gutachter nicht unterstellt wurde, dass es im (betriebs-)wirtschaftlichen Interesse der KKW-Betreiber liegen kann, im Szenario „langsamer Ausstieg“ bestehende Kraftwerkskapazitäten (insbesondere ältere Steinkohlekraftwerke) vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer zumindest in die Kaltreserve zu überführen, um so die Ertragslage für die Kernkraftwerke zu optimieren. Nebeneffekt einer solchen frühzeitigeren Stilllegung wäre ein Anstieg des Strompreises vor allem in der Übergangszeit (2015 bis 2020) auch im Szenario „langsamer Ausstieg“. In der Folge würde sich die Preisentwicklung des Szenarios „langsamer Ausstieg“ dem Preisverlauf des Szenarios „schneller Ausstieg“ annähern.

Vor diesem Hintergrund und aufgrund der Struktur des Erzeugungsmarktes in Deutschland sind die Erzeugungskosten von Gas- und Kohlekraftwerken für das Strompreisniveau maßgeblich. Dieser Preisbildungsmechanismus (Merit-Order) ändert sich auch nicht, wenn es zu einem schnelleren Kernenergieausstieg mit entsprechendem Ersatz der KKW durch andere Kraftwerke kommt. Ein Systemwechsel bei der Preisbildung im Vergleich zum Weiterbetrieb der Kernenergie ist nicht zu erwarten. Zu erwarten ist hingegen ein Preiseffekt aus dem energiewirtschaftlich notwendigen Umbau des deutschen Erzeugungsparks, der sich auch vor dem Hintergrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien ergibt.

Dieser Umbau vollzieht sich schneller, wenn KKW bis 2020 vom Netz genommen werden und es zu keiner Laufzeitverlängerung kommt. Größere Anteile erneuerbarer Energien erfordern mehr flexible Kraftwerke und weniger Grundlastkraftwerke¹². Flexible Kraftwerke haben zum gegenwärtigen Zeitpunkt (bei vergleichsweise niedrigen CO₂-Kosten am Markt) insgesamt höhere variable Erzeugungskosten. Kommen nun vermehrt neue flexible Kraftwerke in den Markt, so schlägt sich dies in einer fundamentalen Betrachtung als vorübergehender Preiseffekt im Vergleich zu einem weniger flexiblen, älteren Kraftwerkspark bei einem langsamen Ausstieg nieder. Im Szenario „Ausstieg 2020“ steigt der Anteil neuer Kraftwerke früher und stärker und daher bestimmen diese häufiger den Preis.¹³

3.3.2 Wettbewerbseffekte im Erzeugungssektor

Im Rahmen der Energieversorgung nehmen die Kernkraftwerke bisher eine Rolle in der Grundlastproduktion wahr. Aufgrund ihrer niedrigen variablen Erzeugungskosten sind sie von anderen Erzeugungstechniken im direkten Vergleich aus ihrer Marktposition nicht zu verdrängen. Sie schotten somit einen Teil des Erzeugungsmarktes vom Wettbewerb ab, denn die Kernenergie steht bei weitem nicht allen Marktteilnehmern zur Nutzung offen und das in Deutschland geltende Neubauverbot für KKW verhindert, dass sich neue Marktakteure in diesem Segment engagieren können - sofern sie es wollten.

Ein Weiterbetrieb der Kernenergie nach Maßgabe der in 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung führt somit dazu, dass ein wesentlicher Teil des Erzeugungsmarktes weiterhin vom Wettbewerb abgeschottet bleibt und Investitionen von Stadtwerken und anderen Energieversorgungsunternehmen (EVU) ohne KKW entwertet oder gänzlich verhindert werden. Bleibt ein wesentlicher Sockel aus Kernenergie für die Zukunft bestehen, wie im Szenario „langsamer Ausstieg“ unterstellt, gilt dies auch bei einer Stilllegung der ältesten Reaktoren nach dem Atommoratorium. Durch einen langsamen Ausstieg wird der Wettbewerb im klassischen Erzeugungsmarkt – dem zentralen Bereich der Stromwirtschaft – weiterhin behindert. Die vier großen Erzeugungsunternehmen, die bereits vor der Liberalisierung ihre Marktstellung auf- und ausgebaut haben, könnten ihre Position durch eine „kleine Laufzeitverlängerung“ weiter festigen und den Erzeugungsmarkt auch in der Zukunft dominieren. Bei einem nicht funktionierenden Wettbewerb können damit auch für die Zukunft keine wettbewerblichen Strompreise erwartet werden.

¹² Die zunehmende Einspeisung von fluktuierendem erneuerbarem Strom führt zu einer veränderten Laststruktur, diese wird zunehmend volatil. Diese zunehmende Volatilität muss durch die verbleibenden thermischen Kraftwerke oder zukünftig auch durch Speichertechnologien ausgeglichen werden. Eine sicher absehbare Entwicklung ist dabei, dass der benötigte Anteil an Grundlastkraftwerken mit dem Ausbau der Erneuerbaren sukzessive zurückgehen wird. Ein 1:1-Ersatz von Grundlast gegen Grundlast ergibt bei einem kontinuierlichen Ausbau der Erneuerbaren energiewirtschaftlich keinen Sinn.

¹³ In einer vereinfachten Beschreibung kann man sagen, dass heute in den Off-Peak-Stunden häufig Kohlekraftwerke preisbestimmend sind, während es in Peak-Stunden Gaskraftwerke sind. Durch den steigenden Anteil von Gaskraftwerken und die Verdrängung von Grundlastkraftwerken werden zukünftig Gaskraftwerke häufiger preisbestimmend sein. Hinzu kommt, dass der verstärkte Zubau erneuerbarer Energien zusätzlich zu einer Veränderung der Laststruktur führt, die durch konventionelle Kraftwerke abzudecken ist. Die Stromprodukte Peak und Offpeak laufen daher tendenziell zusammen und der Bedarf an flexiblen Kraftwerken steigt. Auch dies hat zur Folge, dass GuD-Kraftwerke zukünftig häufiger preisbestimmend sein werden, als in der Vergangenheit.

Ein schneller Ausstieg bis zum Jahr 2020 bietet hingegen die Chance, den Kraftwerkspark unter Beteiligung einer großen Anzahl neuer Akteure zu erneuern und an die veränderten Anforderungen durch kontinuierlichen Ausbau regenerativer Erzeugung anzupassen. Dies würde auch Möglichkeiten für kommunale EVU eröffnen, in neue Kraftwerke zu investieren. Diese Kraftwerksneubauten treten dann in einen Wettbewerb um hohe Effizienz und damit günstige Erzeugungskosten (inkl. der Kosten für Emissionen) ein und können tatsächlich durch alle Marktakteure errichtet und betrieben werden. Daher ist auch nicht zu erwarten, dass z.B. Stadtwerke zu den alleinigen Gewinnern eines beschleunigten Ausstiegs bis 2020 gehören werden.

Durch den Ausstieg aus der Kernenergie bis 2020 wird lediglich gewährleistet, dass der Umbau des deutschen Kraftwerksparks zeitnah realisiert wird und von allen Marktakteuren gleichermaßen gestaltet werden kann - auch wenn sich trotzdem noch keine gleichen Wettbewerbsvoraussetzungen für alle Akteure (ein sogenanntes „Level playing field“) einstellen werden.

Dennoch stellen die unter Punkt 3.1 dargestellten Kraftwerksneubauten im Zeitraum 2015 bis 2020, die im Szenario „Ausstieg 2020“ wirtschaftlich zu realisieren sind, ein großes Potenzial für die Ausweitung der kommunalen Stromerzeugung dar. Denn gerade gasgefeuerte Kraftwerke (GuD, aber auch Gasturbinen) sind aufgrund ihrer moderaten Investitionskosten, der hohen Effizienz bei vergleichsweise flexibler Fahrweise und ihrer besseren gesellschaftlichen Akzeptanz im Vergleich zu Kohlekraftwerken besonders für die Beteiligung von Stadtwerken geeignet. Hinzu kommt, dass GuD-Kraftwerke gut für die Wärmeauskopplung geeignet sind und mit einem Ausbau dieser Kraftwerke auch die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme, wie sie bereits heute von vielen Stadtwerken verwirklicht wird, ausgebaut werden kann.¹⁴

3.3.3 Exporte und Importe von Strom

Häufig wird argumentiert, dass ein schneller Ausstieg aus der Kernenergienutzung dazu führen würde, dass Deutschland langfristig und in hohem Maße von Stromimporten aus den europäischen Nachbarländern abhängig würde, insbesondere von Atomstrom aus Frankreich. Die Modellrechnungen zeigen, dass dies so nicht zu erwarten ist.

Die Entwicklung der Exporte und Importe von Strom (Jahressaldo aller deutschen Grenzkuppelstellen) ist für die Szenarien nachfolgend im Vergleich dargestellt. Die Skala der rechten Ordinate (y) zeigt den Anteil des Saldos am deutschen Bruttostromverbrauch.

¹⁴ Gleiches gilt auch für kleinere und dezentrale Anlagen.

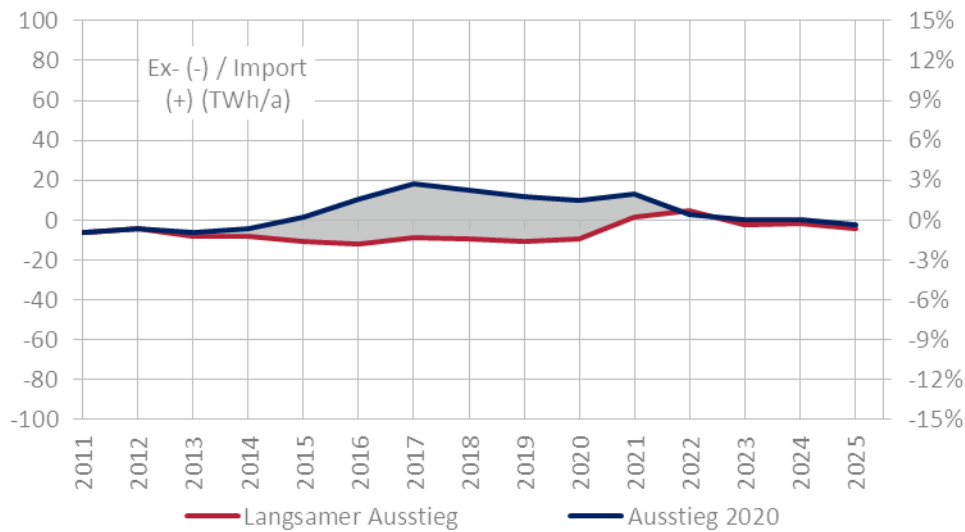


Abbildung 6: Entwicklung der Exporte und Importe von Strom

Die Abbildung zeigt, dass ab dem Jahr 2015 im Szenario „Ausstieg 2020“ vorübergehend ein im Vergleich zur gesamten Nachfrage geringfügiger Nettoimport stattfindet. Auch im Szenario „langsamer Ausstieg“ verringert sich die exportierte Strommenge der ansteigenden Preisentwicklung entsprechend, das Import- zu Exportsaldo bleibt aber leicht negativ bis in den Jahren 2021 und 2022 auch im Szenario „langsamer Ausstieg“ ein Nettoimport stattfindet. Nachdem beim Stromimport im Szenario „Ausstieg 2020“ im Jahr 2017 ein kurzfristiges Maximum von rund 18 TWh (rund 3% des deutschen Bruttostromverbrauchs) erreicht wird, gehen die Importe wieder zurück. Ab dem Jahr 2022 bewegt sich der Stromaustausch analog zur Preisentwicklung in beiden Szenarien auf gleichem Niveau und in beiden Szenarien zeigt sich für den deutschen Strommarkt eine ausgeglichene Stromaustauschbilanz.

Die dargestellte Entwicklung des Stromaustauschs erklärt sich aus den unter Punkt 3.3.1 erläuterten Preisentwicklungen und -differenzen in den beiden untersuchten Szenarien. Preissteigerungen, wie sie in beiden Szenarien auftreten, führen zu einem vorübergehenden Anreiz für Stromimporte aus anderen Märkten, weshalb sich der Exportüberschuss tendenziell verringert. Dies erfolgt jedoch nur solange, bis strukturelle Effekte (z.B. Kraftwerksneubauten) auf dem deutschen Strommarkt einsetzen. Daher ist es plausibel, dass im Jahr 2017, in welchem die maximale Preisdifferenz zwischen den beiden Szenarien auftritt, auch die Szenariendifferenz bezüglich des Stromaustauschs am höchsten ist, danach aber wieder zusammenläuft.

Außerdem zeigen die Berechnungen, dass sich der Stromaustausch zwischen Deutschland und den angrenzenden Regionen, gemessen am Gesamtverbrauch in Deutschland von rd. 600 TWh pro Jahr, im Betrachtungszeitraum auf einem weiterhin niedrigen Niveau bewegt und selbst in den Jahren 2017 und 2021 (Auftreten der Maxima) unterhalb von 3% des jährlichen Strombedarfs bleibt. Die Auswertung bestätigt, dass ein beschleunigter Kernenergieausstieg nicht zu dauerhaften Stromimporten führt. Lediglich im Zuge der Stilllegung größerer Kraftwerkseinheiten in den Jahren 2015 bis 2021 verschiebt sich das Import- Exportsaldo im Szenario „Ausstieg 2020“ entsprechend. Langfristig laufen die Importe in beiden Szenarien wieder zusammen. Auch diese Analyse bestätigt die These, dass ein Ausstieg bis 2020 zwar für einige Jahre eine vom Szenario „langsamer Ausstieg“ abweichende Entwicklung hervorruft, dass aber keine dauerhafte Verschiebung auftritt.

3.4 Anhang – Hintergrundinformationen

3.4.1 Regionale Verteilung von Kraftwerksstilllegungen

Bei einer beschleunigten Stilllegung der KKW bis zum Jahr 2020, aber auch bei einer Laufzeitverlängerung der KKW muss darüber nachgedacht werden, in welchem Zeitraum und an welchen Standorten außer Betrieb gehende Kraftwerkskapazitäten ersetzt werden müssen und können. Der Ersatzbedarf im fossilen Kraftwerksbereich deutschlandweit beläuft sich bis 2025 auf rund 25.000 MW. Für den Ersatz dieser Kapazitäten gibt es verschiedene Optionen, unter anderem ein verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien, der Ausbau der Übertragungsnetze oder vorübergehend ein verstärkter Stromaustausch mit dem Ausland.

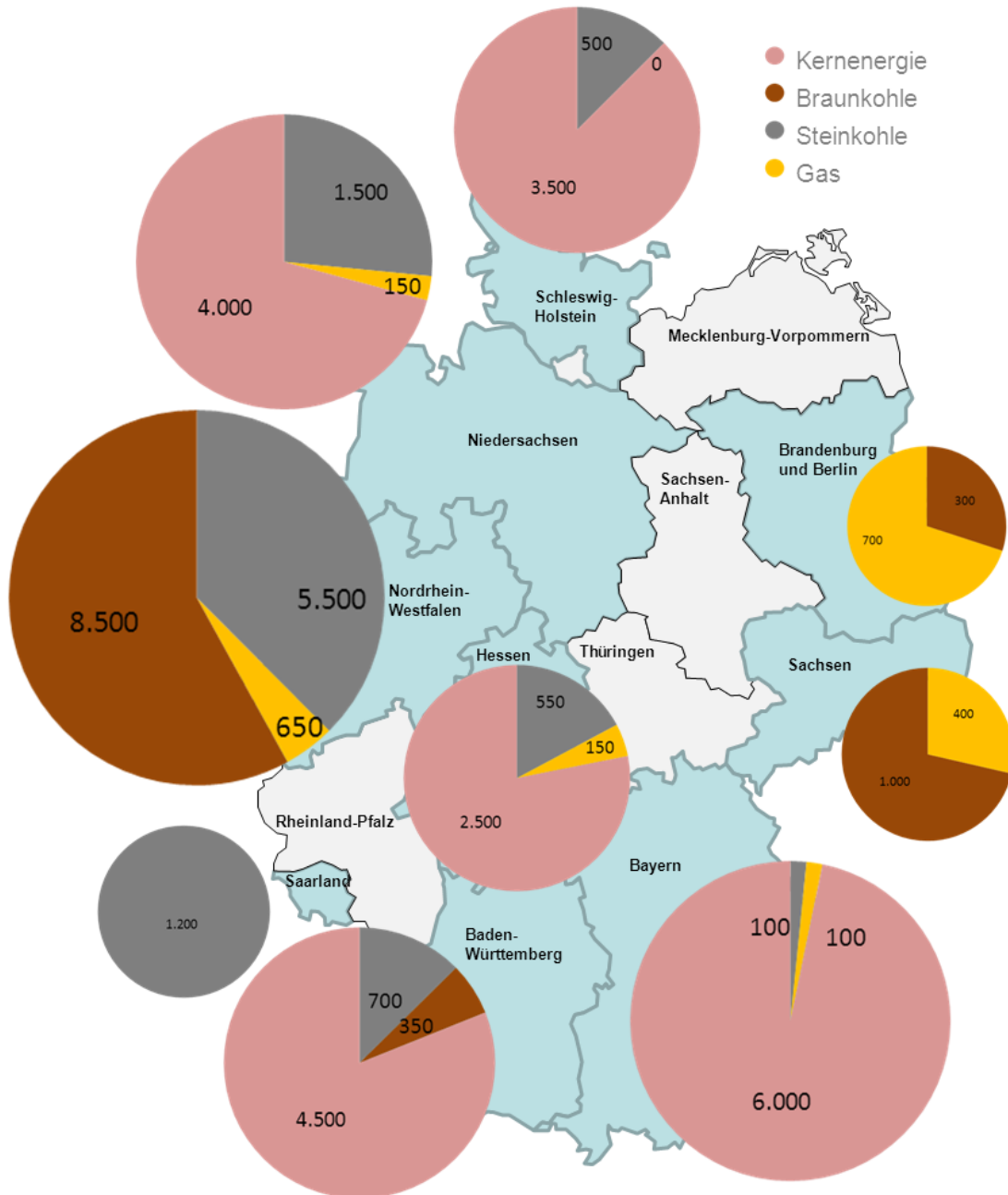
Insbesondere ist aber der Ersatz stillgelegter Kraftwerke in der Nähe der ursprünglichen Standorte eine besondere Herausforderung. Die ordnungspolitische Steuerung von Kraftwerksneubauten an strukturell wichtigen Standorten, wie sie von der Bundesregierung bereits angedacht wurde, ist hierfür bedeutsam.¹⁵

Unterstellt man eine einheitliche technologiespezifische Lebensdauer für die Kraftwerke des deutschen Kraftwerksparks, so lässt sich für die einzelnen Bundesländer regional der Ersatzbedarf ermitteln, der durch altersbedingte Kraftwerksstilllegungen und den Kernenergieausstieg bis 2020 entsteht. Dabei ist die altersbedingte Stilllegung konventioneller Kraftwerke vorerst unabhängig von der Laufzeit der KKW zu sehen. Der Ersatzbedarf der Kernkraftwerke hingegen hängt direkt mit dem gewählten Ausstiegspfad zusammen.

Regional betrachtet tritt Ersatzbedarf im Kraftwerkspark insbesondere in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Bayern, Baden-Württemberg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein auf, da hier einerseits Kernkraftwerksstandorte stillgelegt werden und andererseits auch eine Reihe konventioneller Kraftwerke in den nächsten Jahren altersbedingt vom Netz gehen werden (insbesondere in Nordrhein-Westfalen). Diese Kraftwerkskapazitäten müssen nicht zwangsläufig regional ersetzt werden, Argumente für einen Ersatz vor Ort können allerdings die Last- bzw. Netzsituation sowie die Nutzung vorhandener Infrastruktur (z.B. Hafen- oder Schienenanbindung, Kühlwasserpotenzial, bereits genehmigte Kraftwerksstandorte) sein.

Die nachfolgende Abbildung fasst den Ersatzbedarf im konventionellen Kraftwerkspark bis zum Jahr 2025 übersichtlich zusammen. Dabei wurden typische Lebensdauern für den bestehenden konventionellen Kraftwerkspark und ein Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Jahr 2020 unterstellt.

¹⁵ vgl. Bundesregierung 2011: "6 Punkte für eine beschleunigte Energiewende in Deutschland"



Werte in Megawatt (gerundet auf 100 MW), Regionen mit Gesamtkapazitäten < 1.000 MW werden nicht dargestellt. Berlin und Brandenburg werden zusammengefasst.

Abbildung 7: Regionale Verteilung von erwarteten Kraftwerksstilllegungen bis 2025 (Auswertung über Bestandskraftwerke)

3.4.2 CO₂-Emissionen

Unbestritten ist, dass bei einer früheren Stilllegung der Kernkraftwerke und einem Ersatz dieser Kapazitäten mit neuen Gas- und ggfs. auch Steinkohlekraftwerken die CO₂-Emissionen aus dem Kraftwerkssektor bilanziell nicht in dem Maße sinken werden wie bei einem langen Weiterbetrieb der Kernkraftwerke. Im Szenario „Ausstieg 2020“ werden die definitionsgemäß CO₂-freien KKW durch fossile Erzeugung ersetzt und auch wenn der Ersatz fast ausschließlich durch effiziente Gaskraftwerke erfolgt, welche sich durch vergleichsweise geringe spezifische Emissionen auszeichnen, ist trotzdem mit einem geringeren Rückgang der CO₂-Emissionen aus dem gesamten Kraftwerkssektor zu rechnen als bei einem langsamen Ausstieg.

Der Szenarienvergleich für den Zeitraum 2011 bis 2025 zeigt, dass die frühere Stilllegung von KKW ggü. der längeren Laufzeit zu zusätzlichen Emissionen von im Mittel 25 Mio. t CO₂ pro Jahr führt. Dies entspricht rund 8% der heutigen Emissionen des Kraftwerkssektors und rund 3% der Gesamtemissionen in Deutschland. Trotzdem sinken auch im Szenario „Ausstieg 2020“ die CO₂-Emissionen aus dem Kraftwerksbereich gegenüber dem heutigen Stand bis 2025 um rund 25%.

Bei dieser Betrachtung muss allerdings zusätzlich beachtet werden, dass unter einem Cap-and-Trade System, wie es in Deutschland und der EU herrscht, die Summe aller CO₂-Emissionen über alle Sektoren gedeckelt ist. In Summe tritt also bei einer gleichbleibenden Emissionsobergrenze keine Mehr- oder Minderemission auf, wenn sich die Menge der Emissionen eines einzelnen Sektors in einem einzelnen EU-Land ändert. Es entsteht hingegen ein Preiseffekt bei den CO₂-Zertifikaten. Das Ausmaß dieser Preisbewegung durch eine schnellere Stilllegung von KKW in Deutschland ist aufgrund der zeitlichen Verteilung und des geringen Anteils der Mehremissionen im Vergleich zum deutschen und insbesondere dem gesamteuropäischen Emissionsbudget als eher gering einzuschätzen. Zudem begünstigt die mit dem Ausstieg bis 2020 verbundene Effizienzsteigerung des Kraftwerksparks die längerfristige Umsetzung von Emissionsminderungszielen nach 2025.

Die festgelegten Klimaschutzziele werden also bei einem Ausstieg bis 2020 nicht etwa unerreichbar, sondern müssen weiterhin auf Basis einer europaweiten, sektorenübergreifenden und kostenminimierenden Lösung gefunden werden. Dies beinhaltet ggfs. auch einen etwas höheren CO₂-Preis, der dann aber wiederum dazu führt, dass zusätzliche CO₂-Vermeidungsoptionen umgesetzt werden, erneuerbare Energien schneller an die Wirtschaftlichkeit herangeführt werden und auch die Erneuerung des konventionellen Kraftwerksparks vorangetrieben wird.

Der schnellere Zubau neuer Kraftwerke im Szenario „Ausstieg 2020“ stellt außerdem eine wichtige Option zum Ausbau der KWK-Erzeugung dar, der in diesem Umfang im Szenario „langsamer Ausstieg“ nicht realisierbar wird. Dieser KWK-Ausbau trägt wesentlich zum Klimaschutz bei und wirkt den beschriebenen Emissionseffekten zusätzlich entgegen.