

# **Auswirkungen eines möglichen Kohleausstiegs im Vereinigten Königreich und in Deutschland auf den Strommix und die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa**

*Hasan Ümitcan Yilmaz, Dr. Dogan Keles, Quentin Bchini, Rupert Hartel,  
Prof. Dr. Wolf Fichtner*

## **Einleitung**

Kohlekraft hat einen großen Anteil an der Stromproduktion in Deutschland und im Vereinigten Königreich. Im Jahr 2014 lag der Anteil der Stromproduktion aus Steinkohlekraftwerken im Vereinigten Königreich bei rund 30 % der gesamten Stromerzeugung und die ans Netz angeschlossene Leistung der Kohlekraftwerke betrug rund 20 GW. Trotz beträchtlicher Kapazitäten hat das Department of Energy and Climate Change (DECC) des Vereinigten Königreichs im November 2015 Pläne zur Stilllegung aller Kohlekraftwerke bis zum Jahr 2025 veröffentlicht [1].

In Deutschland wurde im Jahr 2015 rund 42 % der gesamten Stromproduktion durch Kohlekraftwerke erzeugt [2]. Laut des 4. Monitoringberichts [3] des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie wird Deutschland im Jahr 2020 sein Ziel für die Reduktion von Treibhausgasen nicht erreichen. Deswegen wird in Deutschland über die Stilllegung der Stein- oder zumindest eines Teiles der Braunkohlekapazitäten diskutiert. Es wurde bereits angekündigt, acht Braunkohlekraftwerke (insgesamt ca. 2,7 GW) in die sogenannte Klimareserve zu überführen und sie anschließend bis 2023 endgültig stillzulegen [4].

Das Ziel dieser Studie ist es, wirtschaftliche Auswirkungen eines vollständigen Ausstiegs aus der Kohlekraft in Deutschland und im Vereinigten Königreich zu analysieren und den zukünftigen Strommix der beiden Länder zu untersuchen. Hierbei stellt sich die Frage, auf welche Weise die europäische Marktintegration zum Ausgleich der fehlenden Stromerzeugung beiträgt und welche Auswirkungen diese nationalen Maßnahmen auf die Erreichung der Ziele bezüglich der Treibhausgasemissionsreduktion auf europäischer Ebene haben.

Um diese Forschungsfragen adäquat zu adressieren, wird zunächst der aktuelle Stand der Forschung bezüglich der Kohleausstiegsdiskussion beschrieben und dann werden mögliche Ausstiegsszenarien aufgezeigt. Anschließend werden die verwendete Methodik, das optimierende Energiesystemmodell Perseus-EU und die darin einfließenden Annahmen vorgestellt. Des Weiteren werden ausgewählte Ergebnisse zum zukünftigen Strommix in Deutschland, zu Kapazitäten im Vereinigten Königreich, zur Strompreisentwicklung und zu CO<sub>2</sub>-Emissionen in verschiedenen Szenarien vorgestellt und diskutiert. Eine Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse sowie eine kritische Würdigung schließen die Arbeit ab.

## Aktueller Stand der Forschung

Agora Energiewende veröffentlichte im Januar 2016 eine Studie [5], die ein Konzept zur Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors beinhaltet. Der vorgestellte Dekarbonisierungsprozess ermöglicht einen Kohleausstieg bis zum Jahr 2040. Unter anderem betont die Studie die Notwendigkeit eines Plans für die Stilllegung der bestehenden Kohlekraftwerke basierend auf ihren verbleibenden Lebensdauern und den Betriebskosten.

Im August 2015 veröffentlichte das Institut für Energie- und Klimaforschung am Forschungszentrum Jülich eine Studie [6] zum Kohleausstieg in Deutschland. Für die Anfertigung der Studie wurde auf ein Energiesystemmodell für Deutschland zurückgegriffen und auf drei verschiedene Szenarien angewendet. Im BAU-Szenario (Business-As-Usual) werden die Kraftwerke gemäß ihrer jeweiligen technischen Lebensdauer stillgelegt. Im Szenario COUT (Coal phase-OUT) werden Braunkohlekraftwerke bis 2030 und Steinkohlekraftwerke bis 2040 stillgelegt. Im dritten Szenario (CAP) werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die aus dem Szenario COUT hervorgehen, als Obergrenze für die CO<sub>2</sub>-Emissionen verwendet, die Stilllegung der Kohlekraftwerke wird allerdings nicht erzwungen. Die modellbasierte Analyse ergibt, dass ein vorzeitiger Ausstieg aus der Kohle die CO<sub>2</sub>-Emissionen zusätzlich reduzieren kann. Ein Vergleich der systemrelevanten Ausgaben in den beiden Szenarien COUT und CAP zeigt, dass das CAP-Szenario geringere Systemgesamtkosten aufweist. Eine zusätzliche Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenario COUT erfolgt daher zu höheren Systemkosten verglichen mit dem CAP-Szenario. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass eine gleichmäßigere Verteilung der Reduktionsziele über alle Sektoren hinweg geringere Ausgaben zur Erreichung einer derartigen Reduktion zur Folge hat. Die auf diese Weise erreichte Reduktion ist jedoch nicht ausreichend, um die nationalen CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionsziele Deutschlands einzuhalten.

Eine Studie [7] des Imperial College London hat die möglichen Auswirkungen der Erhaltung der Kohlekraftwerke in Großbritannien auf die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele mit einem Zeithorizont bis 2030 analysiert. Hierfür wurde ein TIMES Modell des britischen Stromsektors verwendet. In keinem der untersuchten Szenarien werden die gesamten Kohlekapazitäten bis 2030 stillgelegt. Die Ergebnisse basieren auf zahlreichen Annahmen, wie beispielsweise Kapazitätzahlungen, keiner Windeinspeisung sowie 50 % freier Grenzkuppelkapazität in Spitzenlaststunden. Die resultierende Kohleintensität überschreitet sowohl das Ziel des Committee on Climate Change als auch die diesbezüglichen Prognosen des DECC. CO<sub>2</sub>-Preise und andere Regulierungen in Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen reichen also nicht für einen vollständigen Ausstieg aus der Kohlekraft bis 2030 aus.

Zusammenfassend stellt sich heraus, dass keine der oben aufgeführten Studien das gesamte europäische Stromerzeugungssystem betrachtet. In der vorliegenden Studie wird der Untersuchungsgegenstand deshalb geographisch auf ganz Europa ausgeweitet und mithilfe eines langfristigen Optimierungsmodells analysiert. Unter anderem werden dabei die Auswirkungen eines deutschen und britischen Kohleausstiegs auf europäischer Ebene untersucht, um wesentliche Aspekte in die

Analyse miteinzubeziehen, wie beispielsweise die Rolle der europäischen Integration der Strommärkte sowie das mögliche „Carbon leakage“<sup>1</sup> in andere Länder als Konsequenz der nationalen Entscheidungen.

## Annahmen und Methodik

Für die britischen Kohlekraftwerke ist ein detaillierter Zeitplan für die Stilllegung jedes einzelnen Blockes unter Berücksichtigung der aktuellen Ankündigungen der Kraftwerksbetreiber in die Modellierung integriert. Für Deutschland wurde ein derartiger Zeitplan noch nicht entwickelt, die große Anzahl an beteiligten Blöcken erschwert jedoch einen ähnlichen Ansatz beträchtlich. Deshalb werden mehrere Szenarien entwickelt, implementiert und mithilfe des Perseus-EU Modells analysiert [8].

Das Ausstiegsszenario betrachtet die vollständige Stilllegung aller bestehenden Kohlekraftwerke in Deutschland bis zum Jahr 2040, beginnend mit den ältesten Kraftwerken. Es wird angenommen, dass die ältesten Kraftwerke aufgrund geringerer Effizienz zuerst stillgelegt werden. Ein lineares Ausstiegsszenario mit einer festgelegten Stilllegung von jährlich 2,3 GW aus Braun- oder Steinkohle ist in das Modell integriert.

Neben dem Ausstiegsszenario wird ein Baseline-Szenario untersucht, in dem Investitionen in neue Braun- und Steinkohlekraftwerke zugelassen sind. Im dritten Szenario „Retrofit“ wird angenommen, dass die Lebensdauer der Kohlekraftwerke durch zusätzliche Investitionen um zehn Jahre verlängert werden kann. Die Option zur Verlängerung der Lebensdauer wird im Retrofit-Szenario endogen ausgewählt, wenn sie wirtschaftlich sinnvoll ist. Auch wenn sie nicht notwendigerweise realistisch sind, werden diese beiden Szenarien entwickelt, um die Auswirkungen des Kohleausstiegs komparativ ermitteln zu können.

Die Szenarien werden mithilfe des Perseus-EU Modells (Program package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply) untersucht. Das Perseus-EU Modell ist ein langfristiges Optimierungsmodell des europäischen Stromsektors, das einen Bottom-Up-Ansatz verfolgt. Das Ziel des Modells ist die optimale Planung von langfristigen Investitionen sowie des kurzfristigen Kraftwerkseinsatzes im Stromsektor. Das Modell basiert auf dem Ansatz der Minimierung der gesamten Systemausgaben unter Berücksichtigung von technischen, ökologischen und politischen Nebenbedingungen. Zu den wichtigsten Eingangsdaten zählen Investitionen in neue Erzeugungsblocke sowie betriebsabhängige Kosten für Energieträger, variable und fixe Betriebskosten der Kraftwerke und Laständerungskosten. Treibende Kraft für den Kapazitätsausbau und die Einsatzplanung ist die Deckung der exogen vorgegebenen Stromnachfrage.

Die geographische Auflösung des Modells umfasst den Stromsektor von 28 europäischen Ländern (EU28 ohne die Inseln Zypern und Malta, jedoch mit der Schweiz und Norwegen). Für die langfristige Kapazitätsausbauplanung wird der Analysehorizont von 2015 bis 2040 durch fünfjährige Perioden abgebildet. Unterjährig werden drei typische Tage (für die Jahreszeiten Winter und Sommer sowie für die Übergangsjahreszeiten) für die Beschreibung der Nachfrage

---

<sup>1</sup> Verlagerung von Treibhausgas emittierenden Tätigkeiten in Länder, die keinen oder nur geringen Klimaschutzauflagen unterliegen.

und die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes verwendet. Jeder dieser Typtage weist eine stündliche Auflösung auf.

Neben diesen Annahmen beinhaltet der Modellrahmen Annahmen, welche die aktuelle Energiepolitik in Europa widerspiegeln. Dies betrifft z. B. den Ausbau von erneuerbaren Energien. Es wird angenommen, dass bis 2050 die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien einen Anteil von 80 % an der gesamten Stromproduktion Europas erreicht. Den erneuerbaren Erzeugungstechnologien werden je Land mehrere Ausbaupotentiale mit unterschiedlichen Kosten zugewiesen [9]. Auf diese Weise wird gewährleistet, dass erneuerbare Energiequellen dort erschlossen werden, wo es wirtschaftlich am sinnvollsten ist. Somit kann unabhängig von nationalen Zielen ein gesamteuropäisches Ziel erreicht werden. Das politische Instrument des EU ETS wird nicht explizit über den Cap-and-Trade-Mechanismus im Modell abgebildet, jedoch fließt ein CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis exogen in das Modell ein<sup>2</sup>. Die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreises ist den Referenzszenarien der Europäischen Union [10] entnommen (10 €/t im Jahr 2020, 35 €/t im Jahr 2030, 79 €/t im Jahr 2040 und 100 €/t im Jahr 2050).

Die Brennstoffpreise fließen ebenfalls exogen in das Modell ein. Die Entwicklung ist den jüngsten Prognosen des Department of Energy and Climate Change [11] entnommen. CCS wird in dieser Studie nicht als Investitionsoption in Betracht gezogen.

## Ausgewählte Ergebnisse

In allen Szenarien wird in Deutschland die sinkende fossile Erzeugung im Laufe der Zeit mehr und mehr durch erneuerbare Energien und durch höhere Importe kompensiert (siehe Abb. 1). Höhere Importe sind ein konsistentes Resultat in Anbetracht der hohen umwelttechnischen Einschränkungen in allen Szenarien (zum Beispiel durch hohe CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise sowie Zielvorgaben für erneuerbare Energien). Ferner muss festgehalten werden, dass es im Modellierungsansatz nur ein europäisches, technologieneutrales Ziel für erneuerbare Energien und keine spezifischen Ziele für jedes Land gibt. Während der Ausbau der Windkraft in Deutschland die bevorzugte Option ist, wird in Ländern mit höherer Solarstrahlung verstärkt Photovoltaik ausgebaut. Mit spezifischen Investitionsvorgaben für Photovoltaik in Deutschland könnte sich das Resultat, dass Deutschland langfristig zum Importland wird, ändern.

---

<sup>2</sup> Bei Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Obergrenze des EU-ETS führen nationale Minderungsziele in der Regel nicht zu einer zusätzlichen europäischen Emissionsminderung.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionsziele für Deutschland sehen vor, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2020 um 40 % im Vergleich zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Jahr 1990 zu reduzieren. Da sich die Transition zu erneuerbaren Energien am ehesten im Elektrizitätssektor gestalten lässt, wird erwartet, dass dieser überdurchschnittlich zur Emissionsreduktion beitragen kann. Der deutsche Stromsektor erreicht aber in allen betrachteten Szenarien dieses Reduktionsziel nicht (siehe Abb. 2). Ein Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen der drei Szenarien zeigt, dass die Emissionsreduktion auf lange Sicht im Ausstiegsszenario deutlich höher ist. Zudem ist zu beachten, dass die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien und den angewendeten CO<sub>2</sub>-Preis beeinflusst wird. Bei Annahme eines höheren CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreises könnten die Reduktionsziele eingehalten werden.

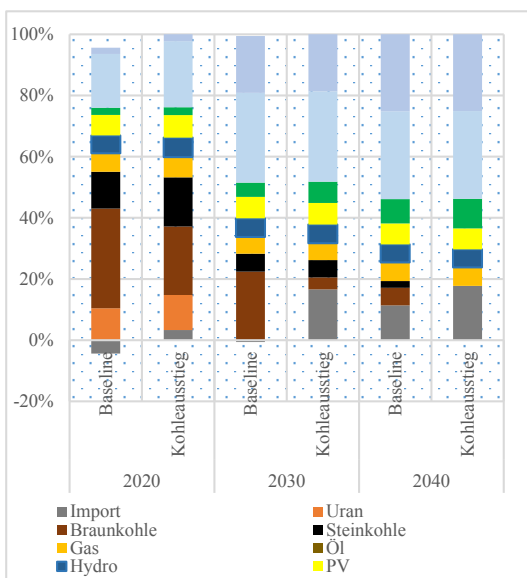


Abb. 1: Stromerzeugung in Deutschland.

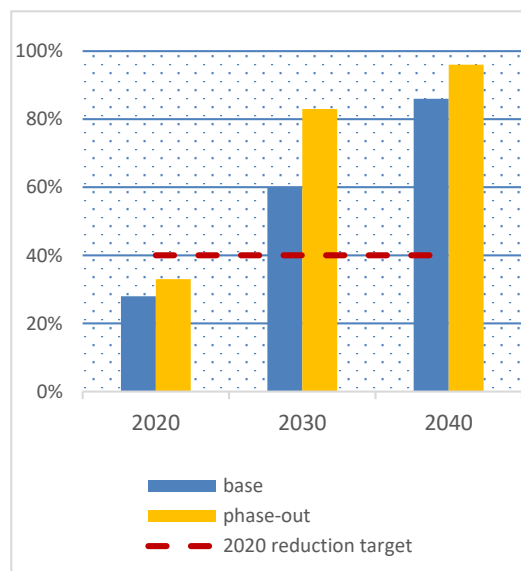


Abb. 2: CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion im deutschen Stromsektor (im Vergleich zu 1990)

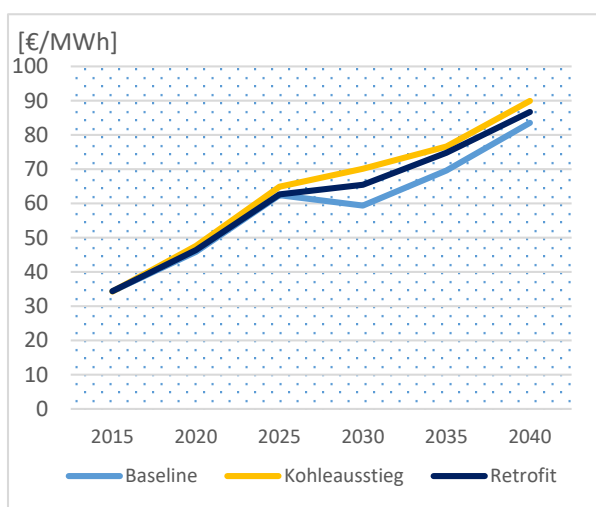


Abb. 3: Großhandelsstrompreise in Deutschland.

Die Großhandelsstrompreise in Deutschland steigen im Verlauf des Betrachtungshorizonts in allen Szenarien an (siehe Abb. 3). Dies ist hauptsächlich auf die angenommenen höheren Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise zurückzuführen. Im Kohleausstiegsszenario ist der Anstieg etwas stärker, insbesondere ab 2025. Im Retrofitszenario werden Investitionen für eine Laufzeitverlängerung der Kraftwerke nur zu Beginn des Betrachtungshorizonts (etwa bis 2030) durchgeführt. Danach verhindern hohe CO<sub>2</sub>-Preise Investitionen in Stein- oder Braunkohlekraftwerke. Im Basisszenario sind die resultierenden Strompreise niedriger, da auch in späteren Jahren in neue Steinkohle- und Braunkohlekapazitäten investiert werden kann, die geringere Grenzkosten als z. B. Gaskraftwerke aufweisen.

Die Auswirkungen eines Kohleausstiegs im Vereinigten Königreich haben ein deutlich geringeres Ausmaß als in Deutschland. Die installierten Kapazitäten betragen lediglich 20 GW im Vergleich zu 57 GW in Deutschland und die bestehenden Kohlekraftwerke sind im Schnitt älter. Im Vereinigten Königreich werden im Retrofitszenario u.a. aufgrund hoher Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise keine Kohlekraftwerke durch Retrofitmaßnahmen nachgerüstet. Kohlekraftwerke werden hauptsächlich durch Windkraft ersetzt (siehe Abb 4), während Gaskraftwerke als Backup-Kapazität genutzt werden. Unter den gewählten Rahmenbedingungen und Modellannahmen werden auch vereinzelt Kernkraftwerke in beiden Szenarien in Betrieb genommen. Im Allgemeinen sind Unterschiede zwischen den Szenarien im Vereinigten Königreich kaum vorhanden. Die Entwicklung der Strompreise ist sehr ähnlich und auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen sind annähernd identisch.

Im Ausstiegsszenario gibt es lediglich eine geringe zusätzliche Reduktion der gesamteuropäischen CO<sub>2</sub>-Emissionen (siehe Abb 5). Das Absinken der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland wird zum Teil durch erhöhte CO<sub>2</sub>-Emissionen anderer Länder kompensiert. Demnach werden 50 % bis 70 % der zwischen 2020 und 2040 aufgrund des Kohleausstiegs zusätzlich reduzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen durch höhere Emissionen in anderen Ländern ersetzt.



Abb. 4: Kapazitätsmix im Vereinigten Königreich.

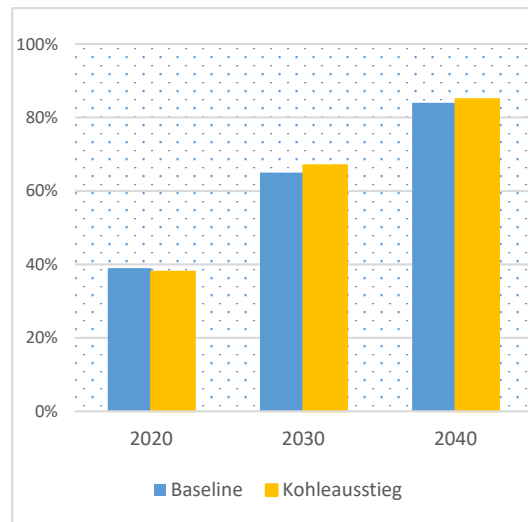


Abb. 5: CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion im europäischen Stromsektor (im Vergleich zu 1990).

## Fazit und kritische Würdigung

Die Modellanalyse verdeutlicht, dass in Deutschland die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen stark ansteigt und diese ab 2030 den höchsten Anteil an der Stromproduktion in allen Szenarien erreicht. Da die konventionelle Erzeugung aufgrund höherer CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreise teurer wird, steigen die Großhandelsstrompreise im betrachteten Modellzeithorizont an. Ein früherer Stein- und Braunkohleausstieg führt zu höheren Produktionskosten und damit zu höheren Großhandelsstrompreisen. Ebenso führt der Kohleausstieg zu höheren Stromimporten. Trotz des Kohleausstiegs können im Ausstiegsszenario die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele für 2020 unter den getroffenen Annahmen nicht erreicht werden. Dennoch weist dieses Szenario langfristig die höchste CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion in Deutschland auf. Daher kann schlussgefolgert werden, dass ein Ausstieg aus der Kohlekraft in Deutschland auf lange Sicht eine Auswirkung auf die nationalen CO<sub>2</sub>-Emissionen haben wird.

Des Weiteren kann festgehalten werden, dass in einem energiepolitischen und -wirtschaftlichen Rahmen, der bereits durch hohe CO<sub>2</sub>-Preise und erneuerbare Ziele gekennzeichnet ist, ein vollständiger Kohleausstieg in Deutschland und im Vereinigten Königreich nur eine geringe zusätzliche Auswirkung auf die gesamteuropäischen CO<sub>2</sub>-Emissionen hat. Ein Kohleausstieg in diesen beiden Ländern kann zu einem "Carbon leakage" innerhalb Europas führen. Um eine zusätzliche Reduktion der Gesamtemissionen zu gewährleisten, sollte eine koordinierte CO<sub>2</sub>- bzw. Kohlepolitik auf europäischer Ebene verfolgt werden.

Unter den getroffenen Annahmen zeigt die Modellanalyse, dass im Vereinigten Königreich ein Kohleausstieg im jeweiligen Szenario einen geringeren Einfluss auf den Stromgroßhandelspreis hat. Kohlekraftwerke werden durch eine höhere Winderzeugung sowie durch Gaskraftwerke als Backup-Kapazität ersetzt. Unter den gewählten Rahmenbedingungen werden auch vereinzelt Kernkraftwerke neu in Betrieb genommen. Bezüglich der Inbetriebnahme von Kernkraftwerken ist festzuhalten, dass in der vorliegenden Analyse keine Investitionsoptionen für CCS-Kraftwerke enthalten sind, die im Vereinigten Königreich durchaus eine Investitionsalternative darstellen.

Die wichtigsten Rahmenbedingungen dieser Studie sind zum einen die hohen CO<sub>2</sub>-Preise und zum anderen ein technologieneutrales und europaweites Ausbauziel für erneuerbare Energien. Die Ergebnisse dieser Forschungsarbeit sind daher unter diesen Kernannahmen zu betrachten. Des Weiteren ist diese Studie begrenzt auf eine kleine Anzahl an Szenarien. In folgenden Studien müssen unsichere Parameter wie CO<sub>2</sub>- und Energieträgerpreise sowie Fluktuationen der Produktion aus erneuerbaren Energien noch detaillierter betrachtet werden. Die länderspezifischen Ausbauziele für erneuerbare Energien wurden bislang nicht abgebildet. Die Auswirkungen dieser Ziele auf die Ergebnisse sollten in zukünftigen Studien ebenfalls analysiert werden.

Das entwickelte Modellkonzept verfolgt einen „Perfect-Foresight“-Ansatz und eine zentrale Planungssicht. Die Marktineffizienzen und das strategische Verhalten der Marktteilnehmer werden nicht modelliert. Die vorgestellten Ergebnisse stellen eine wirtschaftliche Betrachtung mit dem Ziel der Minimierung der Systemausgaben dar. Es sind auch andere Modellierungsansätze, wie beispielsweise die Maximierung der Wohlfahrt, denkbar.

Darüber hinaus deckt das Modell nur den Stromsektor ab. Wechselwirkungen des Stromsektors mit anderen Energiesektoren stellen eine zusätzliche Notwendigkeit weiterer Forschung dar. Als ein Beispiel sind die Auswirkungen des Kohleausstiegs auf den Wärmesektor zu nennen, die aufgrund der Abschaltung von Kohle-KWK-Anlagen entstehen können.

Abschließend ist zu erwähnen, dass die Komplexität des Modells die Verwendung einer höheren zeitlichen Auflösung kaum zulässt. Aus diesem Grund sollten die Ergebnisse bezüglich des zukünftigen Kraftwerksparks, welcher zum Teil einen sehr hohen Anteil an erneuerbaren Energien besitzt, hinsichtlich der wetterbedingten Fluktuationen der Produktion validiert werden. Hierzu soll ein Einsatzplanungsmodell mit stündlicher Auflösung in zukünftigen Arbeiten entwickelt und mit dem jetzigen Modell gekoppelt werden, um den resultierenden Kraftwerkspark detaillierter zu analysieren. Mit dem Einsatzplanungsmodell sollen unter anderem die Fluktuationen der erneuerbaren Erzeugung und der Nachfrage sowie technische Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes detaillierter modelliert werden.

## Literaturverzeichnis

- [1] Department of Energy and Climate Change, Digest of United Kingdom Energy Statistics, London: National Statistics publication, 2015.
- [2] AG Energiebilanzen, Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern, Januar 2016.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende, November 2015.
- [4] Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), Drucksache 18/7317.
- [5] Agora Energiewende, Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens – Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors, Berlin, Januar 2016.
- [6] H. U. Heinrichs und P. Markewitz, A Coal Phase-out in Germany – Clean, Efficient and Affordable?, Energy Procedia 75, August 2015, pp. 2541-2547.
- [7] R. Gross, J. Speirs, A. Hawkes, S. Skillings und P. Heptonstall, Could retaining old coal lead to a policy own goal?, London: Centre for Energy Policy and Technology, Imperial College London, October 2014.
- [8] H. U. Heinrichs, Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund, Karlsruhe: KIT Scientific Publishing, 2014.
- [9] Y. Scholz, Potenziale zusätzlicher erneuerbarer Elektrizität für einen Ausbau der Elektromobilität in Deutschland - Endbericht, Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2011.
- [10] Europäische Kommission, EU Energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050 – Reference scenario 2013, December 2013.
- [11] Department of Energy and Climate Change, DECC 2015 Fossil Fuel Price Assumptions, London, November 2015.