



POTSDAM-INSTITUT FÜR
KLIMAFOLGENFORSCHUNG E.V.

UNIVERSITÄT LEIPZIG

Der Einstieg in den Ausstieg: Energiepolitische Szenarien für einen Atomausstieg in Deutschland

**Eine Studie des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung (PIK) und des
Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM) der
Universität Leipzig im Auftrag der Friedrich-Ebert-Stiftung**



Kurzfassung

10. Juni 2011

**Brigitte Knopf, Hendrik Kondziella, Michael Pahle, Mario Götz,
Thomas Bruckner, Ottmar Edenhofer**

Autoren

Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (PIK)

Dr. Brigitte Knopf, Michael Pahle, Prof. Dr. Ottmar Edenhofer

Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM), Universität Leipzig

Dipl.-Kfm. Hendrik Kondziella, Dipl.-Kfm. Mario Götz, Prof. Dr. Thomas Bruckner

Weitere Mitarbeit

Fabian Joas (PIK)

Wolfgang Neldner (NeldnerConsult)

Danksagung

Wir danken Eva Schmid und Christian Flachsland für viele wertvolle Hinweise und Dorothe Ilkens für die administrative Abwicklung des Projektes.

Im Internet abrufbar unter

www.pik-potsdam.de/Energiewende und www.fes.de

Kontakt

Potsdam Institut für Klimafolgenforschung PIK
Abt. Nachhaltige Lösungsstrategien
Dr. Brigitte Knopf
Postfach 60 12 03
14412 Potsdam
Telefon 0331 288 2631
Telefax 0331 288 2570
E-Mail: knopf@pik-potsdam.de

Institut für Infrastruktur und
Ressourcenmanagement
Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät
Universität Leipzig
Dipl.-Kfm. Hendrik Kondziella
Grimmaische Straße 12
04109 Leipzig
Telefon 0341/ 97 33 523
Fax 0341/ 97 33 538
E-Mail: kondziella@wifa.uni-leipzig.de

Zusammenfassung

Der von der Bundesregierung geplante Ausstieg aus der Kernenergie bietet Chancen und birgt Risiken. Diese Studie zeigt, dass die Strompreise für die privaten Haushalte nur in sehr geringem Maße von einem Ausstieg betroffen sind. Auch ist eine grundsätzliche Gefährdung der volkswirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit durch den Atomausstieg nicht zu befürchten, da die Strompreise für die Industrie und Großkunden nur vorübergehend steigen würden. Allerdings können die CO₂-Emissionen des deutschen Stromsektors je nach Ausstiegszeitpunkt steigen. Darüber hinaus ist es zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich, neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien auch neue fossile Kraftwerke zu bauen bzw. ältere Anlagen länger als ursprünglich geplant am Netz zu lassen.

Vor dem Hintergrund der im Energiewirtschaftsgesetz formulierten Ziele der Wirtschaftlichkeit, der Umweltverträglichkeit und der Versorgungssicherheit gilt es, den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie so zu gestalten, dass die Strompreise für Industrie und Verbraucher bezahlbar bleiben, die Versorgungssicherheit nicht gefährdet wird und die Ziele des Klimaschutzes langfristig eingehalten werden können. Diese energiepolitischen Ziele sind nur zu erreichen, wenn der Ausstieg aus der Kernenergie zugleich den Einstieg in eine neue Energiepolitik markiert. Die Auflösung möglicher Zielkonflikte wurde im Zusammenhang mit dem im Jahr 2002 erfolgten Beschluss zum Atomausstieg wissenschaftlich diskutiert und in Form verschiedener darauf ausgerichteter Regierungsbeschlüsse (z. B. den Meseberger Beschlüssen der Großen Koalition) bereits mehrfach adressiert. Hierzu zählen insbesondere Maßnahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung sowie die Senkung des Energieverbrauchs. Der jetzt geplante Ausstieg wird diese Maßnahmen erneut in den Mittelpunkt der Energiepolitik stellen. Ein wichtiger Aspekt der hier vorliegenden Analyse ist eine Diskussion der zusätzlichen Herausforderungen, die dadurch entstehen würden, wenn der Ausstieg nicht gemäß dem bis vor kurzem gültigen Atomgesetz im Jahr 2022 erfolgen, sondern bereits früher (z.B. 2020 oder 2015) abgeschlossen sein soll.

Um die Implikationen für die Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit bei unterschiedlichen Ausstiegszeitpunkten aus der Kernenergie zu beziffern, werden in dieser Studie modellbasierte Analysen zur Entwicklung der Strompreise und CO₂-Emissionen für eine Reihe von Ausstiegsszenarien aus der Kernenergie durchgeführt (Ausstieg im Jahr 2015, 2020, 2022 (gemäß dem bis zum Herbst letzten Jahres gültigen Atomgesetzes) und 2038 (gemäß dem derzeit noch gültigen Atomgesetz)). Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien werden die unterschiedlichen Auswirkungen von Gas- gegenüber Kohlekraftwerken als Ersatz für die Kernenergie ermittelt und weitere Alternativszenarien exploriert.

Folgende **Kernaussagen** konnten identifiziert werden:

- **Die Entwicklung der Spotmarktpreise¹ zeigt für die unterschiedlichen Ausstiegsszenarien unabhängig vom Ausstiegsdatum einen Anstieg bis 2020 und ein Absinken zurück auf das Ausgangsniveau des Jahres 2010 bis 2030.** Bei einem frühen Ausstieg im Jahr 2015 oder 2020 liegen die Preise an der Strombörse zu Beginn höher als beim *Ausstieg 2022*, da Ersatzkapazitäten mit höheren Erzeugungskosten als Kernkraftwerke zu einem früheren Zeitpunkt bereitgestellt werden müssen. Langfristig reduziert sich das Preisniveau aufgrund des steigenden Anteils der erneuerbaren Energien.
- **Sowohl beim *Ausstieg 2020* als auch beim *Ausstieg 2022* liegt der Spotmarktpreis im Jahr 2015 bei 5,9 ct/kWh. Ein *Ausstieg 2015* würde demgegenüber zu einem Anstieg um 13% führen.** Der Spotmarktpreis liegt in 2015 bei *Ausstieg 2020* und *Ausstieg 2022* bei 5,9 ct/kWh, verglichen mit einem Preis von 5 ct/kWh zu Beginn des Jahres 2011. Unter der Annahme eines Szenarios mit Verlängerung der Laufzeiten der Kernenergie (*Ausstieg 2038*) resultiert ein Spotmarktpreis von 5,2 ct/kWh. Bei einem beschleunigten Ausstieg (*Ausstieg 2015*) beträgt die zusätzliche Preissteigerung 0,8 ct/kWh (13%) gegenüber dem *Ausstieg 2020* bzw. *Ausstieg 2022*. Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien werden bis 2030 die Spotmarktpreise auf 5-6 ct/kWh sinken.
- **Für Haushalte, die der EEG-Umlage unterliegen, wirkt sich der Ausstiegszeitpunkt aus der Kernenergie nur in geringem Maße auf die Strompreise aus.** Beim *Ausstieg 2020* und *Ausstieg 2022* liegt der Strompreis im Jahr 2015 bei 21,7 ct/kWh, beim *Ausstieg 2015* bei 22,4 ct/kWh. Das bedeutet für einen durchschnittlichen Stromverbrauch pro Haushalt (3500 kWh pro Jahr) eine Differenz von etwa 2 € monatlich. Die maximale Differenz zwischen einem Ausstieg in 2015 und 2038 liegt bei 1,2 ct/kWh (3,50 € pro Monat). Die EEG-Umlage wirkt sich hier preisdämpfend für die Haushalte aus.
- **Industriekunden, die von der EEG-Umlage befreit sind, werden durch den mittelfristigen Anstieg der Spotmarktpreise stärker belastet.** Bei Beibehaltung der bisherigen Abrechnungsmodalitäten besteht aber die Möglichkeit langfristig von der preisdämpfenden Wirkung der erneuerbaren Energien zu profitieren. Beim *Ausstieg 2015* gegenüber *Ausstieg 2020* oder *2022* kommt es in 2015 bei einem typischen Industriekunden (24 GWh Stromverbrauch im Jahr) zu einer Belastung von 216.000 € pro Jahr.
- **Der Ausstieg aus der Kernenergie erfordert einen schnelleren Zubau von fossilen Ersatzkapazitäten als bisher geplant.** Bis zum jeweiligen Ausstiegszeitpunkt in 2015, 2020 oder 2022 ist über die im Bau befindlichen

¹ Preise für Stromlieferungen im kurzfristigen Handel an der Strombörse EEX.

- Projekte hinaus die Neuplanung von Kraftwerken mit einer Netto-Leistung von 8 GW an fossilen Kraftwerken notwendig, um die Jahreshöchstlast zu decken. Dies bedeutet, dass nicht nur alle in Bau befindlichen Kraftwerke realisiert werden müssen, sondern erfordert auch die Inbetriebnahme von fossilen Kraftwerken, die derzeit nur im Planungsstatus sind bzw. ältere Anlagen länger als ursprünglich geplant am Netz zu lassen.
- **Bei einem frühzeitigeren Ausstieg aus der Kernenergie ist mit einem vorübergehenden Anstieg der CO₂-Emissionen zu rechnen, deren Gesamtmenge aber über den europäischen Emissionshandel begrenzt ist.** Ein Ausstieg in 2022 würde die Rückkehr zum alten „Status Quo“ von vor der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke bedeuten. Auch würden europaweit weitere Kernkraftwerke, wenn überhaupt, nur in geringem Maße zusätzlich eingesetzt, weil diese als preisgünstige Option im Regelfall ohnehin ausgelastet sind. Ein Ausstieg in 2020 würde die CO₂-Emissionen kurzfristig nur sehr leicht erhöhen. Beim Ausstieg bis 2015 würden sich dagegen die CO₂-Emissionen um 64 Mt CO₂ (23 %) erhöhen gegenüber einem Ausstieg in 2020 oder 2022. Ab 2025 liegen die Emissionen für die Ausstiegszeitpunkte 2022, 2020 und 2015 gleichauf.
 - **Der Ersatz der Kernkraftwerke durch Gas- statt durch Kohlekraftwerke wirkt sich annähernd gleichwertig auf die Strompreise aus, aber die CO₂-Emissionen würden weniger stark steigen.** Werden verstärkt Gaskraftwerke statt Kohlekraftwerke zugebaut, so liegen die Spotmarktpreise im Jahr 2020 nur um etwa 0,1 ct/kWh über denen des „Kohlepfades“ (bei *Ausstieg 2020*). Weiterhin können die CO₂-Emissionen gesenkt werden. Vor allem bei einem frühen Ausstieg in 2015 könnte sich so der zusätzliche Ausstoß um 20% reduzieren. Langfristig gibt es jedoch zwischen dem Gas- und Kohlepfad bedingt durch den zunehmenden Marktanteil der erneuerbaren Energien nur noch geringe Unterschiede bei den CO₂-Emissionen.
 - **Ein stärkerer Ausbau von Gaskraftwerken gegenüber Kohlekraftwerken ist vorteilhaft, weil ein schnellerer Ersatz möglich ist und eine langfristige Festlegung auf einen fossilen Pfad damit verhindert wird.** Darüber hinaus wird vor allem der Wettbewerb auf dem Strommarkt gestärkt, weil auch kleinere Anbieter wie z. B. Stadtwerke mit einer geringeren Kapitalausstattung in der Lage sind, diese Kraftwerke zuzubauen. Vorteilhaft ist darüber hinaus, dass sich erdgasbetriebene Anlagen besonders gut dazu eignen als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ausgeführt zu werden. Über die Nutzung der Kraftwerksabwärme im Wärmemarkt lassen sich so zusätzliche CO₂-Emissionsminderungen erreichen.
 - **Die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise hat einen größeren Effekt auf den Strompreis als das Ausstiegsjahr.** Im Szenario *Ausstieg 2020-Gas*

- steigen bei stärker steigenden Brennstoff- und CO₂-Preisen die Spotmarktpreise im Jahr 2020 um 20% an.
- **Wenn Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz fehlschlagen und keine Senkung der Stromnachfrage erreicht werden kann, steigen die Strompreise ebenfalls an.** Bei der Annahme einer konstanten statt sinkenden Stromnachfrage können die Spotmarktpreise im Jahr 2020 um 10% ansteigen. Der Einfluss von Maßnahmen zur Lastverschiebung (Demand-Side-Management) kann dagegen die Preise nur minimal senken und auch die Annahme über den Zubau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung hat nur einen geringeren Einfluss auf die Preise.
 - **Bei einem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien können die Großhandelspreise in Verbindung mit flexiblen Gaskraftwerken gesenkt werden.** Zudem kann der benötigte Zubaubedarf konventioneller Ersatzkraftwerke von 8 GW auf 6 GW reduziert werden.
 - **Die Realisierung eines Ausstiegs bis zum Jahr 2015 hängt entscheidend davon ab, dass Ersatzkapazitäten fossiler Kraftwerke kurzfristig verfügbar sind.** Der frühere Ausstieg führt zwar nicht zu dramatisch höheren Preisen, aber zu deutlich höheren CO₂-Emissionen. Voraussetzung für die Realisierung dieses Szenarios ist, dass die Ersatzkapazitäten durch den Zubau von (fossilen) Kraftwerken tatsächlich zum benötigten Zeitpunkt verfügbar sind. Alternativ könnte auch eine längere Nutzung älterer fossiler Kohlekraftwerke in Erwägung gezogen werden.
 - **Ein beschleunigter Netzausbau ist eine zentrale Voraussetzung sowohl für den Ausstieg als auch für die längerfristige Energiewende.** Aufgrund des regionalen Ungleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch und der volatilen Einspeisung von erneuerbaren Energien (Wind, PV) treten zunehmend Netzengpässe auf. Diese Entwicklung wird durch den Ausstieg aus der Kernenergie noch zusätzlich beschleunigt. Daher ist es notwendig, den geplanten Ausbau der Infrastruktur möglichst bald zu realisieren, um einer möglichen Destabilisierung des Netzbetriebs entgegenzuwirken.
 - **Eine koordinierte europäische Klima- und Energiepolitik erleichtert und unterstützt die Energiewende in Deutschland. Hier bieten sich die europaweite Förderung der erneuerbaren Energien und die Erweiterung des europäischen Emissionshandels als geeignete Maßnahmen an.** Der weitere europaweite Ausbau der erneuerbaren Energien ist ein wichtiger Schritt, die Kosten der Energiewende langfristig zu senken. Dazu sollte die Prüfung einer europaweiten Harmonisierung der Förderung der erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der Integration bestehender nationaler Fördersysteme erfolgen. Die Kosten des europäischen Klimaschutzes können gesenkt werden, wenn alle relevanten Sektoren in den europäischen Emissionshandel miteinbezogen

werden können. Vor allem der Wärme- und Gebäudesektor hat ein hohes Potential für Kostensenkungen.

- **Die Einrichtung eines ständigen Rates für nachhaltige Energie- und Klimapolitik soll für die deutsche Energiepolitik die notwendigen Grundlagen für sachgerechte Entscheidungen bereitstellen, die Ziele und eingesetzten Instrumente überprüfen und so Parlament und Öffentlichkeit über die Chancen, Kosten und Risiken der Energiewende informieren.** Der Einstieg in die Energiewende ist ein Weg, der für die deutsche Gesellschaft Chancen bietet und zugleich Risiken birgt. Daher sollte ein deutscher Expertenrat für Klima und Energie eingerichtet werden, der durch jährliche Berichte Politik und Öffentlichkeit darüber informiert, in welchem Umfang die angestrebten Ziele erreicht bzw. verfehlt wurden. Der Rat sollte verschiedene energiepolitische Handlungsalternativen im Hinblick auf ihre Chancen, Kosten und Risiken erkunden. Dazu gehört auch die Bereitstellung notwendiger Daten, wie die Kostenentwicklung der erneuerbaren Energien. Weiterhin soll er eine aktive Rolle bei der Identifizierung von Forschungslücken und Defiziten bei der Umsetzung politischer Maßnahmen übernehmen. Die Bereitstellung handlungsrelevanten Wissens ist eine notwendige Bedingung für gesellschaftliches Lernen, für eine breite gesellschaftliche Legitimität und damit für die Stetigkeit energiepolitischer Entscheidungen.

1 Einleitung

Der Reaktorunfall im japanischen Atomkraftwerk Fukushima in Folge des Erdbebens vom 11. März 2011 hat in Deutschland eine Debatte um die Zukunft der Kernenergie ausgelöst, die in ihrer Relevanz und Breite die Diskussionen der letzten Jahre bei weitem übertrifft. Die Ethik-Kommission hält in ihrem Abschlussbericht vom Mai 2011 einen Ausstieg aus der Kernenergie innerhalb der nächsten 10 Jahre für möglich. Der aktuelle Gesetzentwurf (Stand 6. Juni 2011) sieht eine endgültige Abschaltung des letzten Kernkraftwerks für 2022 vor.

Über das genaue Ausstiegsdatum aus der Kernenergie hinaus ist es eine wichtige und langfristige gesellschaftspolitische Aufgabe, über die Ausrichtung der zukünftigen Energieversorgung in Deutschland zu entscheiden. Dabei darf die Diskussion nicht isoliert im ausschließlichen Fokus auf den Ausstieg aus der Kernenergie geführt werden. Alle systemisch relevanten Aspekte der Energieversorgung müssen berücksichtigt werden. Für eine verlässliche zukünftige Energieversorgung Deutschlands gibt es dabei mehrere gangbare Wege. Die Debatte um die bevorstehende Energiewende kann deshalb davon profitieren, wenn im Rahmen einer Untersuchung mehrere Handlungsalternativen ergebnisoffen einander gegenübergestellt und bewertet werden.

Vor dem Hintergrund der aktuellen öffentlichen Debatte und der Exploration von verschiedenen Wegen in die Energiewende werden in der vorliegenden Studie die folgenden Fragen untersucht:

- Wie entwickeln sich die Strompreise beim Ausstieg aus der Kernenergie? Wie wirken sich die Strompreise auf verschiedene Verbrauchergruppen aus und was bedeutet das für die Sozialverträglichkeit der Energiewende?
- Welche Ersatzoptionen zur Kernenergie stehen zur Verfügung und wie sind diese ökonomisch und ökologisch zu bewerten?
- Welche möglichen Zielkonflikte der Klima- und Energiepolitik treten in den unterschiedlichen Szenarien auf?
- Wie schnell kann der beschleunigte Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland realisiert werden? Was sind die impliziten Voraussetzungen hierfür? Wie kann die Versorgungssicherheit gewährleistet werden?
- Welche Herausforderungen sind bei der Energiewende unabhängig von dem Ausstiegszeitpunkt aus der Kernenergie zu bewältigen? Wie kann die Langfristigkeit der Klimaschutzziele gewährleistet bleiben? Welche Perspektiven ergeben sich durch den europäischen Kontext?

Die ersten vier Fragen werden modellbasiert beantwortet, während die Einbettung in den europäischen Kontext und die Herausforderungen und Möglichkeiten einer langfristig stabilen Politik komplementär diskutiert werden. Die Studie stellt damit einen ersten Schritt zur systematischen Exploration verschiedener Wege im Stromsektor dar. Mit dem

verwendeten Strommarktmodell MICOES² werden im Kontext unterschiedlicher Ersatzoptionen (z. B. Vorrang für Kohle- bzw. Gaskraftwerke) Analysen zur Entwicklung der Strompreise und CO₂-Emissionen für eine Reihe von Ausstiegsszenarien aus der Kernenergie durchgeführt (Ausstieg in 2015, 2020, 2022 und 2038). Diese Pfade werden in Sensitivitätsanalysen, in denen einzelne Annahmen variiert werden, auf ihre Robustheit hin untersucht. Damit wird eine Bandbreite von Alternativszenarien exploriert: Um etwa die Relevanz von Energieeffizienzmaßnahmen einzuschätzen, werden der Einfluss von Demand-Side-Management und das Versagen von Effizienzmaßnahmen analysiert. Außerdem werden unterschiedliche Ausbaupfade der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung sowie stärker steigende Brennstoff- und CO₂-Preise betrachtet. Darüber hinaus wird ein verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien modelliert. Eine Übersicht über die Szenarien gibt Abbildung 1. Weiterhin werden wesentliche Voraussetzungen, die mit den jeweiligen Wegen einhergehen, explizit beschrieben, mögliche Zielkonflikte dargelegt und Handlungsfelder identifiziert.

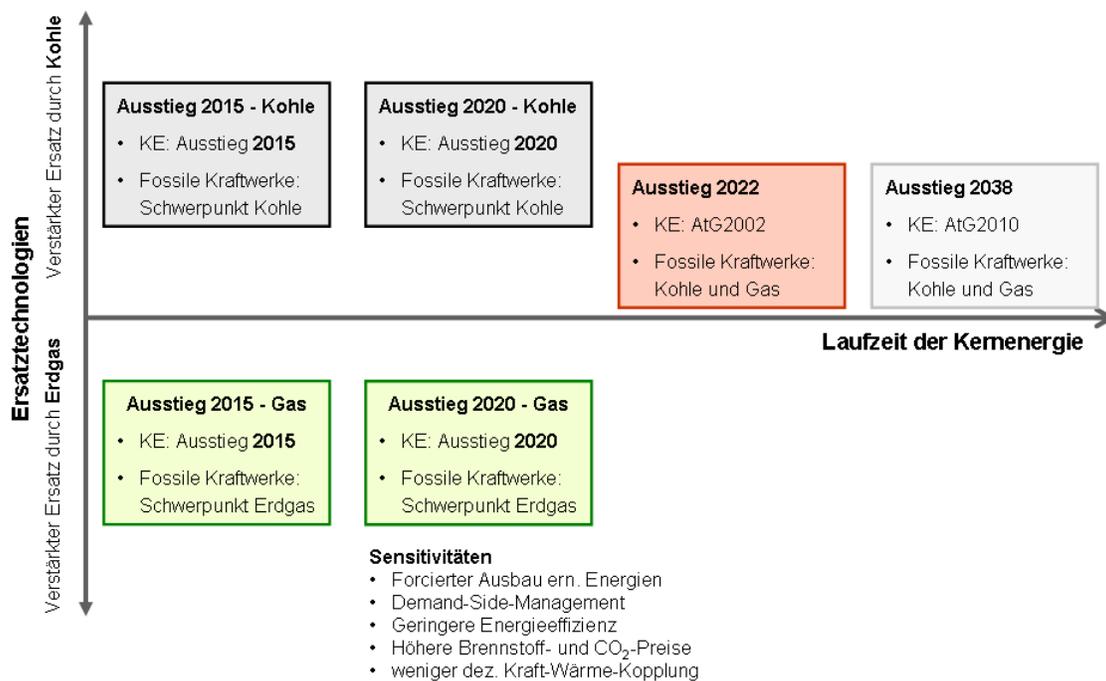


Abbildung 1: Definition der Szenarien.

² Mixed Integer Cost Optimization Energy System.

2 Modellergebnisse

2.1 Zusätzlicher Bedarf an fossilen Kraftwerken

Bei einem vollständigen Ausstieg müssen 21 Gigawatt (GW) an Netto-Kraftwerksleistung aus Kernenergie ersetzt werden. Gegenwärtig befinden sich bedingt durch das Moratorium sowie anstehende Revisionen etwa 10 GW Kernkraftwerksleistung außer Betrieb. Diese kurzfristige Abschaltung einer erheblichen Anzahl von Kernkraftwerken wurde vom Strommarkt durch den Abbau von Überkapazitäten sowie eine Verringerung der Nettostromexporte kompensiert. Weiterhin befinden sich laut BDEW (2011) eine Reihe fossiler Kraftwerke im Bau, von denen eine Kapazität von ca. 11 GW (davon ca. 10 GW Kohlekraftwerke³) bis 2015 fertig gestellt sein wird und im Rahmen der modellgestützten Analyse berücksichtigt werden konnte. Die Kapazität der Kernkraftwerke kann somit bereits bis 2015 vollständig ersetzt werden. Allerdings ist geplant, im Zeitraum bis 2015 auch 14 GW Kraftwerksleistung aus fossilen Altkraftwerken stillzulegen. Bis 2020 sollen weitere 13 GW fossiler Kraftwerkskapazität stillgelegt werden. Somit müssen zusätzlich zum Ausstieg aus der Kernenergie insgesamt 27 GW an fossilen Kraftwerken ersetzt werden (vgl. Abbildung 2). Zu den Optionen, die dazu in der Lage sind, die Lücke zu schließen, gehören – wie im folgenden gezeigt werden soll – der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der (zentralen und dezentralen) Kraft-Wärme-Kopplung, die Senkung der Stromnachfrage durch eine Steigerung der Energieeffizienz, der (zeitlich sehr begrenzte) Import von Strom aus dem europäischen Ausland sowie der Neubau von fossil befeuerten Kraftwerken bzw. die Ertüchtigung von älteren fossil befeuerten Anlagen.

Für den Zeitraum 2010-2020 wird gemäß den Prognosen der BMU-Leitstudie ein Zubau von Windkraft- und Fotovoltaikkapazität im Umfang von 52 GW angenommen. Annahmegemäß wird ein weiterer Zubau an konventioneller Kraftwerksleistung von 5 GW bis 2020 in Form von dezentralen Kraft-Wärme-Anlagen (KWK) angesetzt. Eine weitere Steigerung der Energieeffizienz und die dadurch bedingte Senkung der Stromnachfrage reduziert die Spitzenlast in 2020 um 4 GW. Im Modell wird die Differenz aus den benötigten 27 GW und den angenommenen Ersatzmaßnahmen (Zubau erneuerbare Energien, mehr KWK, höhere Effizienz) dann mit konventionellen fossilen Kraftwerken ersetzt.

³ Das Steinkohlekraftwerk Datteln 4 wurde in die Berechnungen nicht einbezogen, da dessen Inbetriebnahme nach derzeitigem Stand sehr unsicher ist.

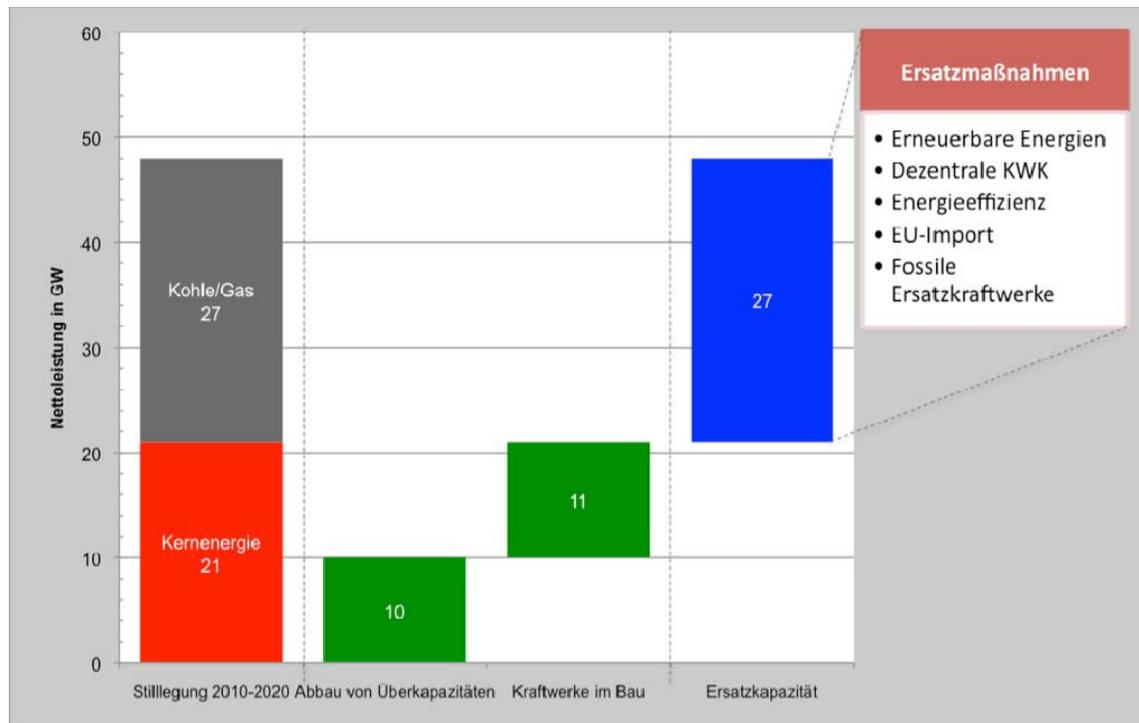


Abbildung 2: Ersatzbedarf durch Stilllegung der konventionellen Kapazitäten bis 2020.

Unter Wirtschaftlichkeitsaspekten werden modellseitig noch 8 GW zur Deckung der Spitzenlastnachfrage zugebaut. Der zeitliche Verlauf des Zubaus kann sich je nach Ausstiegszeitpunkt weiter in die Zukunft verschieben (Abbildung 3). Dies bedeutet, dass bei einem Atomausstieg im Jahr 2020 nicht nur alle derzeit noch im Bau befindlichen Kraftwerkskapazitäten realisiert sein werden, sondern dass auch weitere fossile Kraftwerke, die derzeit geplant bzw. noch zu planen sind, in Betrieb genommen werden müssen. Alternativ könnte auch eine längere Nutzung älterer fossiler Kohlekraftwerke in Erwägung gezogen werden. Ein noch früherer Ausstieg im Jahr 2015 würde die Herausforderung verschärfen. Er beinhaltet darüber hinaus noch viele ungeklärte Fragen und Annahmen, die einer weiteren Prüfung bedürfen.

Unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit sowie dem zusätzlichen Verzicht auf die Möglichkeiten des Stromimports über das europäische Verbundnetz käme der Bau von weiteren Gasturbinen als preiswerte Alternative in Frage. Nach den Modellrechnungen könnten sich diese Anlagen aufgrund der geringen Auslastung jedoch nicht über den Spotmarkt refinanzieren. Zudem wird der Spitzenlaststrom in der Mittagszeit durch die Einspeisung der Fotovoltaik preislich gedämpft, so dass die Deckungsbeiträge der Gasturbinen zusätzlich reduziert werden. Die unter diesen Umständen in der Regel nicht gegebene Wirtschaftlichkeit der selten nachgefragten Gasturbinen könnte durch die Einführung von Kapazitätsmärkten in Ergänzung zum Spotmarkt in der jetzigen Form abgesichert werden.

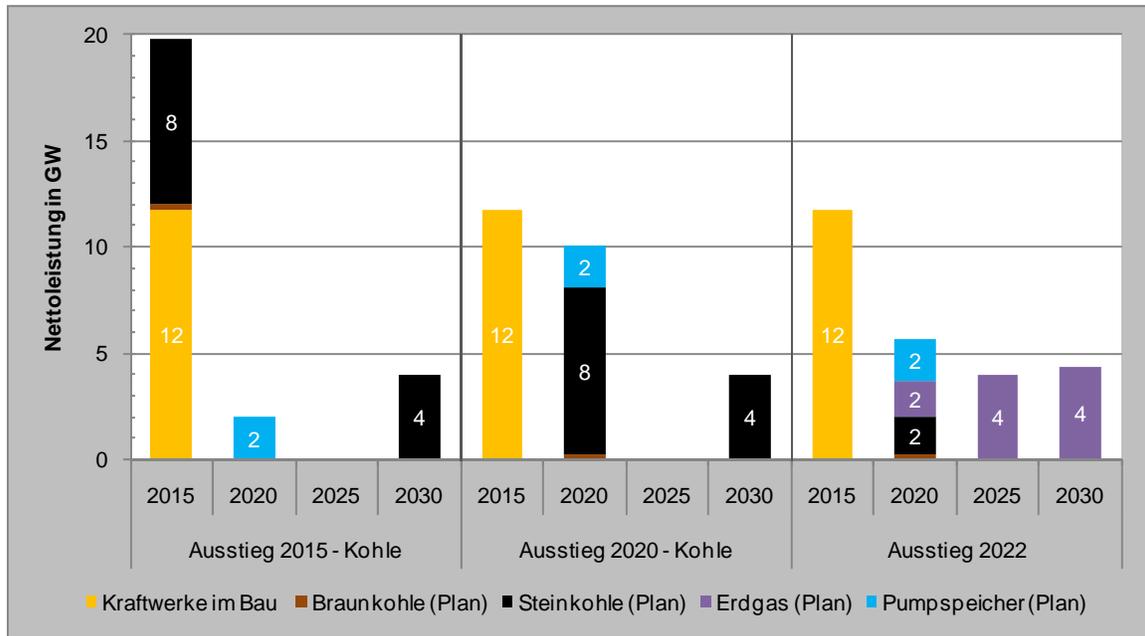


Abbildung 3: Zu bereitstellende Ersatzkapazität in konventionellen Kraftwerken (bis 2030; Vergleich zwischen den Szenarien Ausstieg 2015-Kohle, Ausstieg 2020-Kohle und Ausstieg 2022).

2.2 Strompreise

Die Entwicklung der Spotmarktpreise für Strom wird auf Basis der Merit-Order über das Grenzkraftwerk bestimmt. Das bedeutet, dass das Kraftwerk mit den höchsten Erzeugungskosten, das gerade noch zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, den stündlich wechselnden Spotmarktpreis vorgibt. Wenn nun Atomkraftwerke stillgelegt werden, steigt der Spotmarktpreis zumindest vorübergehend an, da nun kostenintensivere Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage zum Einsatz kommen. Gegenläufig bewirkt der zunehmend höhere Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix (40 % in 2020, 65 % in 2030) ein langfristig sinkendes Preisniveau im Großhandel, da sie gemäß EEG zu negativen „Kosten“ angeboten werden müssen, um dem Einspeisevorrang entsprechend einen Verkauf gewährleisten zu können. Im Ergebnis steigt der Spotmarktpreis bis 2020 an, sinkt aber bis 2030 durch den immer höher werdenden Anteil erneuerbarer Energien wieder unter das Ausgangsniveau (Abbildung 4).

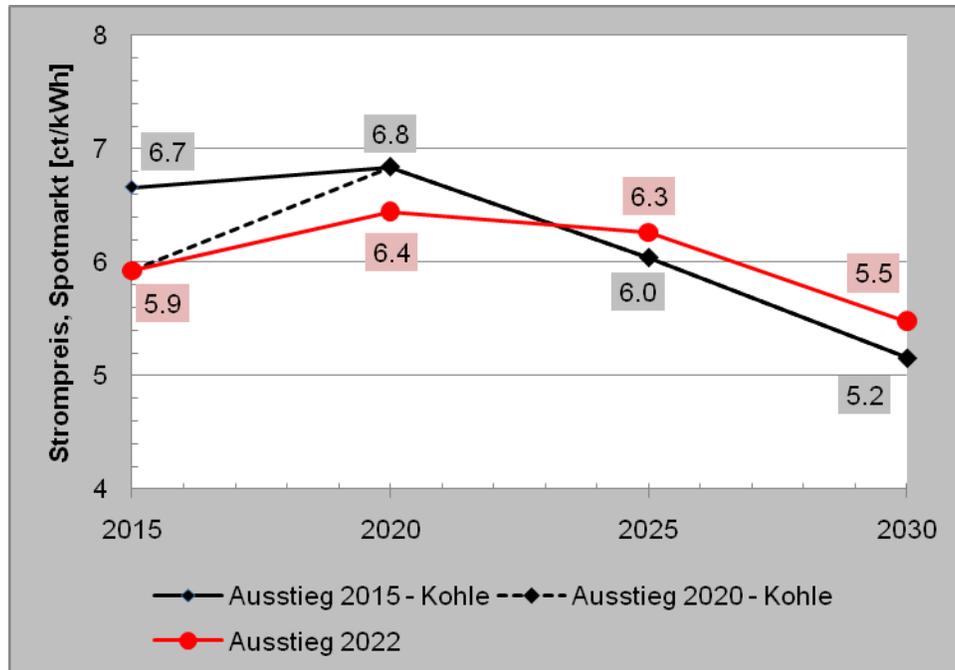


Abbildung 4: Entwicklung der Großhandelspreise (base) im Zeitraum 2015 bis 2030 in ausgewählten Szenarien.

Bei einem frühen Ausstieg im Jahr 2015 liegt der Spotmarktpreis im Jahr 2015 bei 6,7 ct/kWh und damit 0,8 ct/kWh über dem Preis im entsprechenden Jahr bei einem Ausstieg in 2020 bzw. 2022. Der Grund ist die vorzeitig notwendige Nutzung kostenintensiver Ersatzkapazitäten. Im Vergleich zum Szenario mit dem Ausstiegsjahr 2020 gleichen sich die Preise jedoch in 2020 wieder an, da der Rückgriff auf eben diese Ersatzkraftwerke unabhängig vom Ausstiegszeitpunkt bestehen bleibt und sich lediglich um fünf Jahre nach hinten verschiebt. Bei einem Ausstieg in 2022 kann die Nutzung der Ersatzkapazitäten noch weiter nach hinten verschoben werden, so dass die Preise in 2020 um 0,4 ct/kWh niedriger liegen. Langfristig bleiben die Spotmarktpreise bei einem frühen Ausstieg mit der Ersatzoption Kohle aber niedriger als die im Szenario Ausstieg 2022. Das ist auf den verstärkten Zubau von Gaskraftwerken bei *Ausstieg 2022* zurückzuführen (Abbildung 3), die ein höheres Kostenniveau aufweisen.

2.2.1 Vergleich des Zubaus von Gaskraftwerken statt Kohlekraftwerken

Ob Kernkraftwerke durch Gas- oder Kohlekraftwerke ersetzt werden, hat für den Strompreis kaum Konsequenzen. Der Grund ist, dass bei den angenommenen Brennstoff- und CO₂-Preisen die Stromgestehungskosten für beide Technologien annähernd gleich sind. Werden dementsprechend über die in Bau befindlichen Projekte hinaus statt Kohlekraftwerken ausschließlich Gaskraftwerke realisiert, dann liegen die Spotmarktpreise im Jahr 2020 nur um etwa 0,1 ct/kWh über denen des Szenarios mit verstärktem Ausbau der Kohlekraftwerke (bei *Ausstieg 2020*).

Aufgrund der in 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung waren Investitionen in den Neubau von Gaskraftwerken nicht mehr wirtschaftlich. Da die Aufhebung der Laufzeitverlängerung jedoch die ursprüngliche Marktsituation wieder herstellt, ist nun auch der Zubau von Gaskraftwerken wieder wirtschaftlich. Das bestätigen auch die Modellergebnisse. Aufgrund der Entwicklungen im internationalen Gasmarkt (z.B. WEO 2010) wird der Einsatz von Gaskraftwerken auch mittelfristig attraktiv bleiben.

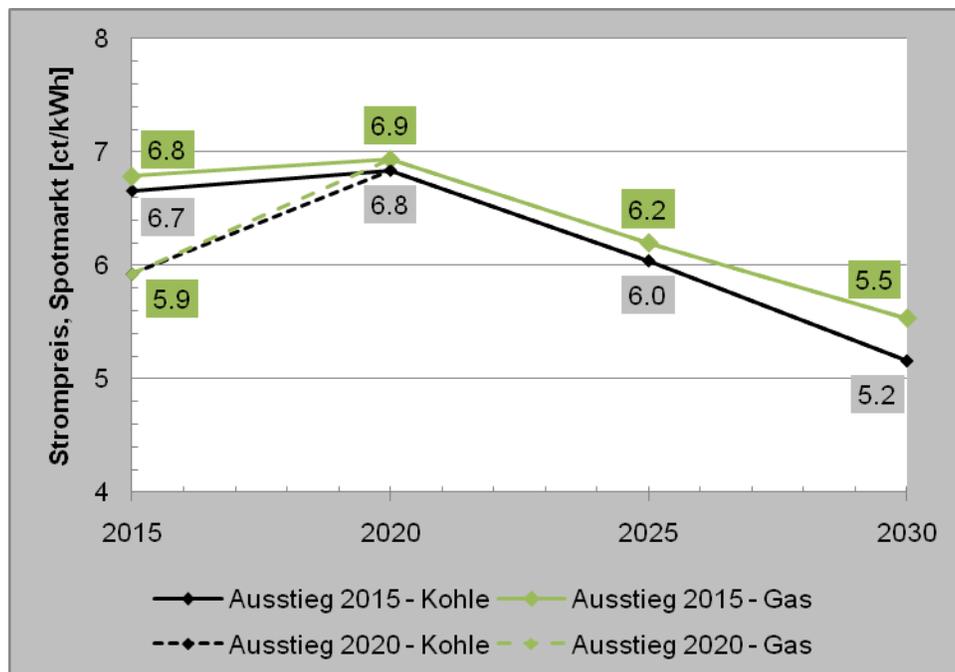


Abbildung 5: Entwicklung der Großhandelspreise im Vergleich der Ersatzoptionen Kohle vs. Gas.

2.2.2 Strompreise für Haushaltskunden

Auf die Haushaltskunden wirken sich die unterschiedlichen Ausstiegszeitpunkte nur sehr geringfügig aus (Abbildung 6 und Abbildung 7). In den Preiskalkulationen werden gleichbleibende Netzentgelte angenommen und die EEG-Umlage entsprechend der Großhandelspreise angepasst. Die EEG-Umlage, die von den Haushaltskunden gezahlt wird, ergibt sich aus der Differenz von EEG-Vergütung und den durchschnittlichen Strombeschaffungskosten an der Strombörse und wirkt somit einer Erhöhung der Preise am Spotmarkt entgegen.

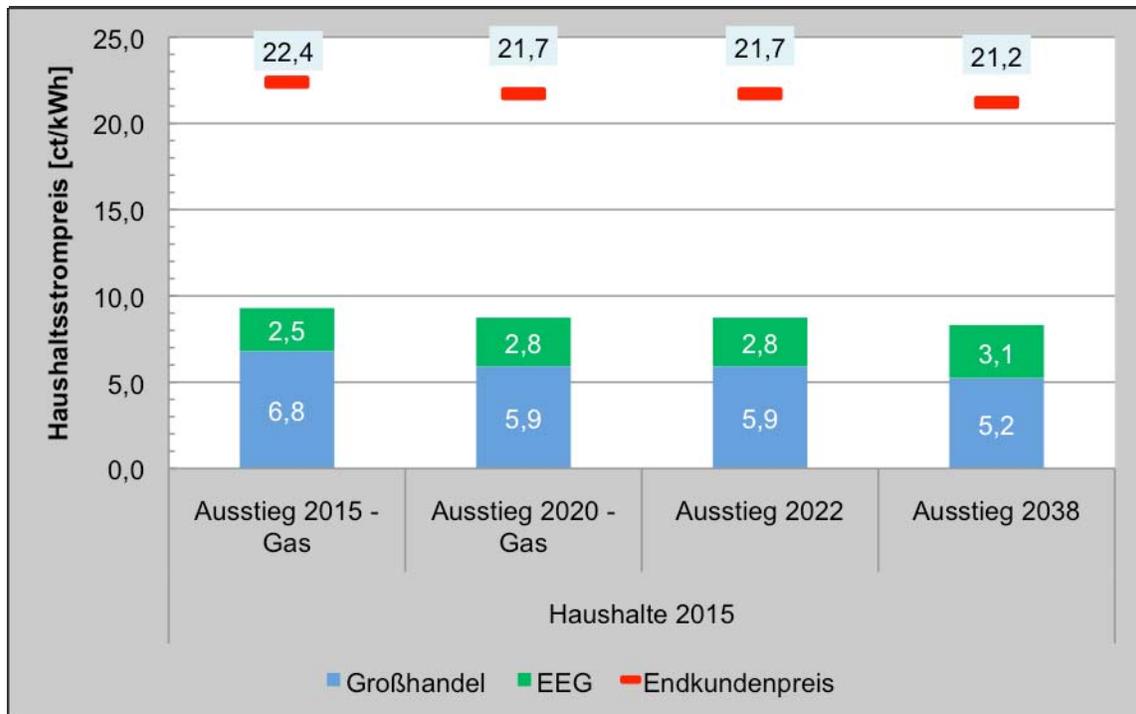


Abbildung 6: Strompreise für Haushaltskunden 2015 (in realen Werten von 2007).

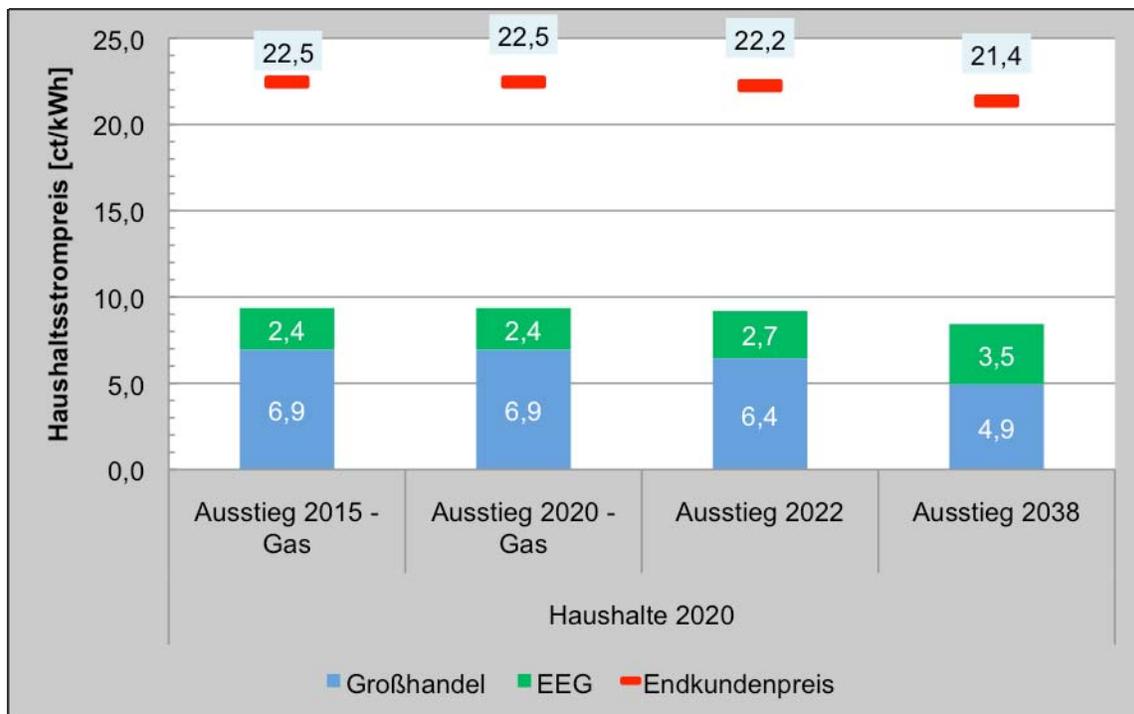


Abbildung 7: Strompreise für Haushaltskunden 2020 (in realen Werten von 2007).

Die maximale Differenz liegt im Jahr 2015 bei 1,2 ct/kWh (zwischen *Ausstieg 2015* und *Ausstieg 2038*). Bei einem Durchschnittsverbrauch eines Haushalts von 3.500 kWh bedeutet das Mehrkosten von 3,50 € monatlich. Der Preisunterschied zwischen *Ausstieg 2020* und *Ausstieg 2015* von 0,7 ct/kWh beläuft sich auf etwa 2 € monatlich. Die schrittweise Angleichung der Großhandelspreise zwischen den Szenarien *Ausstieg 2015* und *Ausstieg 2020* eliminiert die Mehrkosten zwischen beiden Ausstiegsszenarien bis 2020. Der Preisunterschied auf Haushaltsebene beträgt gegenüber Ausstieg 2022 dann noch 0,3 ct/kWh oder für den Durchschnittshaushalt monatlich 0,88 €.

2.2.3 Strompreise für stromintensive Industriekunden

Die stromintensive Industrie weist eine höhere Uneinheitlichkeit als die der privaten Haushalte auf, da über den Sondervertragsstatus eine Vielzahl von Einzelregelungen mit dem jeweiligen Versorger abgeschlossen wird. Dadurch wird eine punktgenaue Analyse der Auswirkungen eines beschleunigten Kernenergieausstiegs auf die einzelnen Bestandteile des Strompreises der Industriekunden erschwert.

Dennoch kann unter sonst gleichen Annahmen der im Strompreis enthaltene Preisbestandteil für die Stromerzeugung isoliert werden, der in 2015 bei 5,9 ct/kWh (*Ausstieg 2020* und *2022*) liegt. Ein Preisanstieg von 0,9 ct/kWh ist bei einem beschleunigten Ausstieg bis 2015 gegenüber einem Szenario mit Ausstieg bis 2020 oder 2022 zu erwarten, was einem Preisanstieg von 8 bis 10 % bezogen auf die Endpreise entspricht. Bei einem typischen Industriekunden (24 GWh Stromverbrauch im Jahr) wird die Belastung auf 216.000 € veranschlagt. Wird ein Ausstieg in 2038 in Betracht gezogen, so beträgt die Entlastung gegenüber dem Ausstieg in 2020 oder 2022 etwa 168.000 €.

2.3 CO₂-Emissionen

Bei einem Ausstieg aus der Kernenergie und einer Substitution mit Kohle- oder Gaskraftwerken steigen die CO₂-Emissionen des Stromerzeugungssektors bei einem Ausstieg in 2020 oder 2015 im Vergleich zum Ausstieg 2022 an. Langfristig liegen die Emissionen dieser Szenarien aber gleichauf. Ein Ausstieg in 2022 würde lediglich die Rückkehr zum alten „Status Quo“ vor der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke bedeuten. Ein Ausstieg in 2020 statt in 2022 lässt die CO₂-Emissionen nur kurzfristig leicht steigen (Abbildung 8). Ein kompletter Ausstieg in 2015 würde allerdings die CO₂-Emissionen in die Höhe treiben und in 2015 um 64 Millionen Tonnen höher liegen als bei einem Ausstieg 2020 oder 2022. Die zusätzlichen Emissionen ließen sich bei einem verstärkten Ausbau von Gaskraftwerken statt Kohlekraftwerken um 20 Prozent senken. Ein Anstieg um 64 Mt würde den deutschen Ausstoß von CO₂ bei der Stromerzeugung im Jahr 2015 um fast ein Viertel erhöhen. Hierdurch wäre aber der Klimaschutz nicht gefährdet, da die Gesamtmenge an Emissionen im europäischen Stromsektor durch das

EU-Emissionshandelssystem begrenzt ist. Dadurch würde allerdings der CO₂-Preis steigen. Dies führt dazu, dass europaweit Kraftwerke eingesetzt werden, die weniger CO₂ emittieren. Da Kernkraftwerke niedrigere Grenzkosten besitzen, sind ihre Kapazitäten bereits heute im Rahmen der gegebenen Möglichkeiten in der Regel weitestgehend ausgelastet. Steigende CO₂-Preise würden deshalb primär dazu führen, dass europaweit effizientere fossile Kraftwerke eingesetzt werden.

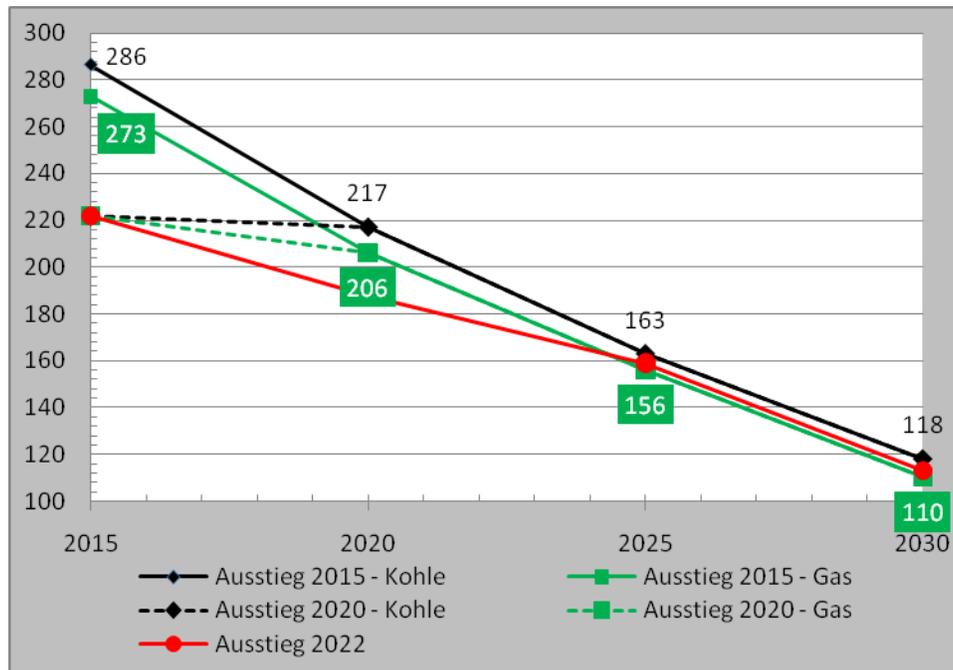


Abbildung 8: CO₂-Emissionen im konventionellen Kraftwerkspark 2015-2030.

2.4 Sensitivitäten und Robustheit der Ergebnisse

Die Modellergebnisse werden in unterschiedlicher Stärke von den zuvor festgelegten Annahmen bestimmt. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurden deutlich ansteigende Brennstoff- und CO₂-Preise, ein Nichterreichen der Effizienzziele (und ein dadurch bedingter konstanter Stromverbrauch auf heutigem Niveau), eine Flexibilisierung der Nachfrageseite über Maßnahmen zu Demand-Side-Management (DSM), ein geringerer Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung und ein schnellerer Ausbau der erneuerbaren Energien betrachtet (Abbildung 9).

Den größten Einfluss auf die Spotmarktpreise übt die Annahme über die künftige Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise aus, welche verglichen mit dem Szenario *Ausstieg 2020 – Gas* zu einer 20%-igen Erhöhung von 6,9 auf 8,6 ct/kWh der Preise im Großhandel führen. Hiermit verbunden ist eine Verringerung der EEG-Umlage aufgrund der niedrigeren Differenzkosten, so dass sich der Strompreis für die privaten Haushalte

insgesamt um 4 % auf 23,5 ct/kWh erhöht und bei einem Verbrauch von 3500 kWh zu monatlichen Mehrkosten von 3,14 € führt.

Einen großen Einfluss hat weiterhin die Annahme über die Steigerung der Energieeffizienz. Verbleibt der Stromverbrauch entgegen den politischen Zielvorgaben auf dem heutigen Niveau anstatt zu sinken, so steigen die Preise im Großhandel um 10%, wogegen die sinkende EEG-Umlage den Preisanstieg für Endkunden auf 2 % (Mehrkosten monatlich 1,20 €) beschränkt.

Der Einfluss dieser Annahmen auf den Strompreis ist somit ähnlich oder sogar größer als der Ausstiegszeitpunkt selber. Dagegen kann der Einfluss von Maßnahmen zur Lastverschiebung (Demand-Side-Management) die Preise nur minimal senken und auch der Einfluss von weniger Kraft-Wärme-Kopplung hat einen relativ geringen Einfluss auf die Preise. Die Umsetzung von Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz ist somit eine wichtige Aufgabe bei einer Umstellung des Energieversorgungssystems.

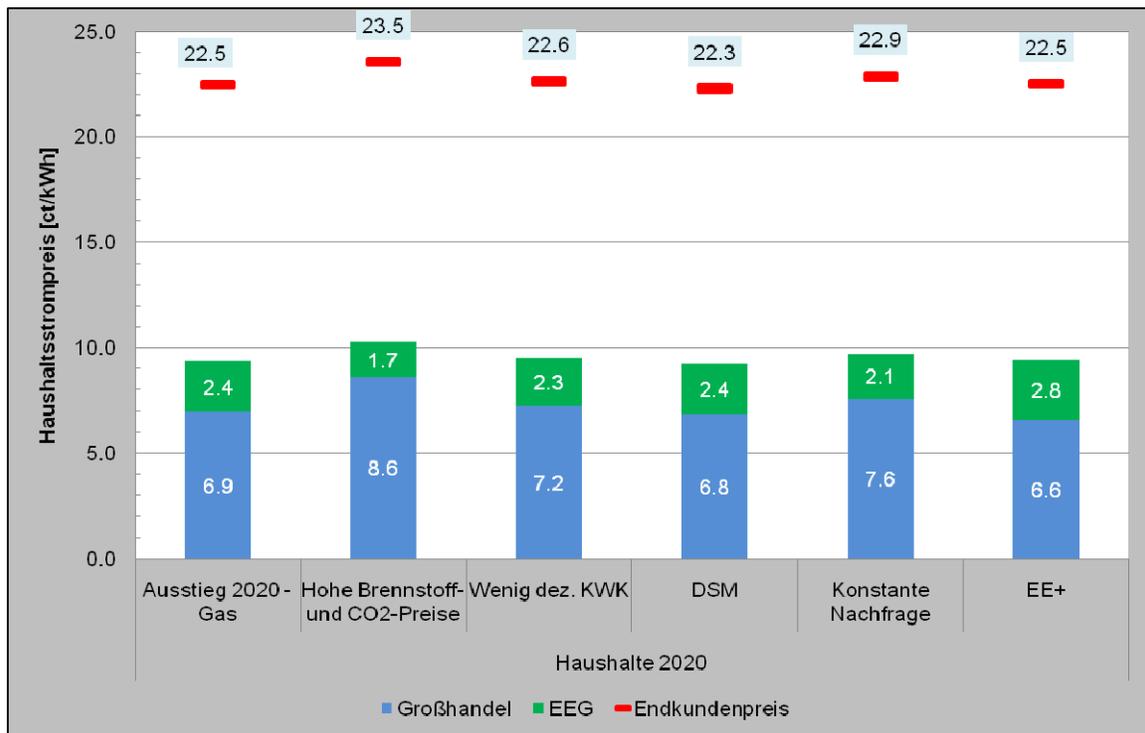


Abbildung 9: Sensitivitäten bzgl. Spotmarktpreisen, EEG-Umlage und Haushaltsstrompreisen in 2020 gegenüber Szenario *Ausstieg 2020 – Gas*.

3 Anforderungen an staatliches Handeln

3.1 Netzausbau

Eine wesentliche Voraussetzung für alle betrachteten Ausbaupfade der Stromerzeugung ist ein dazu adäquater Ausbau des Stromnetzes. Die Energiewende stellt das deutsche Stromnetz vor zwei Herausforderungen. Einerseits befindet sich ein Großteil der erneuerbaren Energien mit fluktuierender Einspeisung – vor allem Wind – im Nordosten des Landes. Andererseits existiert aus historischen Gründen nur eine vergleichsweise geringe Übertragungskapazität zwischen neuen und alten Bundesländern. Verschärft wird diese Situation dadurch, dass auch die konventionellen Kraftwerke in den neuen Bundesländern relativ zur regionalen Nachfrage „überproduzieren“ und damit ebenfalls Strom in den Rest des Landes exportieren. Dieses räumliche Ungleichgewicht führt dazu, dass vor allem in Nordost-Südwest-Richtung regelmäßig Netzengpässe auftreten.

Die Erweiterung der bestehenden Netz-Kapazitäten ist mittel- bis langfristig vor allem deshalb notwendig, weil nur so längerfristig der Ausbau der erneuerbaren Energien – unter anderem wie beschrieben auch als Ersatz für die Kernkraft – gewährleistet werden kann. Zur Erreichung der Energiewende sind also fundamentale Anpassungen bzw. Erweiterungen von Netzinfrastruktur bzw. –betrieb erforderlich. Gleichwohl spielen die dafür anfallenden Gesamtinvestitionen im Vergleich nur eine untergeordnete Rolle. Es ergeben sich drei zentrale Handlungsfelder für Netzinfrastruktur und –betrieb im Hinblick auf die Energiewende: 1) Reduktion des landesweiten Ungleichgewichts von Erzeugung und Nachfrage, 2) Gewährleistung der Netzstabilität bei stark schwankender Einspeisung, 3) Datenverfügbarkeit und -transparenz und 4) Neubau und Erweiterung von bestehenden Netzkapazitäten.

Handlungsoptionen Netzausbau:

- Ausrichtung des Neubaus von Kraftwerken und Erzeugungsanlagen an den Erfordernissen der Netzinfrastruktur z. B. durch gezielte Förderung von Investitionen in Regionen mit hoher Nachfrage und niedrigem Angebot
- Optimierung des Netzbetriebes im Hinblick auf Stabilität z. B. durch die Zertifizierung bestehender Kraftwerke und Erzeugungsanlagen gemäß eines Kriterienkatalogs für systemsichernde Eigenschaften
- Erhebung und Offenlegung der zur Beurteilung und Modellierung von Netzsituation und –ausbau notwendigen Daten
- Weitere Beschleunigung des Netzausbaus gemäß den vorliegenden Plänen und Gesetzesinitiativen wie z.B. Plan-N und Netzausbau-Beschleunigungsgesetz (NABEG).

3.2 Eine koordinierte europäische Klima- und Energiepolitik ist erforderlich

Glaubwürdige Ziele auf EU- und globaler Ebene sind erforderlich, um die Langfristigkeit auch von nationalen Zielen zu garantieren. Neben den Klimaschutzzielen werden wichtige Weichenstellungen in der Energiepolitik verstärkt auf EU-Ebene getroffen. Auch zeigen die Modellergebnisse, dass zum einen die Erreichung der Ziele zur Energieeffizienz und zum anderen der Ausbau der erneuerbaren Energien eine hohe Bedeutung für die Vermeidung des Anstiegs der Strompreise haben. Beide Maßnahmen werden langfristig nur erfolgreich und zukunftsfähig sein, wenn nationale Energiestrategien mit der europäischen Klima- und Energiepolitik abgestimmt sind. Die Weiterentwicklung des EU-Emissionshandelssystems und der Harmonisierung der Förderung erneuerbarer Energien werden für die zukünftige Klima- und Energiepolitik von großer Bedeutung sein.

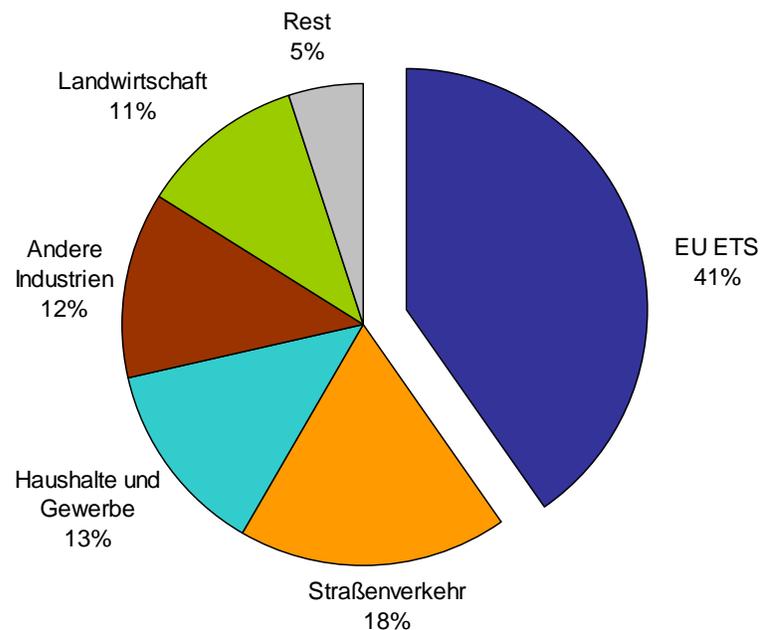


Abbildung 10: Aufteilung der EU-weiten Treibhausgasemissionen auf die einzelnen Sektoren in 2008.

Das EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) ist das zentrale klimapolitische Instrument der EU. Allerdings deckt das EU ETS bislang nur rund 40 Prozent der Treibhausgasemissionen der EU ab, nämlich in den Bereichen Stromerzeugung und Industrieanlagen (Abbildung 10). Aus ökonomischer Sicht wäre es sinnvoll, einen möglichst großen Teil der Emissionen im ETS zu regulieren. Für die Einbeziehung weiterer Sektoren unter das ETS-Regime bietet sich in einem nächsten Schritt der Straßenverkehrssektor an, aber auch eine Integration des Gebäudesektors wäre sinnvoll. Am Ende dieser Entwicklung sollen alle Sektoren integriert werden. Durch die Einbeziehung dieser Sektoren können die Kosten des Klimaschutzes gesenkt werden,

weil die Suche nach den effizientesten Vermeidungsmaßnahmen nun auch auf Sektoren ausgedehnt werden kann, in denen besonders hohe Kostenersparnisse vermutet werden. Langfristig würde dadurch auch der Anstieg der CO₂-Preise gedämpft werden.

Die Kosten der Erneuerbaren Energien können durch eine geeignete Standortwahl entscheidend gesenkt werden. Eine langfristige Harmonisierung der Fördersysteme für die erneuerbaren Energien ist wegen dieser komparativen Kostenvorteile ein wichtiger Schritt, um eine Dekarbonisierung der Stromversorgung zu minimalen Kosten zu erreichen. Allerdings hängt die Frage, ob eine EU-weite Harmonisierung tatsächlich zu den erhofften Vorteilen führt, entscheidend von der spezifischen Ausgestaltung des Fördersystems ab. In Anbetracht der schon bestehenden Erfahrungen mit den nationalen Fördersystemen erscheint es daher sinnvoll, die Integration dieser Systeme in ein einheitliches europäisches Rahmenwerk durch eine schrittweise Harmonisierung nationaler Fördersysteme zu erwägen.

Handlungsoptionen Europäische Integration:

- Erweiterung des Europäischen Emissionshandelssystems um weitere Sektoren.
- Prüfung einer europaweiten Harmonisierung der Förderung der erneuerbare Energien unter Berücksichtigung der Integration bestehender nationaler Fördersysteme.

3.3 Transparenz und wissenschaftliche Begleitung

Die Energiewende ist nicht nur mit technischen Herausforderungen verbunden, sondern ist der Beginn eines langen Prozesses, der einer breiten gesellschaftlichen Akzeptanz bedarf, die sich bei der Energiewende vor allem an Konflikten bei Infrastrukturprojekten und an der Sozialverträglichkeit der Energiepreisentwicklung festmacht. Solche Prozesse können jedoch nur dann gemeistert werden, wenn sie als gesellschaftlicher Lernprozess begriffen werden. Transparenz ist für eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz eine entscheidende Voraussetzung. Solche Prozesse bedürfen deshalb einer dauerhaften parlamentarischen Diskussion und wissenschaftlichen Begleitung, um über die Entwicklung einer langfristigen Strategie Glaubwürdigkeit und damit auch Legitimität für den Prozess der Energiewende zu erreichen.

Auf der parlamentarischen Ebene könnte der Bundestag zur Herstellung von mehr Transparenz nach dem Vorbild in Großbritannien per Gesetz einen ständigen Rat für nachhaltige Energie- und Klimapolitik einrichten. Eine Aufgabe des Rates wäre es, dem Parlament kurz-, mittel- und langfristige klima- und energiepolitische Ziele vorzuschlagen. So würde festgelegt, zu welchem Zeitpunkt wieviel Emissionsreduktion

erreicht werden soll, wie hoch der Anteil der erneuerbaren Energien sein soll, wie der Netzausbau, die Forschung zu Speichertechnologien und die Steigerung der Energieeffizienz vorangetrieben werden können. Dabei soll der Rat auch eine aktive Rolle einnehmen bei der Identifizierung von Forschungslücken und Defiziten bei der Implementierung. Die Ethik-Kommission hat den Bedarf nach mehr Transparenz erkannt und einen parlamentarischen Beauftragten für die Energiewende vorgeschlagen. Allerdings soll dieser nur das „Monitoring und Controlling“ der Ziele übernehmen. Entscheidend ist aber, dass der Rat nicht nur einen Weg vorschlägt, wie diese Ziele erreicht werden sollen, sondern noch die Aufgabe hat, dem Bundestag mehrere gangbare Alternativen vorzulegen. Der Bundestag kann dann nach einer ausführlichen öffentlichen Debatte über diese Alternativen entscheiden und gesetzlich verabschieden. Die Debatte über die gangbaren Alternativen ist eine der entscheidenden Voraussetzungen für einen erfolgreichen gesellschaftlichen Lernprozess. Ein solches Verfahren würde nicht nur Begründungen für politische Ziele verständlich machen, sondern die Transparenz und damit auch die Legitimität politischer Entscheidungen erhöhen.

Darüber hinaus wäre die Erhebung relevanter Daten, wie etwa die Kostenentwicklung bei den erneuerbaren Energien, ebenso wie ein Vergleichsprojekt zur systematischen Analyse energiepolitischer Szenarien durch deutsche und europäische Energiemodelle nach dem Vorbild des US-amerikanischen Energy Modeling Forums (EMF) eine sinnvolle Ergänzung der deutschen energiepolitischen Debatte. Ein transparenter Informationsprozess ist zur Gewährleistung breiter gesellschaftlicher Legitimität und damit langfristiger Stabilität energiepolitischer Entscheidungen unabdingbar.

Handlungsoptionen Transparenz und wissenschaftliche Begleitung

- Einrichtung eines dauerhaften Expertenrates für Energie und Klimaschutz.
- Initiierung eines Modellvergleichs zu langfristigen Energie-Transformationspfaden für Deutschland.