

Oei, Pao-Yu et al.

Research Report

Kohleausstieg in NRW im deutschen und europäischen Kontext: Energiewirtschaft, Klimaziele und wirtschaftliche Entwicklung

DIW Berlin: Politikberatung kompakt, No. 129

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Oei, Pao-Yu et al. (2018) : Kohleausstieg in NRW im deutschen und europäischen Kontext: Energiewirtschaft, Klimaziele und wirtschaftliche Entwicklung, DIW Berlin: Politikberatung kompakt, No. 129, ISBN 978-3-946417-20-0, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/187509>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

129

Politikberatung kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

2018

Kohleausstieg in NRW im deutschen und europäischen Kontext – Energiewirtschaft, Klimaziele und wirtschaftliche Entwicklung

Pao-Yu Oei, Hanna Brauers, Claudia Kemfert, Martin Kittel, Leonard Göke,
Christian von Hirschhausen und Paula Walk

IMPRESSUM

© DIW Berlin, 2018

DIW Berlin
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49 (30) 897 89-0
Fax +49 (30) 897 89-200
www.diw.de

ISBN 978-3-946417-20-0
ISSN 1614-6921

Alle Rechte vorbehalten.
Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
des DIW Berlin ist auch in
Auszügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.



DIW Berlin: Politikberatung kompakt 129

Pao-Yu Oei*#, Hanna Brauers*#, Claudia Kemfert*, Martin Kittel*#,
Leonard Göke*#, Christian von Hirschhausen*#, Paula Walk#

Kohleausstieg in NRW im deutschen und europäischen Kontext - Energiewirtschaft, Klimaziele und wirtschaftliche Entwicklung

Dieser Bericht beruht auf Ergebnissen, welche im Forschungsverbund der TU Berlin, dem Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung, der Humboldt-Universität zu Berlin und der Hertie School of Governance von MitarbeiterInnen der Nachwuchsforschungsgruppe „CoalExit - Economics of Coal Phase-Out - Identifying Building Blocks for Future Regional Transition Frameworks“ erarbeitet wurden, welche vom Bundesministerium für Bildung und Forschung gefördert wird.

Berlin, September 2018

* DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt (EVU), Mohrenstr. 58, 10117 Berlin.

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), Str. des 17. Juni 135, 10623 Berlin.

Das Wichtigste auf einer Seite

Szenarien zum Kohleausstieg und Klimaschutzwirkungen

Die weitgehende Reduktion bzw. der vollständige Ausstieg der CO₂-intensiven Stromproduktion ist eine Bedingung für die Einhaltung der Klimaschutzziele in Nordrhein-Westfalen, Deutschland und Europa. In NRW erfordert das Klimaschutzgesetz für 2050 eine Emissionsverminderung von 80-95% (Basis: 1990); Deutschland hat sich seit dem Energiekonzept von 2010 auf eine 40%-ige Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2020 verpflichtet, welche nach aktuellem Stand weit verfehlt wird (ca. 35,5% werden nach aktuellem Stand erreicht); auch das Ziel einer 55%-igen Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2030 ist ohne eine weitgehende Reduktion der CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft, mindestens 61% gegen über 1990, nicht zu erreichen. Diese Studie analysiert die Auswirkungen eines Kohleausstiegs im Land Nordrhein-Westfalen und in Deutschland im europäischen Kontext, sowohl in Bezug auf die Energiewirtschaft und Klimaschutzziele als auch in Bezug auf den Strukturwandel und die wirtschaftliche Entwicklung.

Die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle war im Jahr 2016 mit 240 Mio. t CO₂ für mehr als ein Viertel der deutschen Treibhausgasemissionen verantwortlich. Unter den Bundesländern ist Nordrhein-Westfalen mit ca. 140 Mio. t CO₂ der mit Abstand größte CO₂-Emittent. Mit 7 GW Steinkohle- und 10 GW Braunkohlekraftwerken ist NRW auch das mit Abstand größte Bundesland bei Steinkohle (28% der deutschen Kraftwerkskapazitäten) bzw. Braunkohle (50%). Der Kohleausstieg in NRW muss daher im Rahmen eines deutschlandweiten Kohleausstiegs geplant und durchgeführt werden: Deutschlandweit ist es möglich, mit der Abschaltung von Kohlekraftwerken bzw. der Reduktion der Betriebsdauer besonders CO₂-intensiver Braunkohlekraftwerke das sektorale Klimaschutzziel für 2020 sowie die Ziele für 2030 noch zu erreichen. Hierfür ist eine Reduktion der Steinkohlekapazitäten von derzeit 16 GW auf 8 GW im Jahr 2030 notwendig, Braunkohlekraftwerke sollten bis zum Jahr 2030 abgeschaltet werden.

Versorgungssicherheit in allen Szenarien gewährleistet

Die Versorgungssicherheit im deutschen und europäischen Stromsystem ist trotz des weitgehenden Kohleausstiegs auch im Jahr 2030 gewährleistet. Szenariorechnungen mit dem europäischen Stromsektormodell dynELMOD zeigen, dass auch in Extremsituationen die gesamte Nachfrage 2030 aus einer Kombination aus verfügbaren konventionellen Kraftwerken, erneuerbaren Energien, Speichern sowie dem europäischen Stromaustausch bedient werden kann. Auch ein Vergleich (methodisch überholter) nationaler Leistungsbilanzen zeigt anhand einer repräsentativen Betrachtung des Jahres 2023 ein hohes ausreichendes Maß an Versorgungssicherheit.

Tagebaue Garzweiler und Hambach bei Kohleausstieg in NRW nur geringfügig benötigt

Im Bereich der Braunkohle werden dazu zunächst ältere und damit im Durchschnitt emissionsintensivere Kraftwerke stillgelegt. Dabei werden die Stilllegungen gleichmäßig auf die drei deutschen Braunkohlereviere verteilt. Dies bedeutet für das rheinische Revier in Nordrhein-Westfalen, dass im mittleren Pfad bis auf drei vergleichsweise neue Kraftwerksblöcke in Niederaußem (K, BoA 2, BoA 3) und Neurath D alle Braunkohlekraftwerke bis spätestens 2025 stillgelegt werden. Im Falle des schnellen Ausstiegs werden lediglich die zwei modernsten Blö-

cke in Niederaußem (BoA 2 und 3) bis 2030 betrieben. Die Ausstiegspfade für Steinkohlekraftwerke in NRW sehen eine schrittweise Schließung zwischen 2030 und 2040 (mittleres Szenario) bzw. zwischen 2020 und 2040 (schneller Ausstieg) vor.

Der Tagebau Garzweiler II wird im Szenario eines schnellen Kohleausstiegs bis zum Jahr 2030 nur bis zur Autobahn A61 abgebaut; hierdurch wird insgesamt ungefähr nur ein Fünftel der im Rahmenbetriebsplan genehmigten Kohlemengen benötigt und in Anspruch genommen (150 Millionen Tonnen Braunkohle): In diesem Fall müssen die Dörfer Keyenberg, Kuckum, Unterwestrich, Oberwestrich und Berverath, welche in den laufenden Abbauplänen berücksichtigt sind, nicht mehr weichen. Der Braunkohletagebau in Hambach beschränkt sich in dem schnellen Ausstiegspfad auf 230 Millionen Tonnen, insb. für die Kraftwerke Neurath und Niederaußem. Durch die Verringerung der benötigten Kohlemenge könnte auch auf die Rodung des wegen Naturschutzes schützenswerten Hambacher Waldes verzichtet werden.

Günstige Perspektiven für regionalwirtschaftlichen Strukturwandel in NRW

Sowohl die Steinkohle- als auch die Braunkohlewirtschaft in Deutschland sind seit Jahrzehnten stark rückläufig, sodass der verbleibende Strukturwandel bis zum endgültigen Kohleausstieg relativ geringe Ausmaße annimmt; dennoch muss er in den besonders betroffenen Regionen aktiv gestaltet werden. Der Steinkohletagebau in NRW endet im Dezember 2018 mit der Schließung der letzten beiden Gruben (Prosper-Haniel und Ibbenbüren). Von den 1957 mehr als 542.000 direkt Beschäftigten sind heute nur noch ca. 5.700 Arbeitsplätze erhalten. In der Braunkohlewirtschaft in NRW sind von vormals 26.400 Beschäftigten heute noch 8.900 direkte Arbeitsplätze vorhanden.

Die Rahmenbedingungen für den verbleibenden Strukturwandel im Kontext des Kohleausstiegs in NRW sind günstig: Zum einen sind bereits zwei Drittel der Beschäftigten älter als 46 Jahre und somit zum Zeitpunkt des Kohleausstiegs im Rentenalter. Für einen Großteil der verbleibenden MitarbeiterInnen gibt es Anschlussbeschäftigungen, u.a. in der Tagebaurekultivierung und dem Kraftwerksrückbau. Auch die Möglichkeiten, eine der Berufsgruppe vergleichende Tätigkeit in anderen Wirtschaftsbereichen innerhalb der Region zu finden, sind in NRW günstig, u.a. in der Maschinen- und Fahrzeugtechnik, Mechatronik, Energie- und Elektroberufen. Allein der Zubau an Photovoltaik (Photovoltaik von ca. 15 GW bis 2030 entspricht einem Beschäftigungseffekt von ca. 3.000 Vollzeitäquivalente (VZÄ)) sowie Windkraftanlagen (18 GW bzw. 5.000 VZÄ) können die wegfallenden Arbeitsplätze der Braunkohleindustrie auf NRW Ebene überkompensieren.

Unternehmerischer Strukturwandel: RWE benötigt Trennmodell

Der unternehmerische Strukturwandel beim größten Energieversorger und CO₂-Emittenten in NRW, RWE, muss bei einem Kohleausstieg ebenfalls vorweggedacht werden. Durch die Rücknahme der vormaligen Erneuerbarensparnte Innogy sowie den Zukauf des Erneuerbarengeschäfts von E.ON möchte RWE eine Spitzenreiterrolle im Bereich erneuerbare Energien erreichen. Vor diesem Hintergrund birgt die aktuelle Unternehmensstruktur erhebliche Risiken aufgrund des unterfinanzierten Rückbaus von Atomkraftwerken sowie unsicheren Folgekosten vom Stein- und insb. Braunkohleausstieg (Rückbau, Renaturierung, Ewigkeitskosten, etc.). Daher müssen zeitnah Trennmodelle für den RWE diskutiert werden, um die strategische Ausrichtung des Konzerns auf erneuerbare Energien zu sichern und gleichzeitig die verfügbaren Rückstellungen für Folgekosten aus dem Braunkohle- und Atomgeschäft adäquat zu verwenden, z.B. die getrennte Überführung in einen Atomfonds für Rückbau und eine separate Lösung für die Ewigkeitskosten der Braunkohle.

Inhaltsverzeichnis

Das Wichtigste auf einer Seite..... I

1 Einleitung..... 1

TEIL I: Energiewirtschaft und Klimaziele

2 Kohleausstieg in Deutschland: Emissionen und Versorgungssicherheit..... 5

2.1 Szenarien der Kapazitätsentwicklung 5

2.1.1 Referenzpfad 5

2.1.2 Ausstiegspfade..... 7

2.2 Modellbeschreibung und -ergebnisse 9

2.2.1 Modellbeschreibung dynELMOD..... 9

2.2.2 Ergebnisse Emissionen 11

2.2.3 Ergebnisse Erzeugung..... 15

2.3 Versorgungssicherheit 16

2.3.1 Nachfrage in Extremsituationen gedeckt..... 17

2.3.2 Stromproduktion in Deutschland und im europäischen Ausland 18

2.3.3 Nationale Leistungsbilanzen 2020 und 2023 21

3 Kohleausstieg in NRW: Braun- und Steinkohle 30

3.1 NRW als Schlüsselland der Energiewende..... 30

3.2 Braunkohleausstieg in NRW..... 31

3.2.1 Rheinisches Braunkohlerevier 31

3.2.2 Mittlerer und schnellerer Braunkohleausstieg..... 32

3.2.3 Auswirkungen auf Braunkohletagebaue Garzweiler und Hambach 33

3.2.4 ... Hambacher Wald kann erhalten bleiben..... 36

3.3 Steinkohleausstieg in NRW 38

3.3.1 Ende des Steinkohlebergbaus 2018 38

3.3.2 Mittlerer und schneller Steinkohleausstieg 38

TEIL II: Wirtschaftliche Entwicklung, Arbeitsplätze und die Zukunft des RWE

4	Strukturwandel in NRW	40
4.1	Strukturwandel bereits weitgehend abgeschlossen.....	40
4.2	Ausstieg aus Kohlewirtschaft in NRW	41
4.2.1	Steinkohlewirtschaft.....	41
4.2.2	Braunkohlewirtschaft	44
4.3	Neue Beschäftigungsperspektiven	46
4.3.1	Erneuerbare Energien.....	46
4.3.2	Andere Sektoren.....	47
4.4	Strukturförderung für NRW	49
4.4.1	Bundes- und Landesebene	49
4.4.2	EU-Ebene	51
5	Unternehmerischer Strukturwandel und Folgekosten: Zur Zukunft von RWE	52
5.1	Strukturwandel des RWE	53
5.1.1	Der E.on-RWE Deal von 2018: Ist RWE erneuerbar?.....	53
5.1.2	Komplexe Eigentümerstruktur	54
5.2	Sicherung der Folgekosten vom Atom- und Braunkohlegeschäft.....	56
5.2.1	Braunkohletagebaue	56
5.2.2	Rückbau von Atomkraftwerken.....	57
5.2.3	Trennmodelle für RWE dringend notwendig	58
6	Fazit	59
7	Referenzen	62
Anhang: Ausführungen zur Versorgungssicherheit		69
	Die Obsoleszenz der nationalen Leistungsbilanz im europäischen Kontext	69
	Monitoring der Versorgungssicherheit und bestehende Sicherheitsmechanismen.....	73
	Auswirkung auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen	78

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung des deutschen installierten Bestandskraftwerkspark im Referenzpfad.	7
Abbildung 2: Länder und Netzzonen in dynELMOD.	11
Abbildung 3: Emissionen in der Stromproduktion, 2020.	12
Abbildung 4: CO ₂ -Einsparung im Vergleich zum Referenzfall, 2020.	13
Abbildung 5: Emissionen in der Stromproduktion, 2030.	14
Abbildung 6: CO ₂ -Einsparung im Vergleich zum Referenzfall, 2030.	14
Abbildung 7: Stromerzeugung nach Technologien, 2020.	15
Abbildung 8: Stromerzeugung nach Technologien, 2030.	16
Abbildung 9: Lastabdeckung in extremen Versorgungssituationen, Deutschland 2030.	18
Abbildung 10: Veränderung der europäischen Emissionen im Vergleich zur Referenz, 2030.	20
Abbildung 11: Lastabdeckung zur Spitzenlast, Belgien 2030.	21
Abbildung 12: Systematik der Leistungsbilanzen.	22
Abbildung 13: Rheinisches Braunkohlrevier.	31
Abbildung 14: Belieferung Kraftwerk Weisweiler [mio. t BK/Jahr].	34
Abbildung 15: Belieferung Kraftwerk Neurath [mio. t BK/Jahr].	35
Abbildung 16: Belieferung Kraftwerk Niederaußem und andere kleine Kraftwerke [mio. t BK/Jahr].	35
Abbildung 17: Abbaumengen im Rheinischen Revier [Mio. t Braunkohle].	35
Abbildung 18: Rückgang der Beschäftigung in der Braunkohlewirtschaft in NRW und im Rest von Deutschland, 1950 – 2017.	41
Abbildung 19: Rückgang der Beschäftigung und Produktion im Steinkohlebergbau in NRW, im Saarland und Importe, 1957 – 2017.	42
Abbildung 20: Preisunterschiede NRW-Steinkohle vs. Importkohle.	43
Abbildung 21: Verschiedene alternative Beschäftigungsfelder im Kohlerevier.	48
Abbildung 22: Wichtige Elemente für Strukturpolitik in Kohleregionen.	51
Abbildung 23: Geplante Unternehmensreform von RWE und E.ON.	54
Abbildung 24: Eigentümerstruktur RWE.	55
Abbildung 25: Umfang der Sicherheitsbereitschaft im zeitlichen Verlauf.	76

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten von Stein- und Braunkohle im Referenzpfad und den untersuchten Ausstiegsszenarien (in GW).	8
Tabelle 2: Schätzungen für Leistungsbilanzen für das Jahr 2020 für drei ausgewählte Szenarien.	25
Tabelle 3: Schätzungen für Leistungsbilanzen für das Jahr 2023 für drei ausgewählte Szenarien.	27
Tabelle 4: Vergleich unterschiedlicher Ansätze der Leistungsbilanz 2017, 2020 und 2023.	28
Tabelle 5: Kraftwerksscharfe Ausstiegspfade aus der Braunkohlekohleverstromung für NRW.	32
Tabelle 6: Kraftwerksscharfe Ausstiegspfade aus der Kohleverstromung für NRW, Steinkohle.	39
Tabelle 7: Überblick über aktuelle und perspektivische Beschäftigungsfelder in den Braunkohlerevieren bis 2040.	45
Tabelle 8: Rückstellungen für den Rückbau von Atomkraftwerken.	58

1 Einleitung

Energiewirtschaft, Klimaschutz und Strukturwandel

Die Reduktion bzw. der Ausstieg aus CO₂-intensiver Stromproduktion ist eine notwendige (wenn auch nicht hinreichende) Bedingung für die Einhaltung der Klimaschutzziele in Deutschland und in Europa. In Europa gibt es bereits eine Vielzahl von Ländern, in denen konkrete Maßnahmen zur Beendigung der Kohleverstromung unternommen wurden. u.a. das Vereinigte Königreich, Dänemark und die Niederlande. In Deutschland gibt es einen weitgehenden politischen Konsens zur Beendigung der Kohlewirtschaft, jedoch gibt es über den Ausstiegspfad sowie die hierfür notwendigen Politikinstrumente noch Diskussionen.¹

Auf nationaler Ebene, im Koalitionsvertrag, bekennen sich die Regierungsparteien zwar formal weiterhin zum Klimaziel 2020, was bedeuten würde die CO₂ Emissionen um 40% im Vergleich zu 1990 zu senken; bis 2030 soll die Minderung mindestens 55% betragen. Einen wesentlichen Beitrag soll die Energiewirtschaft durch den Umstieg auf erneuerbare Energien leisten.²

Jedoch sind diese Ziele aktuell gefährdet: Ohne zusätzliche Maßnahmen ist zu erwarten, dass die Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2020 insgesamt nur 35,5 Prozent betragen wird, unter anderem weil in der Stromproduktion immer noch große Mengen Braun- und Steinkohle eingesetzt werden.³ Auch das Ziel für 2030 ist ohne einschneidende Maßnahmen, insb. in der Kohleverstromung, nicht zu halten. Darüber hinaus geht es, im Kontext der globalen Klimaverhandlungen, auch um die Stärkung der deutschen bzw. europäischen Positionen. Im 21. Jahrhundert müssen keine Dörfer und schützenswerte Wälder mehr für die Kohlegewinnung abgebaggert werden. Deutschland hat immer noch die Chance seinen Ruf als Klimavorreiter zurückzugewinnen. In dieser Szenarienstudie zeigen wir auf, wie die Erreichung der 2020 und 2030er Ziele gelingen kann – sozialverträglich, versorgungssicher und kosteneffizient.

¹ Vgl. hierzu jüngere Studien, z.B. Agora Energiewende (2017), SRU (2017) sowie BUND (2018).

² Insgesamt betrug der Anteil die Treibhausgas-Emissionen der Energiewirtschaft an den Gesamtemissionen 86 Prozent im Jahr 2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018): Zahlen und Fakten. Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung. (Stand: Januar 2018) (https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.xls?__blob=publicationFile&v=73).

³ Umweltbundesamt (UBA) (2017): Kohleverstromung und Klimaschutz bis 2030 - Diskussionsbeitrag des Umweltbundesamts zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland. (https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-11-02_position_kohleverstromung-klimaschutz_fin_0.pdf)

Das Bundesland Nordrhein-Westfalen (im Folgenden: NRW) nimmt im Rahmen der Energiewende eine besondere Rolle ein: Derzeit sind in NRW noch 7 GW Steinkohle- und 10 GW Braunkohlekraftwerke am Netz; dies entspricht ca. 28% (Steinkohle) bzw. 50% (Braunkohle) der deutschlandweiten Kraftwerkskapazitäten. NRW ist auch mit Abstand der größte CO₂-Emittent in Deutschland: NRW insgesamt hat einen Anteil von 31%, die Braunkohlenutzung in NRW alleine bereits einen Anteil von rund 10% an den gesamtdeutschen Emissionen (MWIDE NRW 2018). Gleichzeitig sind die erheblichen Potenziale von erneuerbaren Energien in NRW erst zu sehr geringem Ausmaß genutzt: Der Beitrag der Erneuerbaren zur Stromproduktion lag 2017 mit 12,5 % weit unterhalb des Bundesdurchschnitts von 37%.⁴ NRW ist somit ein Schwergewicht, aber auch ein potenzieller Stolperstein mit besonderer Bedeutung für die Energiewende.

NRW gehört zumindest formal zu den Vorreitern bzgl. der Klimaschutzpolitik: Bereits 2013 verabschiedete der Landtag ein Klimaschutzgesetz, welches eine Verringerung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um mindestens 25% und bis zum Jahr 2050 um mindestens 80% vorschrieb (Basis: 1990). Darauf aufbauend wurde 2014 ein Klimaschutzplan erstellt, welcher die zur Erreichung der Klimaschutzziele notwendigen Maßnahmen konkretisiert. Nach § 6 des Klimaschutzgesetzes wird der Klimaschutzplan alle fünf Jahre fortgeschrieben, d.h. die Landesregierung müsste 2019 eine Aktualisierung vorlegen. Energiewirtschaftlich Berechnungen, welche dem Klimaschutzplan zugrunde liegen, zeigen, dass zur Erreichung der Klimaschutzziele in NRW der Stromsektor weitestgehend von fossilen auf erneuerbare Technologien umgestellt werden müsste (Wuppertal Institut 2014). Dabei liegt der Schwerpunkt der vorliegenden Studie auf NRW, unter Berücksichtigung des deutschen bzw. europäischen Kontextes.

Mandat der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“

Ein Forum, in welchem der Kohleausstieg sowie begleitende Strukturmaßnahmen diskutiert und in konkrete Instrumente umgesetzt werden sollen, ist die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, welche im Juni 2018 ihre Arbeit begonnen hat, in der Öffentlichkeit als „Kohlekommission“ bezeichnet. Der Kommission gehören VertreterInnen von Ar-

⁴ Landesverband Erneuerbare Energien. 2018. "Erneuerbare-Energien-Bilanz 2017."

beitgeber-, Umwelt- und Industrieverbänden, Kommunen der betroffenen Regionen, Gewerkschaften sowie der Wissenschaft an; sie wird von einer Steuerungsgruppe sowie aus einem StaatssekretärInnenausschuss begleitet, in welchem unterschiedliche Bundesministerien vertreten sind. Die Kommission soll Perspektiven für neue, zukunftssichere Arbeitsplätze in den vom Strukturwandel betroffenen Regionen aufzeigen und Maßnahmen erarbeiten, welche sicherstellen, dass das 2030er Klimaschutzziel für den Energiesektor erreicht wird (Verringerung der Emissionen um 61 bis 62 Prozent im Vergleich zu 1990). Dazu soll insbesondere ein Plan entwickelt werden für den Ausstieg aus der Kohlestromversorgung, inklusive eines Enddatums. Außerdem sollen Maßnahmen zum Beitrag der Energiewirtschaft vorgeschlagen werden, um die Lücke zur Erreichung des 2020 Ziels (BMWi 2018b).⁵

Zeitplan und Mandat der Kommission beinhalten

- Ergebnisse zu Perspektiven für neue, zukunftssichere Arbeitsplätze in den vom Strukturwandel am stärksten betroffenen Regionen; insb. soll die finanzielle Absicherung der Regionen auch nach dem Beenden der Kohleverstromung gewährleistet sein;
- Möglichkeiten zur kurzfristigen Reduktion der Kohleverstromung bis 2020, um dem 40% Reduktionsziel der Bundesregierung möglichst nah zu kommen, insb. auch im Hinblick auf die UN-Klimaschutzkonferenz im Dezember 2018;
- ein Kohleausstiegsfahrplan, welcher die deutschen Klimaschutzziele für den Stromsektor im Jahr 2030 einhält, sowie ein finales Kohleausstiegsjahr.

Parallel zum monatlich stattfindenden Plenum hat die Kommission zunächst in zwei parallelen Unterarbeitsgruppen zu den Themen „Wirtschaftliche Entwicklung und Arbeitsplätze in den

⁵ PolitikerInnen der Oppositionsparteien sind nicht in der Kommission vertreten. Rede-, aber kein Stimmrecht haben drei VertreterInnen der Regierungsparteien. Die Arbeit der Kommission wird von einem Staatssekretärsausschuss begleitet, der sich aus VertreterInnen der vier Ministerien zusammensetzt, die die Steuerungsgruppe der Kommission bilden: dem Bundesumweltministerium (BMU), dem Bundeswirtschaftsministerium (BMWi), dem Bundesministerium für Arbeit und Soziales (BMAS) und dem Bundesinnenministerium (BMI). Auch VertreterInnen aus Ressorts des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL), des Bundesfinanzministeriums (BMF), des Bundesbildungsministeriums (BMBF) und des Bundesverkehrsministeriums (BMVI) sind im koordinierenden Staatssekretärsausschuss beteiligt. Des Weiteren gibt es einen regelmäßigen Austausch zwischen den MinisterpräsidentInnen der betroffenen Länder und den BundesministerInnen der Steuerungsgruppe. Bei der Betrachtung der Biographien der Kommissionsmitglieder kann angenommen werden, dass in etwa ein Drittel der Mitglieder in ihrer Kommissionsarbeit einen Schwerpunkt auf die Erreichung der Klimaziele legen werden. Bei einem weiteren Drittel der Mitglieder kann angenommen werden, dass der Schwerpunkt der Kommissionsarbeit eher auf der Strukturpolitik und dem Erhalt der Arbeitsplätze in den Kohleregionen liegen wird. Ein weiteres Drittel der Mitglieder kann weder dem Fokus „Strukturpolitik“, noch dem Fokus „Klimapolitik“ klar zugeordnet werden.

Regionen“ und „Energiewirtschaft und Klimaziele“ gearbeitet. Da die beiden Themenkomplexe sich aber stark gegenseitig beeinflussen und von denselben Personen besucht wurden, wurden die Arbeitsgruppen im August wieder aufgelöst. Die weiteren Treffen finden jetzt in häufiger stattfindenden gesammelten Plenumsitzungen statt.

Gliederung der Studie

Die Gliederung dieser Studie orientiert sich an den politischen Handlungsfeldern der Kommission: Nach dieser Einleitung analysiert Teil I der Studie „Energiewirtschaft und Klimaziele“ im Zusammenhang mit dem Kohleausstieg in Deutschland und in NRW: Abschnitt 2 analysiert die Wechselwirkung zwischen Kohleausstieg und Emissionen; darauf aufbauend werden unterschiedliche deutschlandweite Ausstiegsszenarien in Bezug auf das Stromerzeugungsmix sowie die Versorgungssicherheit abgeleitet. Abschnitt 3 betrachtet den Kohleausstieg in NRW, insb. in Bezug auf Ausstiegspfade für Braun- und Steinkohle sowie die Interdependenz mit den Tagebauen Garzweiler und Hambach.

Teil II der Studie widmet sich dann dem anderen Politikbereich der Kommission, „Wirtschaftliche Entwicklung und Arbeitsplätze“, mit dem Schwerpunkt NRW. In Abschnitt 4 werden Stand und Perspektiven des regionalwirtschaftlichen Strukturwandels in NRW beschrieben. Abschnitt 5 stellt dann auf den unternehmerischen Strukturwandel in NRW ab, welcher weitgehend identisch mit den laufenden Umstrukturierungen des größten Energieversorgers und CO₂-Emittenten ist, RWE. Abschnitt 6 fasst die Ergebnisse zusammen.

TEIL I: Energiewirtschaft und Klimaziele

2 Kohleausstieg in Deutschland: Emissionen und Versorgungssicherheit

Dieser Abschnitt beschreibt unterschiedliche Szenarien für den Kohleausstieg in Deutschland im europäischen Kontext, die Auswirkungen auf CO₂-Emissionen sowie die Versorgungssicherheit des Stromsystems.

2.1 Szenarien der Kapazitätsentwicklung

Für die Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Geschwindigkeiten des Kohleausstiegs, den Emissionen aus dem deutschen Stromsektor sowie der Versorgungssicherheit werden verschiedene Szenarien entwickelt. Nachfolgend werden das Referenzszenario, welches eine Fortschreibung der aktuell vorhandenen Kraftwerkskapazitäten ohne weitere energiepolitische Maßnahmen abbildet, und verschiedene Kohleausstiegsszenarien erläutert. Allen Szenarien liegt die Annahme zugrunde, dass mindestens die von der Bundesregierung anvisierten technologie-spezifischen Ausbaupfade für Erneuerbare Energien für die Jahre 2020 und 2025 erreicht werden (BNetzA 2018b).⁶ Es wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2025 ein Anteil der Erneuerbaren Energien von 40% am Stromverbrauch erreicht wird.⁷ Im Jahr 2030 liegt diese Zielmarke entsprechend des aktuellen Koalitionsvertrags bei 65%, während in 2050 ein Anteil von 80% als untere Beschränkung unterstellt wird.

2.1.1 Referenzpfad

Der Referenzpfad *REF* bildet eine Fortschreibung der aktuellen europäischen Klimapolitik ab. Das übergeordnete europäische CO₂-Minderungsziel für den Stromsektor bis 2050 beträgt 98% im Vergleich zu dem Emissionsniveau von 1990. Nationale Minderungsziele sind indes nicht erfasst. Die in Deutschland bereits beschlossene Abschaltung aller Atomkraftwerke bis Ende 2022 entsprechend der derzeitigen genehmigten Reststrommengenübertragungen ist be-

⁷ Das BMWi strebt einen Zielkorridor von 40-45% an. In der vorliegenden Untersuchung sind 40% als untere Beschränkung angesetzt (Wuppertal Institut 2014). Siehe EEG 2017: http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf, abgerufen am 12.06.2018.

rücksichtigt. Ferner beinhaltet der Referenzpfad der Bundesnetzagentur angezeigte Stilllegungsvorhaben von Erzeugungskapazitäten sowie die Überführungen von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft. Für Belgien wird ein Ausstieg aus der Atomkraft für das Jahr 2020 angenommen, insb. aufgrund der anhaltenden Störungen in den Kraftwerken Tihange und Doel, welche ein erhebliches Sicherheitsrisiko für die Bevölkerung in Belgien und den Nachbarländern darstellen.⁸ Die übrigen techno-ökonomischen Annahmen für die europäischen Erzeugungs- und Speicherkapazitäten, wie etwa Brennstoffkosten oder Wirkungsgrad, sind aus (Gerbaulet and Lorenz 2017) entnommen. Demnach scheiden Kraftwerkskapazitäten entsprechend ihrer technischen Lebensdauer aus dem Markt aus.

Die Entwicklung des deutschen Bestandskraftwerksparks in dem Referenzpfad ohne zusätzlichen Zubau ist in Abbildung 1 dargestellt. Aufgrund des altersbedingten Ausscheidens von Braunkohlekraftwerken verringert sich deren kumulierte installierte Leistung annahmegemäß von 20,7 GW in 2015 auf 10,2 GW in 2030. Eine ähnliche Reduktion von 2020 auf 2030 wird auch für die Steinkohleerzeugung angenommen. Waren im Jahr 2015 noch 24,7 GW an Steinkohlekraftwerke am Netz, sind es 2030 noch 16,5 GW. Die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten ist in Tabelle 1 dargestellt. Sie verdeutlicht neben der Abschaltung der Atomkraftwerke auch den oben beschriebenen Ausstiegspfad aus der Kohleverstromung. Die kumulierte Erzeugungskapazität des Bestandskraftwerksparks erreicht in 2020 ihren höchsten Stand, was dadurch begründet ist, dass nach 2020 annahmegemäß vermehrt Bestandsanlagen das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht haben werden und vom Netz gehen. In der Grafik wird kein zusätzlicher modellendogener Zubau dargestellt, um das altersbedingte Ausscheiden von bereits in 2018 bestehenden Kraftwerke abzubilden.

⁸ Westdeutscher Rundfunk (2018): AKW Tihange deutlich gefährlicher als bislang bekannt (<https://www1.wdr.de/daserste/monitor/extras/pressemeldung-tihange-100.html>).

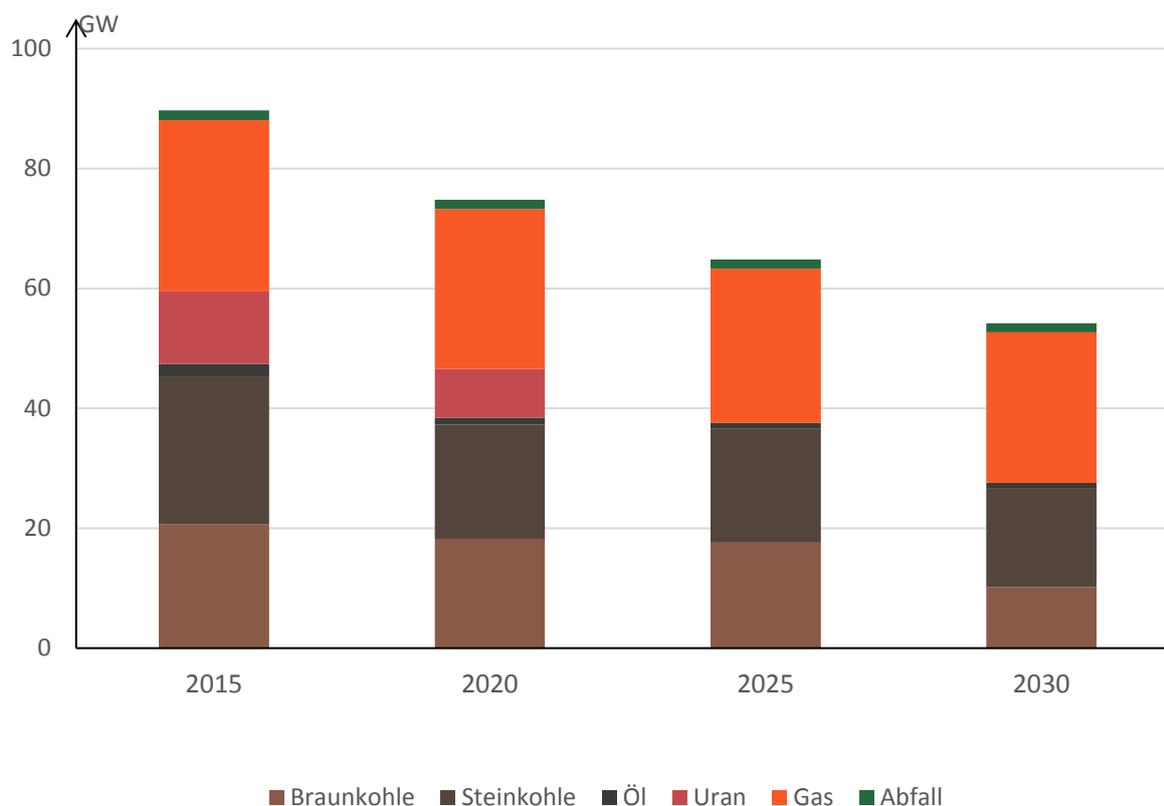


Abbildung 1: Entwicklung des deutschen installierten Bestandskraftwerkspark im Referenzpfad.

Quelle: Eigene Berechnungen

2.1.2 Ausstiegspfade

In der vorliegenden Studie werden zusätzlich zu dem Referenzpfad sieben weitere beschleunigte Ausstiegspfade aus der Kohleverstromung in Deutschland untersucht. Eine Übersicht über die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten von Stein- und Braunkohlekraftwerken ist in Tabelle 1 dargestellt. Es wird eine *ceteris paribus* Untersuchung durchgeführt, das heißt alle anderen Eingangsparameter bleiben von den Änderungen der Kohlekapazitäten unberührt und sind in jedem Szenario dem Referenzpfad nachempfunden.

Tabelle 1: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten von Stein- und Braunkohle im Referenzpfad und den untersuchten Ausstiegsszenarien (in GW).

Szenario	Technologie	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
REF	Steinkohle	24,7	19,1	19,1	16,5	9,9	7,3	7,2	7,0
	Braunkohle	21,0	18,2	17,6	10,2	9,3	9,0	5,6	0
REF_VBSB	Steinkohle	24,7	19,1	19,1	16,5	9,9	7,3	7,2	7,0
	Braunkohle	21,0	18,2	17,6	10,2	9,3	9,0	5,6	0
EFF3_EFF60	Steinkohle	24,7	19,1	19,1	16,5	9,9	0	0	0
	Braunkohle	21,0	15,2	7,9	0,6	0	0	0	0
EFF3_EFF60_VBSB	Steinkohle	24,7	19,1	19,1	16,5	9,9	0	0	0
	Braunkohle	21,0	15,2	7,9	0,6	0	0	0	0
EFF5_EFF70	Steinkohle	24,7	19,1	19,0	12,9	6,8	0	0	0
	Braunkohle	21,0	13,2	3,6	0	0	0	0	0
PAR5_PAR70	Steinkohle	24,7	16,6	13,1	9,6	6,8	0	0	0
	Braunkohle	21,0	15,7	9,5	3,3	0	0	0	0
EFF7_EFF80	Steinkohle	24,7	19,1	15,8	8,6	3,1	0	0	0
	Braunkohle	21,0	11,2	3,6	0	0	0	0	0
EFF9_EFF80	Steinkohle	24,7	19,1	14,8	8,6	3,1	0	0	0
	Braunkohle	21,0	9,2	3,6	0	0	0	0	0

Quelle: Eigene Berechnungen.

Grundsätzlich spezifizieren die Ausstiegspfade verschiedene Annahmen insbesondere für die beiden Jahre 2020 und 2030. Für 2020 werden die Auswirkungen von zusätzlichen Abschaltungen von Kohlekraftwerken gegenüber dem Referenzpfad im Jahr 2020 analysiert. Die erste Zahl in der Szenariobezeichnung referenziert zu der absoluten zusätzlichen Reduktion der Erzeugungsleistung in GW. Die zweite Zahl hingegen bezeichnet eine relative Reduktion in 2030 im Vergleich zu der gesamten installierten Stein- und Braunkohlekapazitäten im Referenzpfad im Jahr 2017.

Die Reduktionsmengen werden nach zwei verschiedenen Prinzipien auf die noch am Netz verbliebenen Kohlekraftwerke verteilt:

- Bei dem Efficiency-First-Prinzip *EFF* werden zuerst alle ineffizienten Kraftwerke mit hohen spezifischen CO₂-Emissionswerten vom Netz genommen. Das betrifft insbesondere Braunkohlekraftwerke, da bei der Verstromung von Braunkohle mehr CO₂ freigesetzt wird als beim Verbrennen von Steinkohle.
- Im Gegensatz dazu wird die Last eines beschleunigten Kohleausstiegs bei dem Paritätsprinzip *PAR* paritätisch auf die Stein- und Braunkohleindustrie verteilt und zunächst die ältesten Kraftwerke abgeschaltet.
- Zusätzlich zu einem beschleunigten Abschalten von Kohlekraftwerken wird der Einfluss einer Begrenzung der jährlichen Betriebsdauer, die sogenannten Vollbenutzungsstunden (gekennzeichnet mit *VBSB*), auf 4000 Stunden pro Jahr für alle Kohlekraftwerke, die älter als 20 Jahre sind, untersucht (die Werte für 2025 sind linear interpoliert). Das Szenario *EFF_3_60_VBSB*, beispielsweise, beschreibt also ein Stilllegungsszenario, in dem im Jahr 2020 zusätzliche 3 GW an Braunkohlekapazität im Vergleich zum Referenzpfad 2020 stillgelegt werden. Bis zum Jahr 2030 werden dann 60% von der gesamten installierten Erzeugungskapazität aus Braun- und Steinkohle im Jahr 2017 abgeschaltet. Entsprechend dem Efficiency-First-Prinzip sind ausschließlich emissionsintensive Braunkohlekraftwerke betroffen. Steinkohleerzeugungskapazitäten entsprechen denen des Referenzpfads, wobei die Begrenzung der Vollbenutzungsstunden für alle Kohlekraftwerke älter als 20 Jahre greift.

2.2 Modellbeschreibung und -ergebnisse

2.2.1 Modellbeschreibung dynELMOD

Zur Untersuchung der Szenarien verwenden wir das dynamische Investitions- und Kraftwerkseinsatzmodell dynELMOD (Gerbaulet and Lorenz 2017). Das Modell ist im General Algebraic Modeling System (GAMS) als lineares Optimierungsproblem formuliert und minimiert die totalen Systemkosten der Stromversorgung über 33 europäische Länder unterteilt in 5 synchrone Netzzonen, dargestellt in Abbildung 2, bis 2050. Hierzu fällt das Modell endogene Investitionsentscheidungen hinsichtlich Anlagen zur konventionellen sowie erneuerbarer Stromerzeugung, Speicher, Demand-Side-Management und Höchstspannungsleitungen und

ermittelt anschließend den resultierenden Kraftwerkseinsatz und die Stromflüsse innerhalb Europas.

Während das Model Kraftwerkseinsätze und Stromflüsse mit einem vollen Jahr in stündlicher Auflösung rechnet, um beispielsweise Fragen der Versorgungssicherheit adäquat abbilden zu können, werden zum Ermitteln von Investitionsentscheidungen Fünfjahresschritte und ein spezieller Algorithmus verwendet, der den Betrachtungszeitraum und damit die Rechenzeit reduziert ohne das Ergebnis zu verzerren. Durch den verwendeten Algorithmus bleiben insbesondere die saisonalen Charakteristika der Stromnachfrage und Phasen mit nahezu keiner Stromerzeugung aus Wind und Solar erhalten.

Das Hochspannungsnetz der europäischen Länder sowie deren Grenzkuppelstellen werden durch einen flussbasierten (“flow-based“) Ansatz mit Hilfe einer PTDF Matrix, die aus allen Leitungen und Knoten des europäischen Hochspannungsnetzes berechnet wurde, abgebildet. Weitere Inputs umfassen Prognosen des europäischen Stromverbrauchs, Kosten und Eigenschaften der betrachteten Technologien sowie die historischen, stündlichen Zeitreihen der Stromnachfrage und Einspeisung erneuerbarer Energien aus dem Basisjahr 2013. Andere relevante Randbedingungen wie der aktuelle Kraftwerkspark und dessen Lebensdauer, die Entwicklung der Stromnachfrage, zukünftige Kosten betrachteter Technologien, die technischen Potentiale erneuerbarer Technologien und die maximalen CO₂ Emissionen pro Jahr sind dokumentiert und unter einer Open Source Lizenz frei abrufbar (Gerbaulet and Lorenz 2017).⁹ Die Modelloutputs umfassen den europäischen Mix an Erzeugungstechnologien und Flexibilitätsoptionen, bestehend aus konventionellen und erneuerbaren Anlagen zur Stromerzeugung, Speichern und Demand-Side-Management-Anlagen sowie deren Einsatz. Zudem wird der Ausbau der Grenzkuppelstellen zum Stromhandel ausgegeben.

⁹ Es wird eine lineare Reduktion der Treibhausgasemissionen modelliert von 1.300 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 2015 auf 20 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 2050 in Europa angenommen.

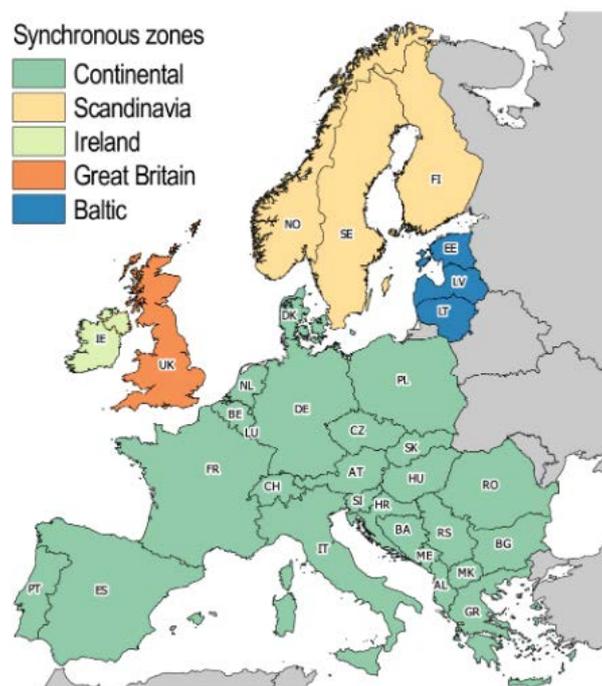


Abbildung 2: Länder und Netzzonen in dynELMOD.

Quelle: Gerbaulet und Lorenz (2017).

2.2.2 Ergebnisse Emissionen

Der Klimaschutzplan 2050 legt den Beitrag fest, den einzelne Sektoren zur Erreichung der deutschen Klimaziele zu leisten haben (BMUB 2016). Da die Stromversorgung, die im Fokus unserer Berechnungen steht, im Klimaschutzplan nicht als eigenständiger Sektor geführt, sondern zusammen mit der Wärmeversorgung unter Energiewirtschaft subsummiert wird, gibt es für die Stromversorgung keine expliziten Klimaziele. Daher wurden für die folgenden Überlegungen die prozentualen Minderungsziele der Energiewirtschaft auf die Stromversorgung übertragen.

Die Modellergebnisse zeigen, dass selbst in ehrgeizigen Stilllegungsszenarien ohne gleichzeitige Einschränkung der jährlichen Betriebsdauer von älteren und damit emissionsintensiveren Kraftwerken das sektorale Klimaziel für 2020, also eine 40% Reduktion der Emissionen im Vergleich zu 1990 oder 200 Millionen t CO₂ entspricht, im Stromsektor nicht mehr erreicht werden kann (Abbildung 3 und Abbildung 4). Bei Einschränkung der jährlichen Betriebsdauer wird dieses Ziel, ohne dass vor 2020 bereits Kraftwerkskapazitäten stillgelegt werden, fast erreicht,

sodass durch Stilllegungen im vergleichsweise geringem Umfang von 3 GW das Klimaziel zumindest im Stromsektor um 6 Millionen t CO₂ übertroffen und damit die absehbare Zielverfehlung in anderen Sektoren kompensieren werden könnte. Ohne Einschränkung der jährlichen Betriebsdauer kommt es zu Zielverfehlungen zwischen 22 und 55 Mio. t CO₂ abhängig vom Stilllegungsumfang.

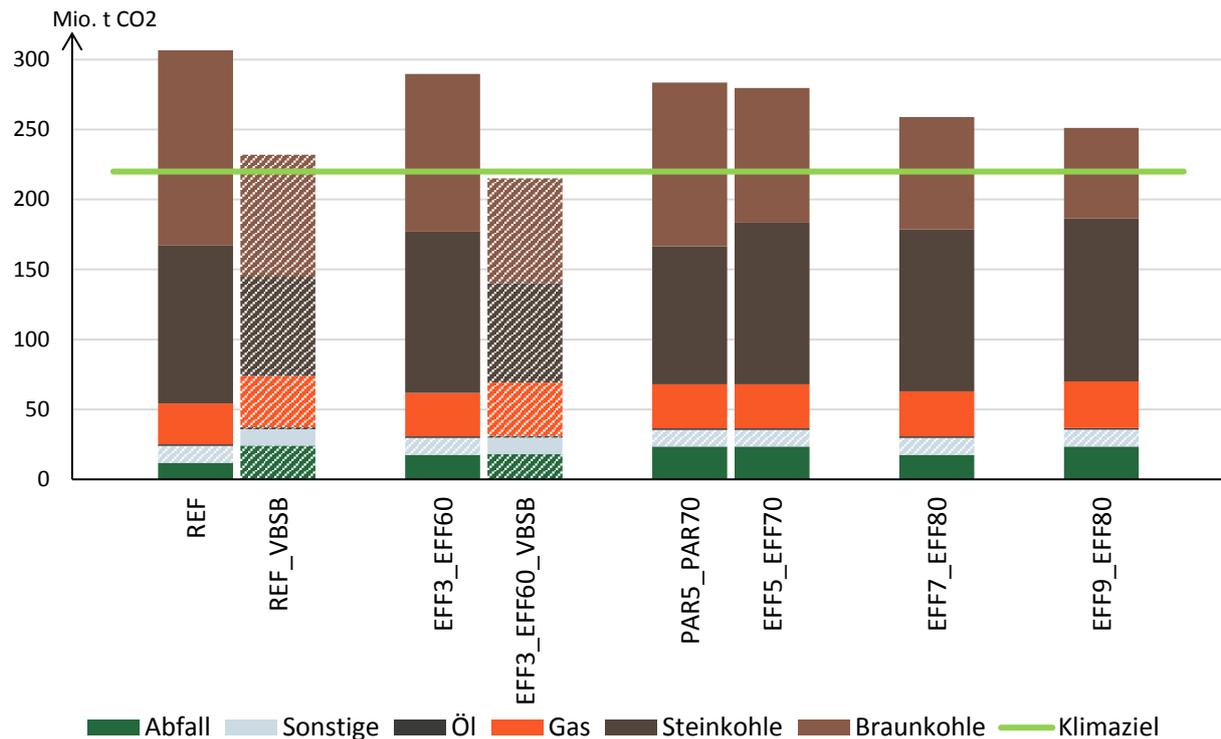


Abbildung 3: Emissionen in der Stromproduktion, 2020.

Quelle: Eigene Berechnungen.

Im Gegensatz zu 2020 ist das Klimaziel für 2030, die 60% Reduktion gegenüber 1990 bzw. maximal Emissionen von 150 Millionen t CO₂, auch ohne Begrenzung der jährlichen Betriebsdauer knapp erreichbar, wenn mindestens 60% der 2017 noch aktiven Kohlekapazitäten bis 2030 stillgelegt werden. Durch Stilllegungen im größeren Maßstab ist das Übertreffen des Zielwerts um 21 bis 50 Millionen t CO₂ möglich. Im Sinne einer flexiblen Handhabung der Sektorenziele beleuchten die Berechnungen alternativ auch das Ziel einer Minderung der strombedingten Emissionen um 80 Prozent, wie in Abbildung 5 skizziert. Dies trägt sowohl der schwierigeren Dekarbonisierung im Wärmesektor Rechnung, der in diesem Fall seine Emissionen nicht wesentlich reduzieren müsste, als auch möglichen Zielverfehlungen in anderen Sektoren (Stryhi-Hipp et al. 2015; ifeu 2016).

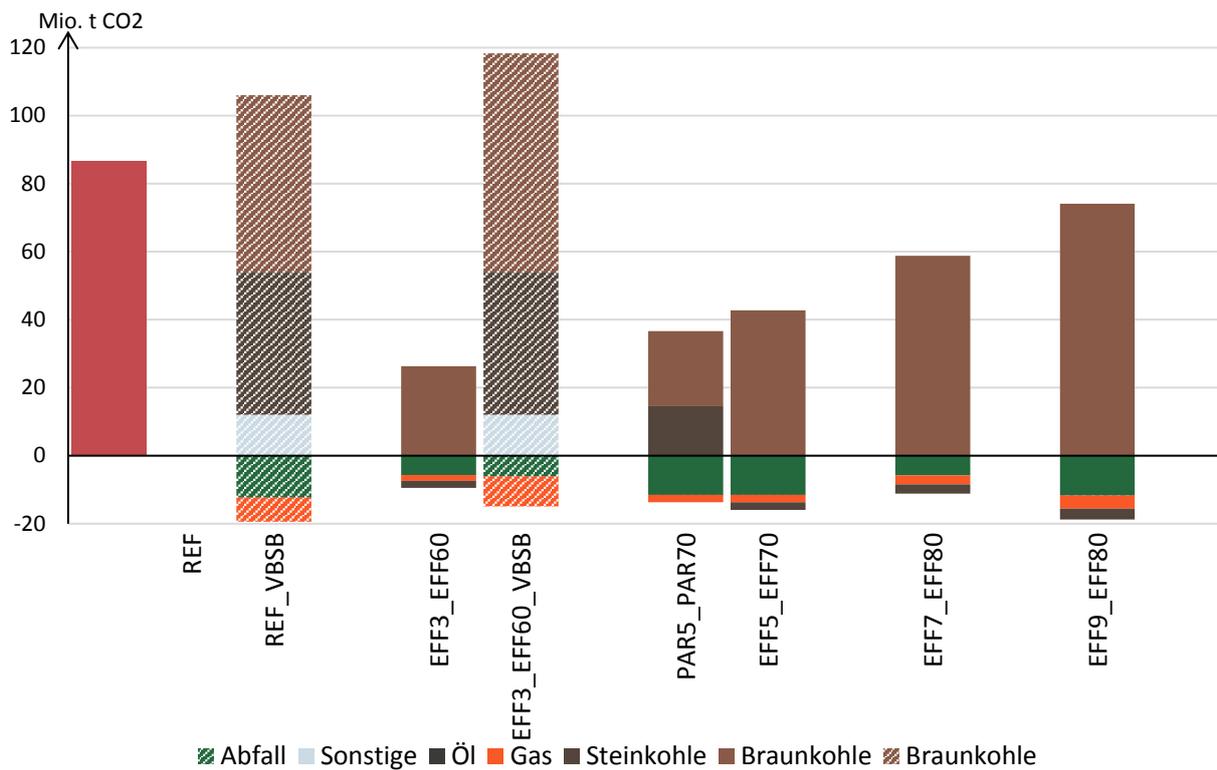


Abbildung 4: CO₂-Einsparung im Vergleich zum Referenzfall, 2020.

Quelle: Eigene Berechnungen.

Durch die Begrenzung der jährlichen Betriebsdauer kann das Klimaziel in der Stromversorgung auch erfüllt werden, alles was darüber hinausgeht erfordert Kraftwerksstilllegungen zusätzlich zu den altersbedingten Stilllegungen des Referenzszenarios. Bei Stilllegungen im geringen Umfang in Verbindung mit Begrenzung der jährlichen Betriebsdauer im Szenario *EFF_3_60_VBSB* wird zumindest das Klimaziel im Stromsektor gemäß Abbildung 6 sogar um 37 Millionen t CO₂ übererfüllt. Dabei ist zu beachten, dass, da das Instrument alle Kraftwerke ab dem 20. Betriebsjahr betrifft, in 2030 mehr Kraftwerke von der Begrenzung der jährlichen Betriebsdauer betroffen sind als noch 2020.

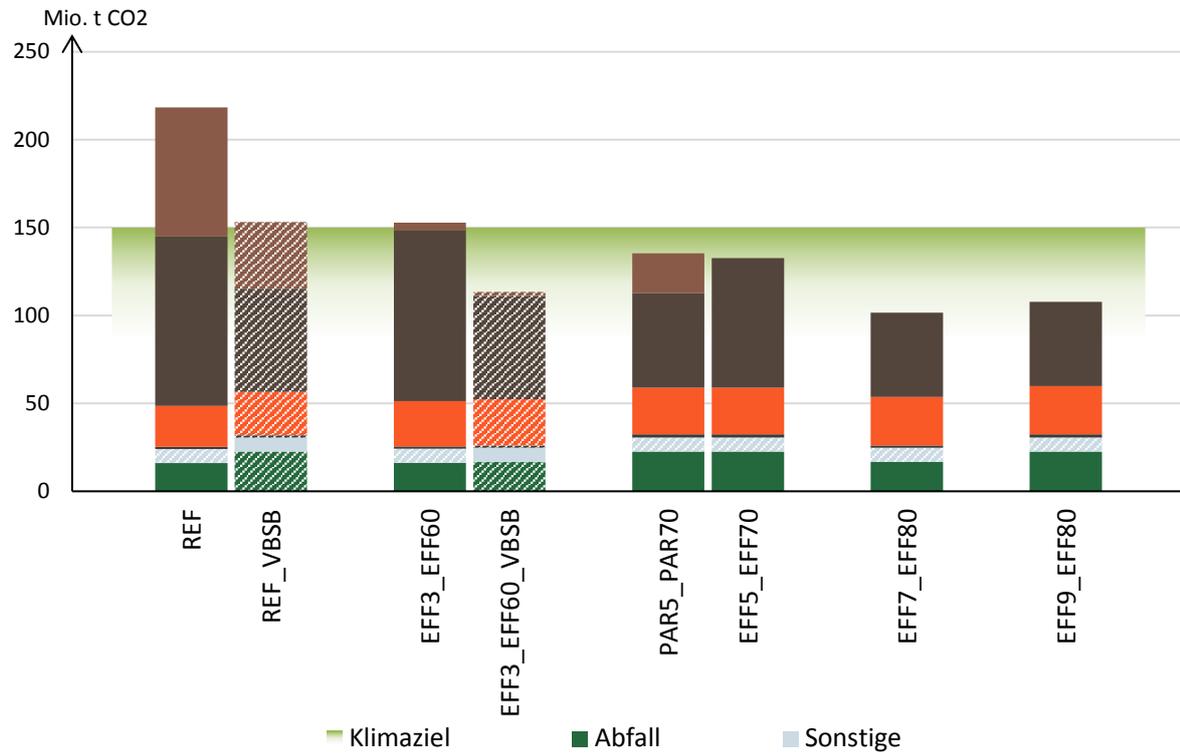


Abbildung 5: Emissionen in der Stromproduktion, 2030.

Quelle: Eigene Berechnungen.

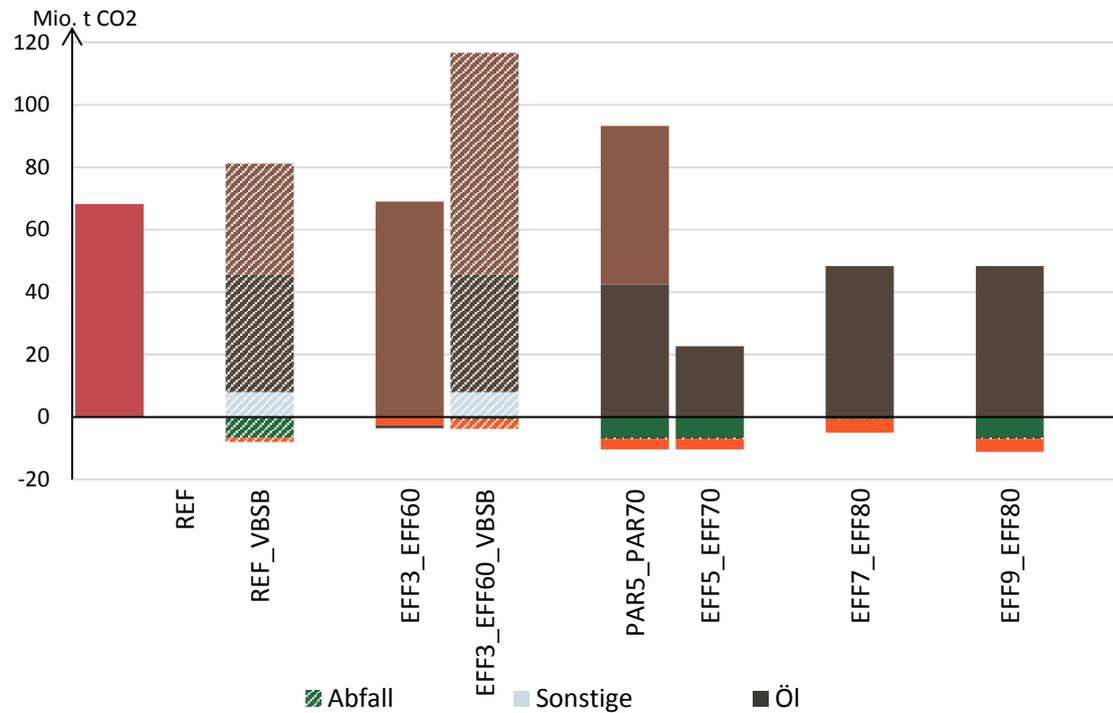


Abbildung 6: CO₂-Einsparung im Vergleich zum Referenzfall, 2030.

Quelle: Eigene Berechnungen.

2.2.3 Ergebnisse Erzeugung

Ein Blick auf die Bilanz der Stromerzeugung in den gerechneten Szenarien zeigt wie sich die diskutierten Instrumente im deutschen und europäischen Strommarkt auswirken, um gegebenenfalls auch unerwünschte Effekte, wie den Emissionsanstieg im Ausland durch Klimaanstrengungen in Deutschland, quantifizieren zu können.

In 2020 ist, wie in Abbildung 7 dargestellt, zu beobachten, dass durch die Begrenzung der Betriebsdauer oder komplette Stilllegung einzelner Kraftwerke erstens die übrigen Kraftwerke stärker ausgelastet und zweitens weniger Strom ins Ausland exportiert wird. Ersteres führt, bis auf Einzelfälle in Szenarien, in denen ausschließlich auf Braunkohlekraftwerke stillgelegt werden, zu einem geringen Anstieg der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken. Dies schlägt sich, wie in Abschnitt 2.2.2 zu sehen, auch in einem Anstieg der gasbedingten CO₂-Emissionen nieder, der allerdings sehr viel geringer ausfällt als der Rückgang der kohlebedingten CO₂-Emissionen.

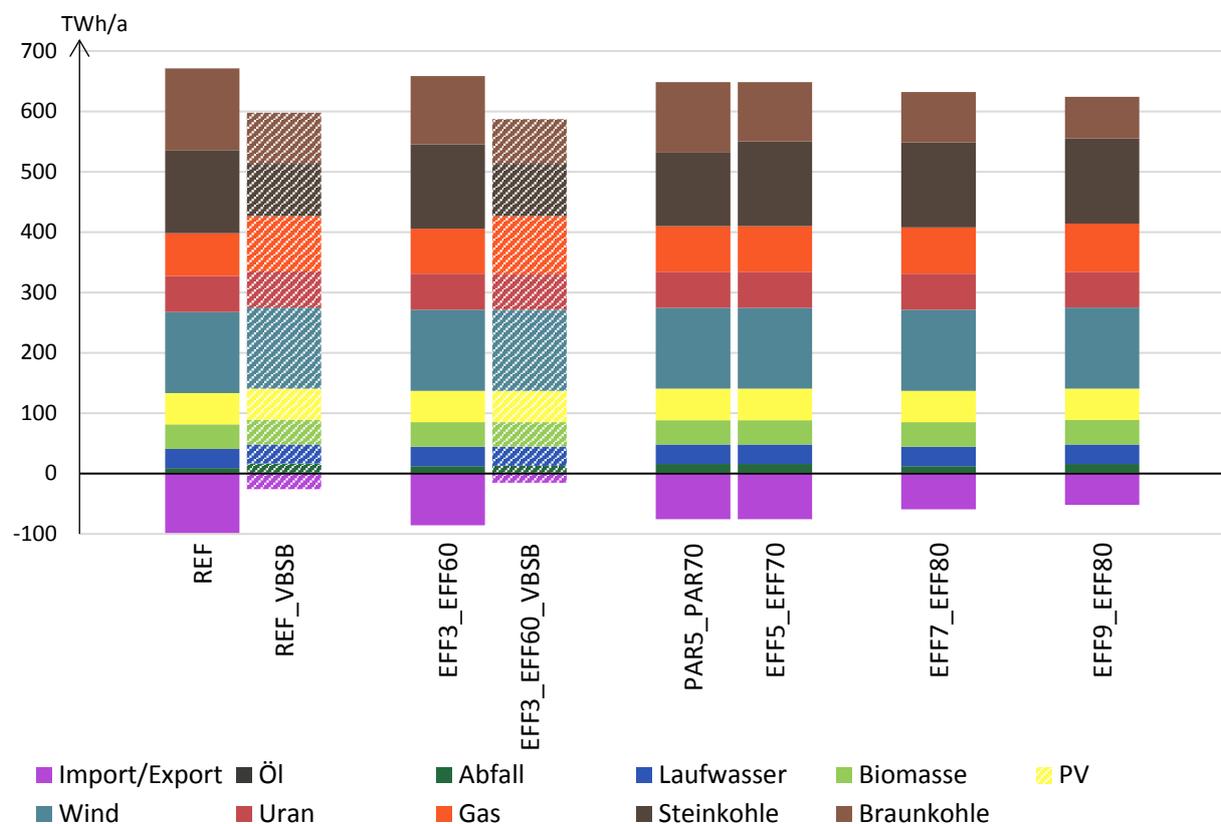


Abbildung 7: Stromerzeugung nach Technologien, 2020.

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Effekte für 2030 können in eine Verschiebung der Stromerzeugung innerhalb Deutschlands und Veränderung der Handelsbilanz unterteilt werden (Abbildung 8). Da die Stromerzeugung im Vergleich in allen Szenarien allerdings sehr viel deutlicher abnimmt als in 2020, ist auch der Effekt auf die Handelsbilanz größer, sodass Deutschland in einigen Szenarien einen im Vergleich zum Status Quo leichten Importüberschuss aufweist.

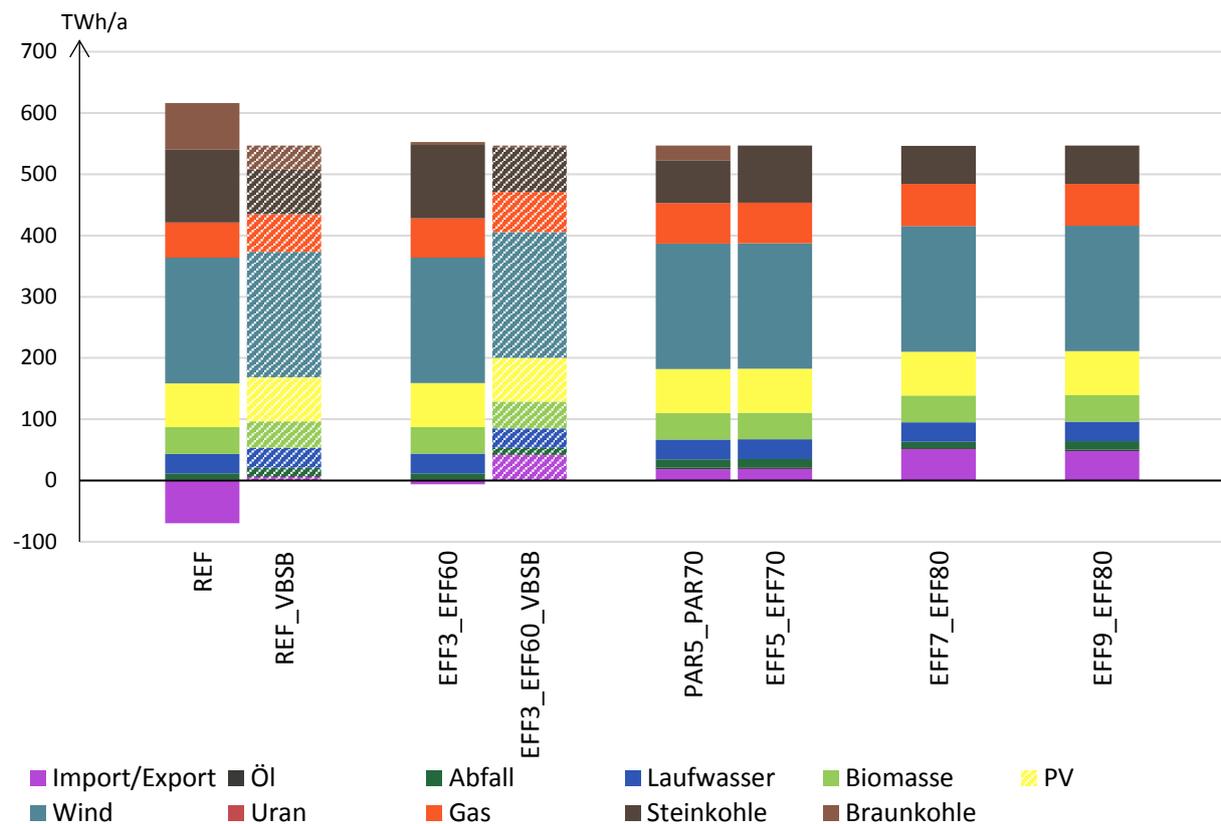


Abbildung 8: Stromerzeugung nach Technologien, 2030.

Quelle: Eigene Berechnungen.

2.3 Versorgungssicherheit

Das deutsche Stromsystem kann innerhalb der gerechneten Modellrechnungen in allen Kohleausstiegsszenarien versorgungssicher betrieben werden. Darüber hinaus wird durch den Kohleausstieg in Deutschland die CO₂-Intensität europaweit reduziert und es kommt nicht zu einer bloßen Verlagerung von Kohleverstromung ins Ausland (fälschlicherweise in der Litera-

tur manchmal als „carbon leakage“ bezeichnet). Dies wird im Folgenden anhand der dynELMOD-Rechnungen als auch einer vergleichenden Leistungsbilanzanalyse gezeigt.¹⁰ Studien bzw. öffentliche Äußerungen von Politik und Energieversorgern, welche aus dem Kohleausstieg Probleme mit der Versorgungssicherheit ableiten, vernachlässigen i.d.R. die grenzüberschreitende Einbindung des deutschen Stromsystems mit den Nachbarländern bzw. den europäischen Stromverbund und die erheblichen Möglichkeiten des Stromaustauschs. Diese gehören jedoch zu den konstituierenden Voraussetzungen des deutschen Stromsystems und müssen daher auch bei der Beachtung der Versorgungssicherheit berücksichtigt werden.

2.3.1 Nachfrage in Extremsituationen gedeckt

Trotz des erheblichen Rückbaus von Kohlekraftwerken weisen die Modellergebnisse nicht auf eine erhebliche Gefährdung der Versorgungssicherheit durch einen beschleunigten Kohleausstieg hin. Dies wird im Folgenden anhand zweiter Extremsituationen dargestellt, einer sehr hohen Last bzw. einer Residuallastspitze (Abbildung 9):

- Die Spitzenlast von knapp 90 GW in einer Novemberwoche mit wenig Photovoltaik kann durch eine Kombination aus konventioneller und erneuerbarer Erzeugung, Speichern sowie einem Anteil von Importen (hier: ca. 5 GW) gedeckt werden;
- auch im Fall einer hohen Residuallast¹¹, z.B. im März, ist die Versorgungssicherheit durch verfügbare thermische Kraftwerke, Speicher sowie aus dem europäischen Strommarkt importierte Mengen gesichert.¹²

¹⁰ Im Anhang zu dieser Studie erfolgt eine ausführliche Darstellung technischer und ökonomischer Aspekte der Versorgungssicherheit.

¹¹ Als Residuallast bezeichnet man die abzudeckende Nachfrage abzüglich der Erzeugung nicht-steuerbarer Erneuerbarer, vor allem Photovoltaik und Wind; folglich leisten diese Technologien auch praktisch keinen Beitrag zur Abdeckung der Residuallastspitze rechts darstellt.

¹² Im Rahmen des Modells kann, wie in Abschnitt 2.2.1 beschrieben, um Investitionsentscheidungen im Zeithorizont bis 2050 berechnen zu können, nicht jede denkbare Wettersituation berücksichtigt werden. Auch wenn der Algorithmus, der die zu betrachtenden Situationen auswählt, stets auch Spitzenlast und den Zeitraum der geringsten Erzeugung aus Erneuerbaren berücksichtigt, ist es möglich, dass in anderen nicht abgebildeten Extremsituation zur Deckung der Nachfrage weitere Maßnahmen erforderlich wären. Beispiele hierfür waren ein verstärkter Ausbau von Stromspeichern, eine strategische Kraftwerksreserve oder zusätzliches Demand Side Management.

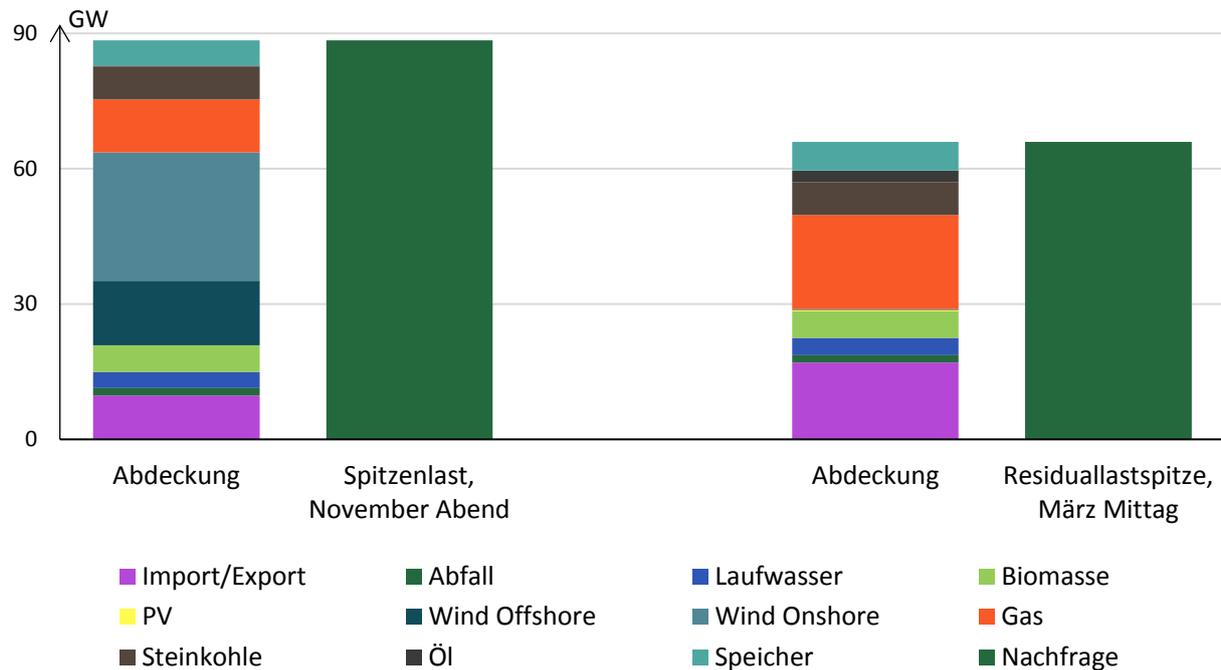


Abbildung 9: Lastabdeckung in extremen Versorgungssituationen, Deutschland 2030.

Quelle: Eigene Berechnungen, Szenario EFF7_EFF80.

2.3.2 Stromproduktion in Deutschland und im europäischen Ausland

Rückgang der CO₂-Emissionen

Die Befürchtung, dass sich durch einen deutschen Kohleausstieg die Stromerzeugung auf andere Technologien in den Nachbarländern, wie französische Atomkraft oder polnische Braunkohle verlagert, ist unbegründet. Im Gegenteil: Der Kohleausstieg treibt auch die Dekarbonisierung in Europa voran.¹³

Zurzeit wird ein Teil des deutschen Kohlestroms ins Ausland exportiert. Diese Importe sind für Abnehmerländer nur dann wirtschaftlich, wenn der importierte Strom nicht günstiger im eigenen Land erzeugt werden kann. Daher konkurriert dieser Strom nicht mit Atom- oder Braunkohlekraftwerken, sondern ersetzt vor allem emissionsärmere Gaskraftwerke in den Abnehmerländern. Bei einem Rückgang der deutschen Kohlestromerzeugung ist im europäischen Ausland also lediglich mit zusätzlicher Erzeugung von Gaskraftwerken, aber nicht von aktuell

¹³ Dieser Abschnitt beruht zum Teil auf Göke et al. (2018).

ohne bereits ausgelasteten Atom- oder Braunkohlekraftwerken, zu rechnen. Darüber hinaus entstehen zusätzliche Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien, weil die Möglichkeit des kostengünstigen Imports deutschen Kohlestroms entfällt.

Die Modellergebnisse spiegeln diese Marktmechanismen wieder. Es wird deutlich, dass auch ein beschleunigter Kohleausstieg in Deutschland im Jahr 2030 beispielsweise nicht zu einer stärkeren Nutzung von Atomkraft in Frankreich und Kohle in Polen führt. Stattdessen werden vermehrt Gaskraftwerke eingesetzt und der Ausbau von erneuerbaren Energien sowie nachfrageseitiger Flexibilität und Speichern forciert.

In Abbildung 10 ist dargestellt, wie sich die Emissionen im gesamten europäischen Strommarkt in Folge der verschiedenen Pfade verändern. Es wird deutlich, dass sich die rückläufige Erzeugung aus Kohlekraftwerken auch im Ausland vor allem auf emissionsärmere Gaskraftwerke verschiebt, wodurch sich auch bei einer gesamteuropäischen Betrachtung der CO₂-Ausstoß durch den Kohleausstieg deutlich reduziert. Selbst im ambitioniertesten Ausstiegsszenario *eff9_eff80* stehen dem Rückgang der Kohleemissionen von 120 Millionen t CO₂ lediglich ein Anstieg aus anderen Technologien in Höhe von 30 Millionen t CO₂ gegenüber. Neben der Verlagerung von Erzeugung auf ausländische Gaskraftwerke, kommt es in diesem Fall auch zu einem leichten Anstieg der Kohleverstromung im Ausland, insbesondere in den Niederlanden und Schweden. Sollten diese Länder ihren angekündigten Kohleausstieg bis 2030¹⁴, der im Rahmen der Modellrechnungen auf Grund der politischen Unsicherheit noch nicht berücksichtigt wurde, umsetzen, wären vermutlich auch die positiven Effekte des deutschen Kohleausstiegs auf europäischer Ebene größer.

¹⁴ Deutsch Welle (2017): COP23: Bewegung für weltweiten Kohleausstieg. (<https://www.dw.com/de/cop23-bewegung-f%C3%BCr-weltweiten-kohleausstieg-uba-klima-kostenvorteil/a-41412769>).

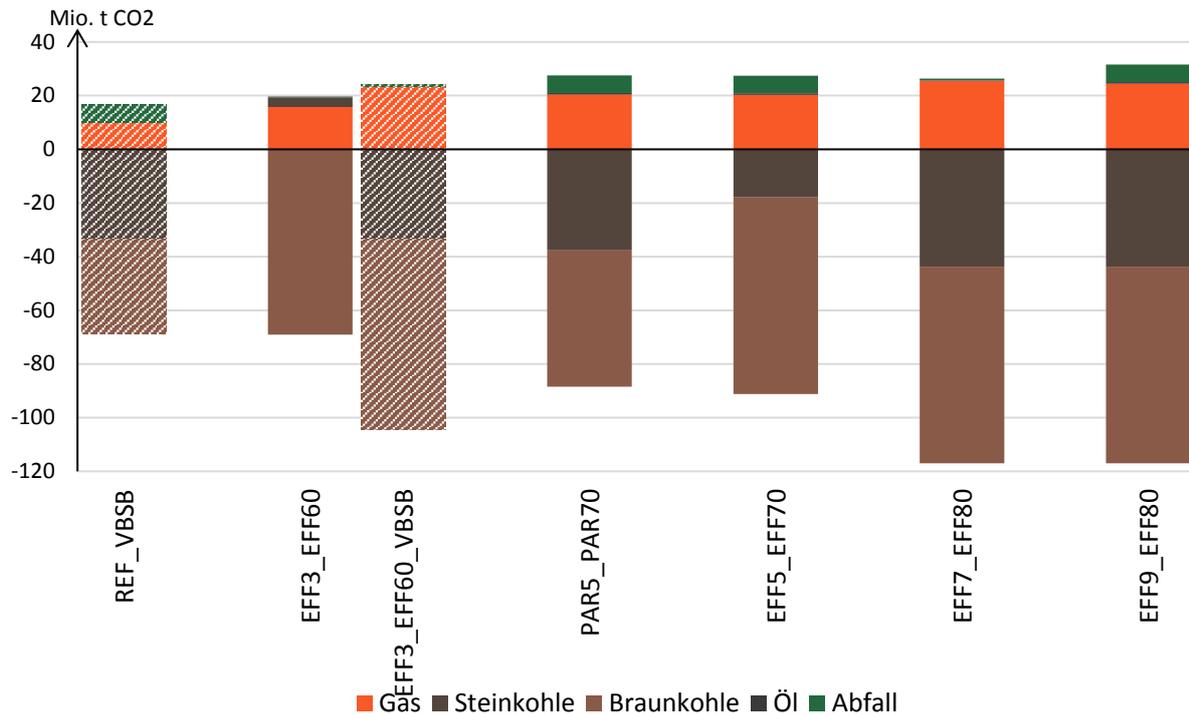


Abbildung 10: Veränderung der europäischen Emissionen im Vergleich zur Referenz, 2030.

Quelle: Eigene Berechnungen.

Abschaltung der Atomkraftwerke in Belgien

Der Kohleausstieg in Deutschland, insbesondere in NRW, wird oftmals im Zusammenhang mit der Abschaltung der beiden alten und unfallgefährdeten Atomkraftwerke in Belgien (Doel und Tihange) gebracht. Dabei wird von der Landesregierung NRW gerne argumentiert, die Kohlekraftwerke in NRW wären auch mittelfristig für die Stromversorgung in Belgien nach Abschaltung der beiden Atomkraftwerke noch notwendig.¹⁵

Die Modellergebnisse liefern hierdrauf keinerlei Hinweise: Auch im Falle eines beschleunigten deutschen Kohleausstiegs kann die Spitzenlast nach wie vor zu einem Großteil durch inländische Kraftwerke sowie durch Stromhandel abgedeckt werden (Abbildung 11). Das auf Grund der geographischen Lage Belgiens vergleichsweise große Importpotential wird im Modell zu diesem Zeitpunkt nur zu einem geringen Teil ausgeschöpft.¹⁶

¹⁵ WDR: Laschet: Kohle-Strom aus NRW statt Tihange. <https://www1.wdr.de/nachrichten/landespolitik/laschet-tihange-100.html> (abgerufen am 12.09.2018).

¹⁶ Das ausgewiesene Importpotential zum jeweiligen Zeitpunkt wird durch das Modell auf Grundlage der freien Erzeugungskapazitäten in den Nachbarländern und der Netzsituation berechnet.

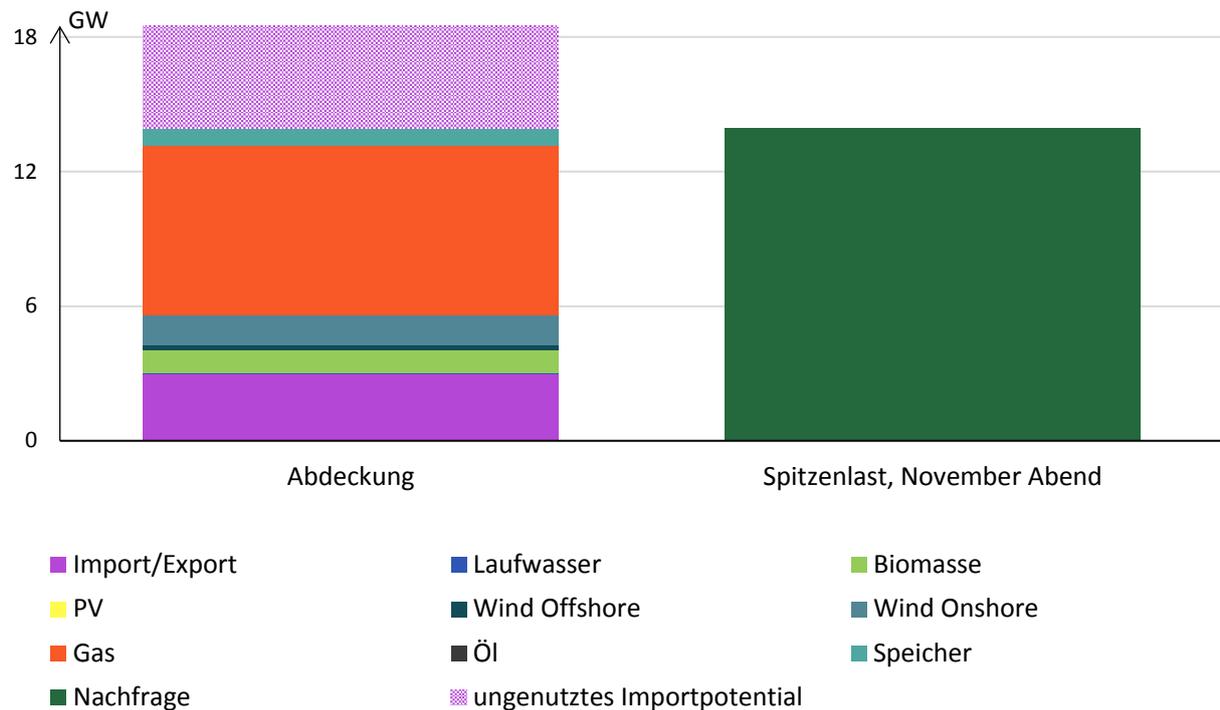


Abbildung 11: Lastabdeckung zur Spitzenlast, Belgien 2030.

Quelle: Eigene Berechnungen, Szenario EFF7_EFF80.

2.3.3 Nationale Leistungsbilanzen 2020 und 2023

Methodik der Leistungsbilanz und Kritik an dem Leistungsbilanzansatz

Das Konstrukt einer „nationalen Leistungsbilanz“ kann ebenfalls Anhaltspunkte zum Thema Versorgungssicherheit geben, wenn es auch aufgrund methodischer Schwächen im deutschen Stromsystem nicht mehr als konkretes Steuerungsinstrument verwendet wird. Der deterministische Ansatz einer Leistungsbilanz stellt der in einer Extremwettersituation zu erwartenden Spitzenlast, wie sie etwa während eines kalten Winterabends auftritt, die sogenannte verbleibende Erzeugungsleistung gegenüber. Dafür wird der installierten Erzeugungsleistung – die *Netto-Engpasskapazität* – die nicht verfügbare Leistung abgezogen, wie in Abbildung 12 dargestellt.

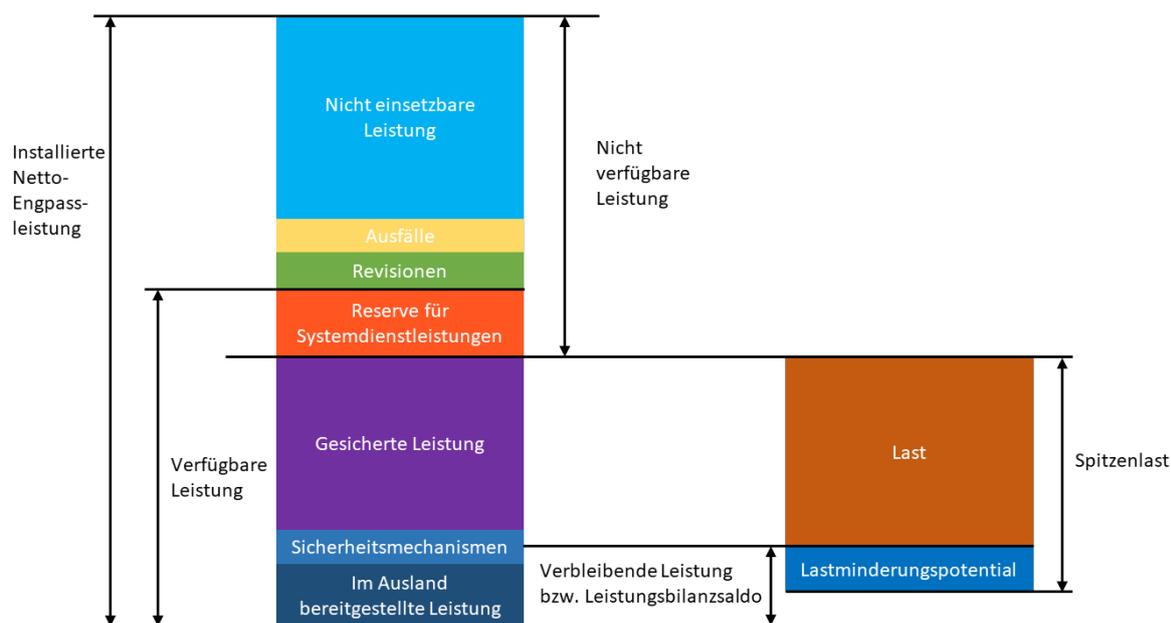


Abbildung 12: Systematik der Leistungsbilanzen.

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an 50Hertz Transmission et al. (2017).

Die genaue Ermittlung der Parameter der Leistungsbilanz erfolgt auf der Basis subjektiver Einschätzungen technischer, ökonomischer und politischer Faktoren, und ist demzufolge umstritten. Dies bezieht sich sowohl auf die Berücksichtigung nicht permanent verfügbarer Kapazitäten wie Atomkraft, Wind- und Sonnenenergie, das von der Spitzenlast in Extremfällen abziehbarer verfügbare Lastminderungspotenzial („Demand Side Management“) sowie den Beitrag von ausländischer Leistung. Darüber hinaus baut der Ansatz auf deterministischen Ansätzen auf und vernachlässigt somit probabilistische Einflussgrößen. Diese und weitere Kritikpunkte sowie weitere Aspekte wie das Monitoring der Versorgungssicherheit und die Bedeutung von Systemdienstleistungen sind im Anhang („Ausführungen zur Versorgungssicherheit“) ausführlich dargestellt. Aufgrund methodischer Schwächen sowie der Vernachlässigung der europäischen Anbindung wurde die Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber zur Erstellung einer Leistungsbilanz mit dem Strommarktgesetz 2016 aufgehoben; informationshalber beauftragt nunmehr das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einen Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit (BMWi 2016).

Schätzungen der Leistungsbilanz für 2020 und 2023

Aufgrund der großen Detailtiefe sowie unterschiedlicher Ansätze bei der Erstellung von Leistungsbilanzen liefert ein Vergleich vorhandener Forschungsergebnisse dennoch interessante Hinweise für die Diskussion. Dafür werden im Folgenden eigene Ansätze zur Erstellung einer

Leistungsbilanz für 2020 sowie 2023 vorgestellt und im Anschluss daran mit anderen Ansätzen verglichen. Dabei stehen angesichts der methodischen Diskussion weniger die absoluten Zahlen als vielmehr die Herangehensweise im Mittelpunkt.

Tabelle 2 stellt exemplarisch die Ergebnisse der drei Szenarien *REF*, *EFF3_EFF60* und *EFF7_EFF80*¹⁷ in Form einer nationalen Leistungsbilanz¹⁸ für das Jahr 2020 dar, allerdings mit einer leicht abgewandelten Methodik, um der Modelllogik gerecht zu werden: Zunächst wird die installierte Erzeugungskapazität aufgelistet, die dem Stromsystem tatsächlich zur Verfügung steht und daher auch im Modell abgebildet ist. Dabei sind die Kapazitäten so angepasst, dass Anlagen in Betrieb, die eine kritische Größe nicht überschreiten und daher in einschlägigen Kraftwerksdatenbanken nur eingeschränkt erfasst werden, ebenfalls berücksichtigt sind.¹⁹ Kraftwerke, die dem System nicht mehr zur Verfügung stehen, weil sie beispielsweise in Sicherheitsmechanismen überführt sind, sind im Modell nicht repräsentiert. In der Leistungsbilanz sind sie demnach gesondert ausgewiesen, wobei davon ausgegangen wird, dass die gegenwärtige Regulierung im Energiewirtschaftsgesetz und Dimensionierung der Sicherheitsmechanismen durch die Bundesnetzagentur im Jahr 2020 weiterhin Bestand hat. Das betrifft sowohl die bereits installierten Sicherheitsmechanismen, sprich Netzreserve (§ 13 d EnWG) und Sicherheitsbereitschaft (§ 13 g EnWG), als auch die bis zum Jahr 2020 zu installierenden besonderen netztechnischen Betriebsmittel bzw. Netzstabilitätsanlagen (§ 11 Absatz 3 EnWG) und die Kapazitätsreserve.²⁰ Die Europäische Kommission sieht vor, dass Kraftwerke, die in der Kapazitätsreserve vorgehalten werden, ebenfalls für die Netzreserve genutzt werden sollen, sofern sie sich aufgrund ihres Standortes als netzdienlich dafür qualifizieren. Um diesem Überschneidungsrisiko Rechnung zu tragen, fließt die Kapazitätsreserve anstelle mit 2 GW mit lediglich 1 GW in die Bilanzierung ein. Derzeit vorläufig stillgelegte Kraftwerke ohne Systemrelevanz werden als reaktivierbare Kaltreserve erfasst. Während die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sehr konservative Werte für den Leistungskredit der Windenergie und

¹⁷ Das Szenario *EFF3_EFF60* spiegelt den *mittleren Ausstiegspfad* und *EFF7_EFF80* den *schnellen Ausstiegspfad* aus Göke et al. (2018) wieder. Im Sinne der Vergleichbarkeit sind die Bezeichnungen der Szenarien in den Tabellen Tabelle 2, Tabelle 3 und Tabelle 4 entsprechend umbenannt.

¹⁸ Annahmen zum Reservebedarf an Systemdienstleistungen, Ausfällen, Revisionen sowie der Spitzenlast sind weitgehend denen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber nachempfunden (50Hertz Transmission, Amprion und Tennet 2017).

¹⁹ Vgl. aktuelle Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (online verfügbar unter www.bundesnetzagentur.de).

²⁰ Der Gesetzesentwurf befindet sich gerade in der Fachabstimmung (BMWi 2018a).

biogener Brennstoffe (Nichtverfügbarkeitsrate von 99% für Wind und 35% für biogene Brennstoffe) ansetzen,²¹ wird im Einklang mit anderen aktuellen Untersuchungen zu diesem Thema (Peter und Litz 2017) in der hier dargestellten Leistungsbilanz den Erneuerbaren Energien ein höherer Beitrag zur Versorgungssicherheit zugemessen: 5% für Wind und 80% für biogene Brennstoffe.

Neben der angebotsseitigen Betrachtung zeigt sich, dass eine Steigerung des Lastreduktionspotentials von derzeit 1,5 GW (vgl. AbLaV § 8) auf 2 GW bis zum Jahr 2020 systemdienlich und kostenoptimal in den betrachteten Szenarien ist. Zudem sind europäische Ausgleichseffekte in Höhe von 4 GW berücksichtigt. Damit wird die europäische Anbindung des deutschen Stromversorgungssystems erfasst, welche ermöglicht, dass in Extremwettersituationen mit geringer inländischer Erzeugung aus Erneuerbaren ebenfalls ausländische Kraftwerke zur Deckung der deutschen Stromnachfrage beitragen können.

Insgesamt lässt sich für das Jahr 2020 feststellen, dass unter den getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Lastspitze und des Kraftwerkparks selbst im Falle eines ambitionierten Kohleausstiegs keine Deckungslücke absehbar ist. Im Gegenteil, da bis 2020 weitere konventionelle Erzeugungseinheiten altersbedingt vom Netz gehen werden, ist der positive Leistungsbilanzsaldo ein Indikator dafür, dass auf dem deutschen und europäischen Strommarkt derzeit Überkapazitäten bestehen und diese bis 2020 teilweise aus dem Markt ausscheiden.

²¹ Vgl. 50Hertz Transmission et al. (2017).

Tabelle 2: Schätzungen für Leistungsbilanzen für das Jahr 2020 für drei ausgewählte Szenarien.

Installierte Erzeugungskapazität nach Primärenergieträgern		Referenz	mittel	schnell
Atomenergie		8,1	8,1	8,1
Fossile Brennstoffe		69,3	66,3	62,3
	davon Braunkohle	18,2	15,2	11,2
	davon Steinkohle	19,1	19,1	19,1
	davon Gas	26,7	26,7	26,7
	davon Öl	3,3	3,3	3,3
	davon nicht-biogener Abfall	2,0	2,0	2,0
EE (ohne Wasser)		124,3	124,3	124,3
	davon Wind	67,3	67,3	67,3
	davon PV	48,9	48,9	48,9
	davon Biomasse/Biogas	8,2	8,2	8,2
Wasser		13,1	13,1	13,1
	davon Laufwasser	7,1	7,1	7,1
	davon Speicher und PSKW	6,0	6,0	6,0
Netto-Engpassleistung [GW]		214,9	211,9	207,9
Revisionen		3,2	3,2	3,2
Nicht einsetzbare Leistung		121,0	121,0	121,0
	Rate der nicht einsetzbaren Leistung			
	davon Atomenergie	0%		
	davon Braunkohle	0%		
	davon Steinkohle	0%		
	davon Gas	0%		
	davon Öl	0%		
	davon nicht-biogener Abfall	0%		
	davon Wind	95%	63,9	63,9
	davon PV	100%	48,9	48,9
	davon Biomasse/Biogas	20%	1,6	1,6
	davon Laufwasser	75%	5,4	5,4
	davon Speicher und Pumpspeicher	20%	1,2	1,2
Ausfälle inkl. Reservekraftwerke, Sicherheitsmechanismen		6,8	6,8	6,8
Verfügbare Leistung exkl. Reservekraftwerke, Sicherheitsmechanismen		83,9	80,9	76,9
Reserve für Systemdienstleistungen		3,6	3,6	3,6
Gesicherte Leistung exkl. Sicherheitsmechanismen		80,3	77,3	73,3
	Spitzenlast zum Betrachtungszeitpunkt	82,6	82,6	82,6
	Lastminderungspotential (DSM)	2	2	2
Spitzenlast reduziert um Minderungspotentiale		80,6	80,6	80,6
Verbleibende Leistung exkl. Sicherheitsmechanismen		-0,3	-3,3	-7,3
Sicherheitsmechanismen		11,5	11,5	11,5
	davon Netzreservekraftwerke in Deutschland	6,6	6,6	6,6
	davon Netzstabilitätsanlagen	1,2	1,2	1,2
	davon Kapazitätsreserve	1,0	1,0	1,0
	davon Sicherheitsbereitschaft (bis 2023)	2,7	2,7	2,7
Kaltreserve		2,7	2,7	2,7
Im Ausland kontrahierte Reserveleistung		0,0	0,0	0,0
Europäische Ausgleichseffekte		4,0	4,0	4,0
Verbleibende Leistung inkl. Reserveleistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland		17,9	14,9	10,9

Quelle: Eigene Berechnungen.

Bis zum Jahr 2022 werden sämtliche Atomkraftwerke in Deutschland abgeschaltet, wodurch inländische Erzeugungsleistung vom Netz geht. Die Auswirkungen auf den deutschen Leistungsbilanzsaldo im Jahr 2023 sind in Tabelle 3 für drei ausgewählte Szenarien¹⁷ dargestellt. Neben dem voranschreitenden Ausbau der Erneuerbaren Energien im Einklang mit den Zielen der Erneuerbaren-Energien-Gesetz sind im Vergleich zum Jahr 2020 zusätzlich Reservekraftwerke im Ausland in Höhe von 2 GW berücksichtigt, welche gegenwärtig durch den günstigen Stromexport aus Deutschland aus dem Markt gedrängt wurden (Peter und Litz 2017). Zudem wird eine Anhebung des Lastminderungspotentials auf 4 GW geschätzt.

Im Jahr 2023 zeigt sich ein ähnliches Bild zu der Situation 2020: In den dargestellten Szenarien ergibt sich ein positiver Leistungsbilanzsaldo, selbst im Falle eines ambitionierten Kohleausstiegs. Legt man das Instrument der Leistungsbilanz zugrunde, sind also auch dem Abschalten des letzten Atomkraftwerks keine Versorgungsengpässe absehbar.

Tabelle 3: Schätzungen für Leistungsbilanzen für das Jahr 2023 für drei ausgewählte Szenarien.

Installierte Erzeugungskapazität nach Primärenergieträgern		Referenz	mittel	schnell
Atomenergie		0,0	0,0	0,0
Fossile Brennstoffe		69,3	66,3	62,3
	davon Braunkohle	18,2	15,2	11,2
	davon Steinkohle	19,1	19,1	19,1
	davon Gas	26,7	26,7	26,7
	davon Öl	3,3	3,3	3,3
	davon nicht-biogener Abfall	2,0	2,0	2,0
EE (ohne Wasser)		143,7	143,7	143,7
	davon Wind	78,5	78,5	78,5
	davon PV	56,4	56,4	56,4
	davon Biomasse/Biogas	8,8	8,8	8,8
Wasser		13,1	13,1	13,1
	davon Laufwasser	7,1	7,1	7,1
	davon Speicher und PSKW	6,0	6,0	6,0
Netto-Engpassleistung [GW]		226,1	223,1	219,1
Revisionen		3,2	3,2	3,2
Nicht einsetzbare Leistung		139,3	139,3	139,3
	davon Atomenergie	0%		
	davon Braunkohle	0%		
	davon Steinkohle	0%		
	davon Gas	0%		
	davon Öl	0%		
	davon nicht-biogener Abfall	0%		
	davon Wind	95%	74,6	74,6
	davon PV	100%	56,4	56,4
	davon Biomasse/Biogas	20%	1,8	1,8
	davon Laufwasser	75%	5,4	5,4
	davon Speicher und Pumpspeicher	20%	1,2	1,2
Ausfälle inkl. Reservekraftwerke, Sicherheitsmechanismen		6,8	6,8	6,8
Verfügbare Leistung exkl. Reservekraftwerke, Sicherheitsmechanismen		76,8	73,9	69,9
Reserve für Systemdienstleistungen		3,6	3,6	3,6
Gesicherte Leistung exkl. Sicherheitsmechanismen		73,2	70,3	66,3
	Spitzenlast zum Betrachtungszeitpunkt	82,6	82,6	82,6
	Lastminderungspotential (DSM)	4	4	4
Spitzenlast reduziert um Minderungspotentiale		78,6	78,6	78,6
Verbleibende Leistung exkl. Sicherheitsmechanismen		-5,4	-8,3	-12,3
Sicherheitsmechanismen		9,6	9,6	9,6
	davon Netzreservekraftwerke in Deutschland	6,6	6,6	6,6
	davon Netzstabilitätsanlagen	1,2	1,2	1,2
	davon Kapazitätsreserve	1,0	1,0	1,0
	davon Sicherheitsbereitschaft (bis 2023)	0,8	0,8	0,8
Kaltreserve		2,7	2,7	2,7
Im Ausland kontrahierte Reserveleistung		2,0	2,0	2,0
Europäische Ausgleichseffekte		4,0	4,0	4,0
Verbleibende Leistung inkl. Reserveleistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland		12,9	9,9	5,9

Quelle: Eigene Berechnungen.

Exemplarische Vergleiche von Leistungsbilanzen unterschiedlicher Studien

Die Fortschreibung nationaler Leistungsbilanzen für das Jahr 2030 ist aufgrund der beschriebenen methodischen Probleme sowie der Unsicherheit bzgl. der energiewirtschaftlichen und –politischen Rahmenbedingungen nicht sinnvoll (s. Anhang). Daher wird im Folgenden anhand vorliegender Leistungsbilanzen für die Jahre 2020 und 2023 ein exemplarischer Vergleich des Instruments vorgenommen. Dabei werden zum einen methodische Unterschiede bei der Bewertung bestimmter Positionen der Leistungsbilanz deutlich; zum anderen wird aber auch klar, dass bei einem politisch adäquat flankierten Kohleausstieg keine Probleme mit der Versorgungssicherheit zu erwarten sind.

Tabelle 4 zeigt unterschiedliche Leistungsbilanzen für 2017 sowie eine Abschätzung der Leistungsbilanzen für die Jahre 2020 und 2023, d.h. das Jahr nach der Abschaltung des letzten Atomkraftwerks in Deutschland. Dabei wird vereinfachend aus den oben entwickelten Szenarien¹⁷ des Kohleausstiegs in Deutschland eines mit mittelschnellen (*EFF3_EFF60*) und eines mit schnellem Ausstieg (*EFF7_EFF80*) berücksichtigt. Die technischen Parameter sind identisch mit der oben dargestellten Leistungsbilanz für 2020. Es ergibt sich in beiden Szenarien ein erheblicher Überschuss, welcher vor allem auf die umfänglichen Überkapazitäten zurückzuführen ist, welche heute im System herrschen. Auch die Abschaltung der verbleibenden Atomkraftwerke sowie einiger Kohlekraftwerke können vom System gut verkraftet werden.

Tabelle 4: Vergleich unterschiedlicher Ansätze der Leistungsbilanz 2017, 2020 und 2023.

Vergleich verschiedener Leistungsbilanzen	2017	2020				2023			
	ÜNB	Agora	BUND	mittel	schnell	Agora	BUND	mittel	schnell
Geischerte Leistung	78,6	76,6	79,0	77,3	73,3	74,5	77,0	70,3	66,3
Systemdienstleistungen, Kraftwerksausfälle und Revisionen	13,2	15,4	11,3	13,6	13,6	9,7	10,3	13,6	13,6
Nationale Reserven	7,1	11,3	17,2	14,2	14,2	11,7	16,9	12,3	12,3
Europäische Reserven und Ausgleichseffekte	5,4	5,7	5,2	4,0	4,0	5,7	5,2	6,0	6,0
Jahreshöchstlast	82,6	81,8	82,6	82,6	82,6	81,8	82,6	82,6	82,6
Verfügbare Lastreduktion	1,0	2,5	1,5	2,0	2,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Verbleibene Leistung	8,9	5,6	9,0	14,9	10,9	4,2	10,2	9,9	5,9

Quellen: BUND (2018), Peter und Litz (2017) und eigene Berechnungen.

Die aktuelle Leistungsbilanz der deutschen Übertragungsnetzbetreiber sieht einen positiven Leistungsbilanzsaldo bis zum Jahr 2019 vor, im Jahr 2020 ist die Leistungsbilanz indes ausgeglichen (50Hertz Transmission, Amprion und Tennet 2017). Allerdings weist die Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber grundsätzliche Schwächen auf, welche die Aussagekraft der Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber deutlich einschränkt.²²

Die hier dargestellte Sichtweise deckt sich mit den Leistungsbilanzen anderer Organisationen in der Grundaussage, auch wenn konzeptionelle Ansätze und technische Annahmen leicht auseinandergehen (Tabelle 4):

- Die Berechnungen der Agora Energiewende (Peter und Litz 2017) legen nahe, dass Deutschland kurzfristig die ältesten 20 Braunkohlekraftwerke stilllegen kann, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Auch im Jahr 2023 verliere dabei, unter Berücksichtigung unterschiedlicher Sicherheits- und europäischer Ausgleichseffekte, ein Leistungsbilanzüberschuss von 4,2 GW;
- Rechnungen des Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND (2018)) weisen ebenfalls für 2020 und für 2023 Leistungsbilanzüberschüsse auf (Tabelle 4): Aufgrund etwas optimistischerer Schätzungen liegt dieser 2020 bei 9 GW und steigen bis 2023, insb. aufgrund der Annahme hoher verfügbarer Lastreduktion (4 GW) und der Einführung einer weiteren strategischen Reserve²³ noch auf 10,2 GW an.

²² So ist das Lastminderungspotential mit 1 GW angesetzt, während derzeit abschaltbare Lasten von insgesamt 1,5 GW durch die Übertragungsnetzbetreiber kontrahiert werden (§ 8 AbLaV). Zudem wurde die Kapazitätsreserve mit einem Umfang von 2 GW bei der Erstellung der Leistungsbilanz aufgrund einer Prüfung durch die Wettbewerbsaufsicht der Europäischen Union (EU) auf einen Verstoß gegen EU-Beihilferecht gänzlich vernachlässigt. Annahmen für die Rate der nicht einsetzbaren Leistung von erneuerbaren Energien, insbesondere für Windkraft biogene Brennstoffe sind sehr konservativ angesetzt, sodass den Erneuerbaren ein sehr geringer Beitrag zur Versorgungssicherheit zugemessen wird. Zu guter Letzt ist zu erwähnen, dass der derzeit in der Öffentlichkeit breit diskutierte beschleunigte Kohleausstieg zur Folge hätte, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern getroffenen Annahmen über die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks nicht mehr zutreffend sind.

²³ Neuhoff et al. (2014) diskutieren ausführlich verschiedener Reservemechanismen.

3 Kohleausstieg in NRW: Braun- und Steinkohle

3.1 NRW als Schlüsselland der Energiewende

Das Bundesland Nordrhein-Westfalen ist als traditionelles Energieland ein Schlüsselland der Energiewende. Trotz der anspruchsvollen Klimaschutzgesetzgebung bleibt die tatsächliche Umsetzung der Energiewende bisher hinter den Möglichkeiten zurück. Dieses bezieht sich sowohl auf das Festhalten an der Kohleverstromung als auch auf die Zurückhaltung beim Ausbau erneuerbarer Energien. Insbesondere verfolgt die Landesregierung gerade eine Initiative, welche mit strengen Abstandsregelungen für Windkraftanlagen das verfügbare Flächenpotential stark einschränken würde.^{24 25}

Dagegen zeigen energiewirtschaftliche Berechnungen, welche den Klimaschutzplan des Landes zugrunde legen, dass zur Erreichung der Klimaschutzziele in NRW der Stromsektor weitestgehend von fossilen auf erneuerbare Technologien umgestellt werden müsste.²⁶ Die Klimaschutzziele für 2050 - 80% Emissionsminderung gegenüber 1990²⁷ - werden nur bei einem hohen Ausbau der erneuerbaren Energien auf mindestens 80 Prozent der Stromerzeugung in 2050 erreicht.²⁸

Nach § 6 des Klimaschutzgesetzes wird der Klimaschutzplan alle fünf Jahre fortgeschrieben. Die Landesregierung müsste also 2019 eine Aktualisierung vorlegen. Derzeit ist jedoch unklar, ob diese Aktualisierung tatsächlich vorgenommen wird und wenn ja, wie die vorgesehenen Klimaschutzziele erreicht werden sollen. Im Folgenden werden daher Szenarien für einen Kohleausstieg in NRW diskutiert, welcher mit den oben entwickelten deutschlandweitern Szenarien kompatibel ist.

²⁴ Das Kabinett hat Änderungen des Landesentwicklungsplans (LEP) beschlossen, die unter anderem für Windräder - "soweit im Einklang mit Bundesrecht möglich" - einen Mindestabstand von 1.500 Metern von Wohngebieten vorsehen. Zudem wird die Pflicht zur Ausweisung von Windvorrangzonen aufgehoben und die Errichtung von Windenergieanlagen in Wäldern eingeschränkt. Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (2018): Kabinett billigt Änderungen am Landesentwicklungsplan. Düsseldorf. (<https://www.wirtschaft.nrw/pressemitteilung/kabinett-billigt-aenderungen-am-landesentwicklungsplan-ab-mai-koennen-buergerinnen>).

²⁵ Dieser Abschnitt wurde unter Mitarbeit von Isabell Braunger und Chris Hauenstein erstellt.

²⁶ Wuppertal-Institut (2014): Zusammenfassung der Szenarioberechnungen des Beteiligungsprozesses zum Klimaschutzplan NRW. Düsseldorf/Wuppertal; Gutachten im Auftrag des Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen.

²⁷ Ministerium des Innern des Landes Nordrhein-Westfalen (2013), a.a.O.

²⁸ Im Fall einer vollständigen Stromerzeugung aus Erneuerbaren kann auch das oberer Ziel des Klimaschutzgesetzes erreicht werden, d.h. eine 95-prozentige Reduktion der Treibhausgasemissionen.

3.2 Braunkohleausstieg in NRW

3.2.1 Rheinisches Braunkohlerevier

Im Folgenden werden, auf Basis der in Kapitel 3 modellierten energiewirtschaftlichen Szenarien, die direkten lokalen Auswirkungen betrachtet. Der Fokus erfolgt hierbei auf das größte aktive Tagebaurevier Deutschlands in NRW (s. Abbildung 13).²⁹ NRW ist zudem das einzige Bundesland in dem sowohl Braun- als auch Steinkohlekraftwerke noch für die Stromerzeugung genutzt werden. Da im verwendeten Modell dynElmod Deutschland als ein einzelner Knoten modelliert wird, erfolgt hierfür eine Aufteilung der vorher aufsummiert betrachteten Kapazitäten auf die Braunkohlereviere in Deutschland. Da der Aufteilungsschlüssel zwischen den Regionen eine politische Entscheidung ist bilden die im Folgenden dargestellten Berechnungen mögliche regionale Auflösungen der Szenarien für das rheinische Kohlerevier.³⁰

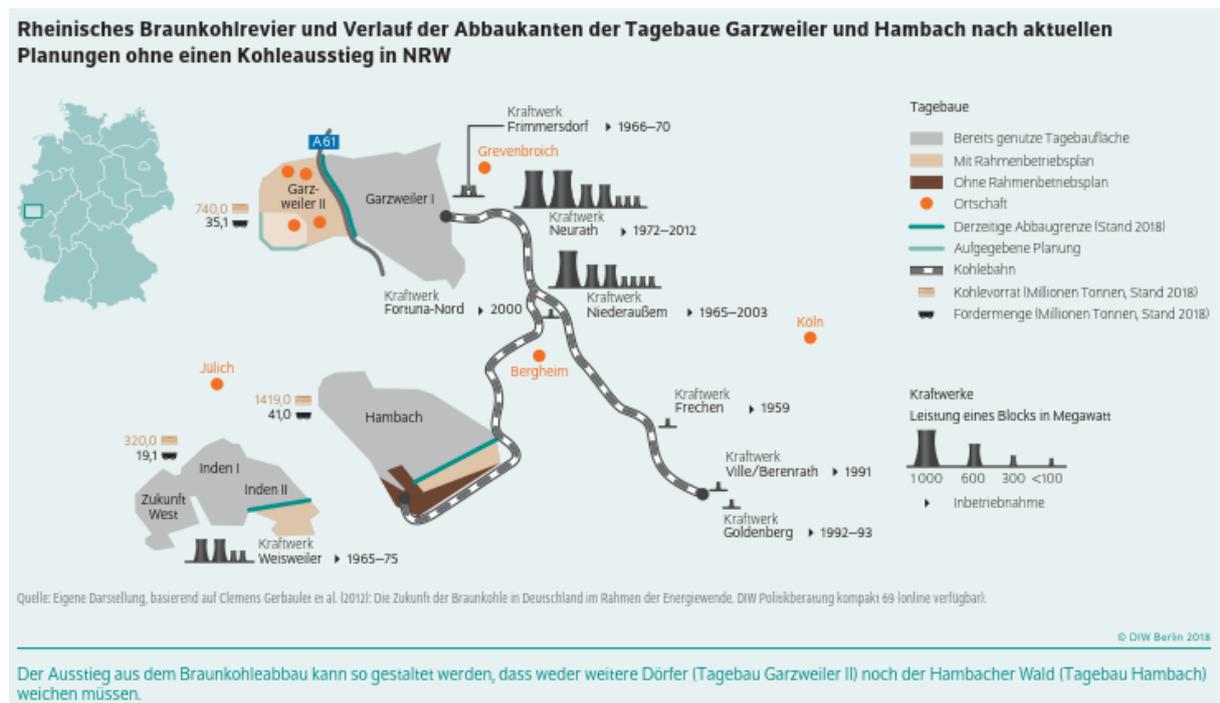


Abbildung 13: Rheinisches Braunkohlerevier.

Quelle: Eigene Darstellung nach Gerbaulet et al. (2012) und Öko-Institut (2017).

²⁹ Für eine genauere Analyse des Lausitzer Braunkohlereviere siehe Oei, et al. (2014) sowie DIW Berlin (2017).

³⁰ In Abhängigkeit des Kohlekonsums in diesem Revier müssten der Verbrauch im Lausitzer und Mitteldeutschen Revier entsprechend angepasst werden, ohne den in den Szenarien ermittelten Gesamtverbrauch zu überschreiten.

3.2.2 Mittlerer und schnellerer Braunkohleausstieg

Die Ausstiegspfade für Braunkohle werden nach zwei Kriterien auf Kraftwerke in den drei deutschen Braunkohlerevieren Lausitz, Mitteldeutschland und Rheinland verteilt. Erstens werden bevorzugt ältere und damit im Durchschnitt emissionsintensive Kraftwerke stillgelegt und zweitens werden Stilllegungen nach Möglichkeit gleichmäßig unter den Revieren verteilt. Aus den deutschlandweiten Szenarien werden zur Vereinfachung nur zwei repräsentative auf NRW angewandt. Dies bedeutet für das rheinische Revier in NRW, dass im *mittleren* Pfad (im Szenarienvergleich als *EFF3_EFF60* bezeichnet) bis auf die vergleichsweise neuen Kraftwerke Niederaußem K, BoA 2 und 3 sowie Neurath D alle Braunkohlekraftwerke bis spätestens 2025 stillgelegt werden. Im Falle des schnelleren Ausstiegs (im Szenarienvergleich als *EFF7_EFF80* bezeichnet) können lediglich BoA 2 und 3 bis 2030 betrieben werden (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5: Kraftwerksscharfe Ausstiegspfade aus der Braunkohlekoalerverstromung für NRW.

	Referenz	mittlerer Aus- stieg	schneller Ausstieg
Weisweiler E	bis 2025	bis 2020	bis 2020
Weisweiler F	bis 2025	bis 2020	bis 2020
Niederaußem D	bis 2020	bis 2020	bis 2020
Niederaußem C	bis 2020	bis 2020	bis 2020
Neurath B	bis 2030	bis 2025	bis 2020
Neurath A	bis 2030	bis 2025	bis 2020
Weisweiler G	bis 2030	bis 2025	bis 2020
Weisweiler H	bis 2030	bis 2025	bis 2020
Niederaußem G	bis 2030	bis 2025	bis 2020
Niederaußem H	bis 2030	bis 2025	bis 2020
Neurath D	bis 2030	bis 2025	bis 2025
Neurath E	bis 2030	bis 2030	bis 2025
Niederaußem K	nach 2030	bis 2030	bis 2025
BoA 2 / Neurath F	nach 2040	bis 2030	bis 2030
BoA 3 / Neurath G	nach 2040	bis 2030	bis 2030

Weil rund 56 Prozent der energiebedingten Emissionen in Nordrhein-Westfalen auf die gesamte Kohleverbrennung entfallen, verbessert die Abschaltung die Klimabilanz des Landes deutlich.³¹ Im Falle des mittleren Ausstiegspfads reduzieren sich die Emissionen, die auf die Kohleverbrennung zurückzuführen sind, durch Abschaltung von Braunkohlekraftwerken bis 2030 um ca. 40 Prozent; bei einer zusätzlichen Begrenzung der jährlichen Laufzeit der verbleibenden Braun- und Steinkohlekraftwerke um rund 64 Prozent. Dieses Ergebnis wird auch im Falle eines schnellen Ausstiegs mit ca. 69 Prozent nur leicht übertroffen. Im Vergleich zu 2014 bedeutet dies eine Senkung der kohlebedingten Emissionen um 75 Prozent beim mittleren Ausstiegspfad, bzw. um 87 Prozent mit einer zusätzlichen Begrenzung der Volllaststunden, und um 90 Prozent im schnellen Ausstiegspfad.

3.2.3 Auswirkungen auf Braunkohletagebaue Garzweiler und Hambach ...

Neben den Klimaschutzziele wirkt sich die Geschwindigkeit des Kohleausstiegs in NRW auch auf die notwendige Nutzung der Braunkohlevorkommen und der damit einhergehenden negativen Effekte aus. Diesbezüglich gibt es wegen der aktuellen Planungen der Tagebaue Garzweiler II sowie Hambach Auseinandersetzungen über das richtige Maß des Abbaus.

Ein beschleunigter Kohleausstieg in NRW (schnelles Szenario) wirkt sich auch in einer verringerten Abbaumenge von Braunkohle aus. Insgesamt sinkt mit dem Kohleausstieg der Braunkohlebedarf stark, sodass nicht die gesamten Braunkohlevorräte in den Tagebauen Inden (Weisweiler), Garzweiler und Hambach gefördert werden müssen. Abbildung 14, Abbildung 15 sowie Abbildung 16 fassen die Belieferungen der Kraftwerke durch die Tagebaue zusammen, wodurch sich ein Ausstiegspfad für die drei Braunkohletagebaue ergibt (Abbildung 17):

- Der Tagebau Inden dient ausschließlich der Belieferung des Braunkohlekraftwerks Weisweiler und wird daher bei einem schnellen Ausstieg zeitgleich mit dem Kraftwerk im Jahr 2020 geschlossen. Hiernach kann früher als ursprünglich geplant mit den Renaturierungsarbeiten begonnen werden. Hierbei muss auch die Renaturierungspla-

³¹ Zahlen beziehen sich auf den Vergleich mit dem Jahr 2014, da für spätere Jahre die Emissionen nicht mehr veröffentlicht wurden.

nung vom Tagebau Inden angepasst werden; dies sollte in Absprache mit den betroffenen Regionen und der Entwicklungsgesellschaft indeland GmbH schnellstmöglich stattfinden.

- Der Tagebau Garzweiler II wird im Szenario eines schnellen Kohleausstiegs bis zum Jahr 2030 nur bis zur Autobahn A61 abgebaut, um insgesamt noch 150 Millionen Tonnen Braunkohle zu fördern (Abbildung 17). Hierdurch wird insgesamt ungefähr ein Fünftel der im Rahmenbetriebsplan genehmigten Kohlemenge in Anspruch genommen. In diesem Fall müssen die Dörfer Keyenberg, Kuckum, Unterwestrich, Oberwestrich und Berverath, welche in den laufenden Abbauplänen berücksichtigt sind, nicht umgesiedelt werden.
- Der Braunkohletagebau in Hambach beschränkt sich in dem schnellen Ausstiegspfad auf 230 Millionen Tonnen. Die Kohle wird sowohl für die Versorgung der Kraftwerke Neurath und Niederaußem, als auch einiger kleinerer Kraftwerke verwendet. Durch die verringerte Abbaumenge könnte auch der aus naturschutzrechtlichen Gründen schützenswerte Wald im Tagebau Hambach angesichts reduzierter Abbaumengen erhalten werden.

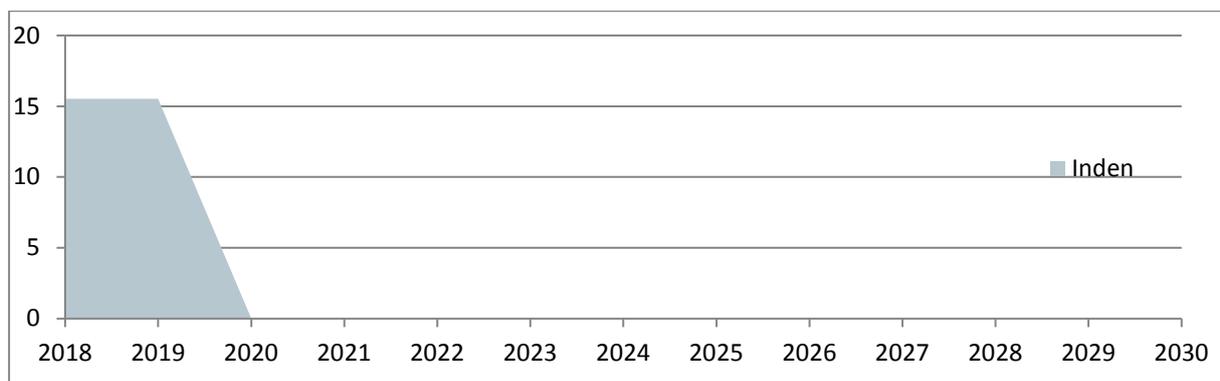


Abbildung 14: Belieferung Kraftwerk Weisweiler [mio. t BK/Jahr].

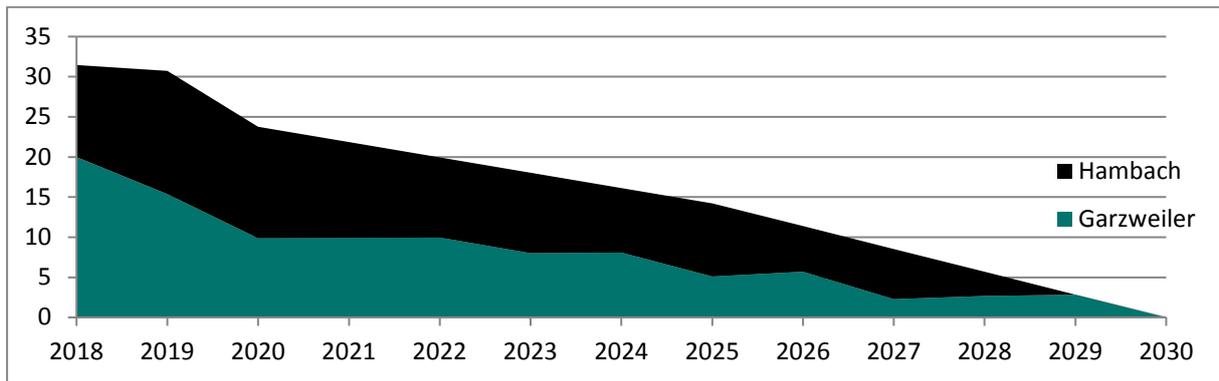


Abbildung 15: Belieferung Kraftwerk Neurath [mio. t BK/Jahr].

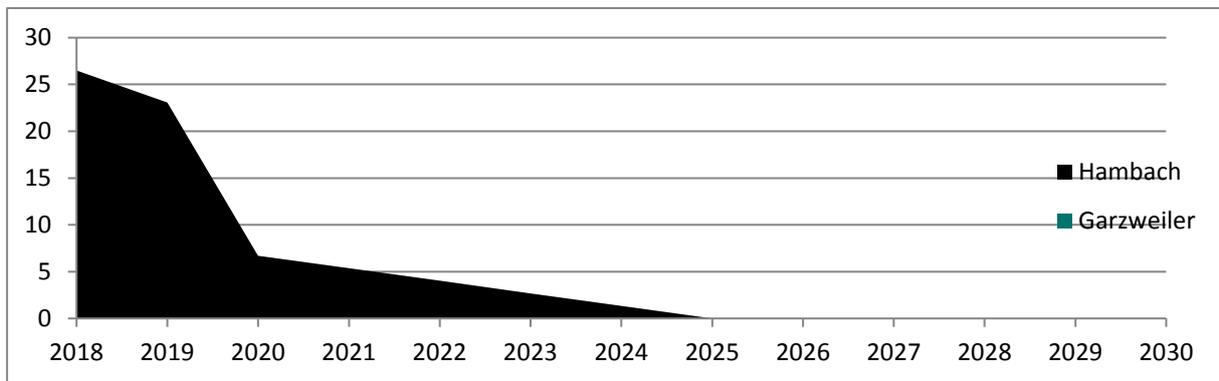


Abbildung 16: Belieferung Kraftwerk Niederaußem und andere kleine Kraftwerke [mio. t BK/Jahr].

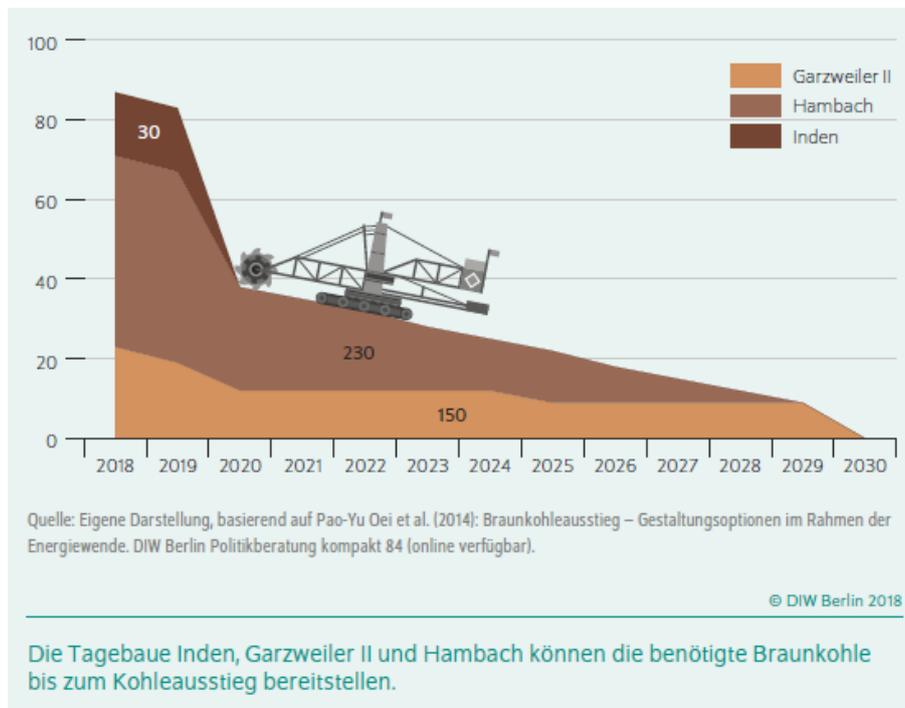


Abbildung 17: Abbaumengen im Rheinischen Revier [Mio. t Braunkohle].

Quelle: Eigene Berechnungen, vgl. Göke et al. (2018).

3.2.4 ... Hambacher Wald kann erhalten bleiben

Keine energiewirtschaftliche Notwendigkeit für die Hambacher Braunkohle

Die Nutzung des verbleibenden Teils des Hambacher Waldes ist angesichts der Kohleausstiegspläne energiewirtschaftlich nicht mehr für die Versorgungssicherheit in NRW bzw. in Deutschland notwendig. Die Rodung des unter Naturschutzgesichtspunkten wichtigen Waldstücks ist daher nicht notwendig.

Der Hambacher Wald liegt im Rheinischen Braunkohlerevier, je zur Hälfte im Kreis Düren und im Rhein-Erft-Kreis. Der im Jahr 1978 noch mindestens 4.100 Hektar große Wald wurde im Rahmen der Nutzung des Bergbautreibenden inzwischen auf unter zehn Prozent seiner damaligen Größe reduziert.³²

Nach Ansicht von ExpertInnen erfüllt der Hambacher Wald alle Kriterien, um nach EU Recht gesondert geschützt zu werden, da er wegen seinem Reichtum an seltenen Tier- und Pflanzenarten nach der EU-Richtlinie Flora-Fauna-Habitat (FFH) ins ökologische Netz „Natura 2000“ aufgenommen werden müsse. Der Hambacher Wald besteht zu einem Teil aus dem naturschutzrechtlich besonders wertvollen Maiglöckchen-Stieleichen-Hainbuchenwald, in welchem, u.a. über 100 Vogelarten, 10 Fledermausarten (darunter die Bechsteinfledermaus), Amphibien und Haselmäuse vorkommen. Diese Vielfalt gibt es nur in wenigen der ältesten Wälder in Mitteleuropa. Die Anmeldung der Hambacher Waldes als FFH Gebiet wurden von der NRW Landesregierung unterlassen.³³

Die europäische FFH-Richtlinie fordert ein Schutzgebietsnetz zur Erhaltung von Lebensräumen. Dies hat zum Ziel natürliche Lebensräume und Habitate zu erhalten und europaweit zu verbinden.³⁴ Neben den Klimaschutzgründen sprechen demnach insbesondere Naturschutzbedenken gegen die Rodung.³⁵

³² National Geographic: Besetzt und Umkämpft. Der langsame Tod des Hambacher Forsts. <https://www.national-geographic.de/umwelt/2018/04/besetzt-und-umkaempft-der-langsame-tod-des-hambacher-forsts> (abgerufen am 24.08.2018).

³³ BUND Brief an die Vorsitzende/n der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (2018). Keine Notwendigkeit der Rodungen im Hambacher Wald in der Rodungsperiode 2018/2019. Düsseldorf, 22.08.2018.

³⁴ Kölner Stadtanzeiger: BUND Klage gegen Hambach. Verwaltungsgericht lehnt Antrag der Umweltschützer ab (https://www.ksta.de/region/rhein-erft/bund-klage-gegen-hambach-verwaltungsgericht-lehnt-antrag-der-umweltschuetzer-ab-31047970#_abgerufen am 2.08.2018).

³⁵ Das Verwaltungsgericht Köln hatte bereits im Herbst 2017 in einem ähnlichen Verfahren entschieden, dass der Hambacher Forst zwar die FFH-Kriterien erfüllen mag, dass aber nicht jedes Waldstück, das diese Kriterien erfüllt, Bestandsschutz genieße. Deswegen seien die Fortführung des Tagebaus Hambach und die weitere Rodung des

Das ökologische Gutachten für das Braunkohleplanverfahren des Tagebau Hambachs wurde bereits 1976 gestellt. Damals wurde der Braunkohle eine höhere Wertigkeit als dem Schutz des Ökosystems des Waldes eingeräumt. Die Erlaubnis stammt also noch aus einer Zeit als weder die Auswirkungen der Kohleverbrennung auf den Klimawandel bekannt waren, FFH-Schutzgebiete existierten, noch alternative Strom- und Wärmeerzeugung die Energiesicherheit Deutschlands garantieren konnten. Heute dagegen besteht keine energiewirtschaftliche Notwendigkeit zum Abbau größerer Mengen der Hambacher Braunkohle mehr.

Ca. 3 Jahre Spielraum für Aussetzung von Rodungen

Unterschiedlichen Schätzungen zufolge könnte RWE noch drei bis sechs Jahre Braunkohle fördern ohne neue Rodungen vorzunehmen. Außerdem werden jährlich ca. 12 Mio. t der insgesamt 40-45 Mio. t Braunkohle aus dem Tagebau Hambach zur sogenannten Veredelung verwendet. Unter anderem wird die Kohle zur Herstellung von Briketts genutzt. Wie das Verwaltungsgericht Köln anmerkt, werden somit mindestens ein Viertel der geförderten Kohle nicht zur Versorgung mit Energie, was als „überragendes Gemeinwohlinteresse“ angesehen werden könnte, verwendet.³⁶ Außerdem ist mittlerweile das Kraftwerk Frimmersdorf, welches auch durch den Tagebau Hambach beliefert wurde, in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Die in Kapitel 3 und 4 dargestellten Überkapazitäten des Strommarkts und hohen Netto-Stromexporten verstärken die Argumentation, dass auf die Hambacher Kohle sowie auf weitere Rodungen verzichtet werden kann.

Selbst bei gleichbleibender Fördermenge ist der Abbau der Kohle auch ohne Rodungen in der Saison 2018 nicht gefährdet. Der Abstand der Abbaukante vom Hambacher Wald liegt bis zu Beginn der Rodungssaison bei ca. 300 m.³⁷ Bei einem erwarteten Arbeitsfortschritt von 150 m pro Jahr, wäre der Abbau bis 2020 auch ohne Rodungen gesichert.³⁸ Aus Luftbildern ist er-

Forsts rechtmäßig. Dagegen hat der BUND beim OVG des Landes in Münster Beschwerde eingereicht. Aachener Nachrichten: Gericht entscheidet. RWE darf im Tagebau Hambach weitermachen. (<http://www.aachener-nachrichten.de/lokales/region/gericht-entscheidet-rwe-darf-im-tagebau-hambach-weitermachen-1.1954063>, abgerufen am 1.08.2018).

³⁶ Verwaltungsgericht Köln, Beschluss vom 25.10.2017 [14 L 3477/17].

³⁷ RWE Brief an die Vorsitzende/n der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (2018). Die Rodungen im Hambacher Forst sind in der Rodungsperiode 2018/19 für RWE zwingend erforderlich. Essen, 17.08.2018.

³⁸ BUND Brief an die Vorsitzende/n der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (2018). Keine Notwendigkeit der Rodungen im Hambacher Wald in der Rodungsperiode 2018/2019. Düsseldorf, 22.08.2018.

kenntlich, dass der jährliche Tagebaufortschritt im Kernbereich des meistgefährdeten zentralen Reststücks des östlichen Hambacher Waldes mit seinen Bechsteinfledermaus-Quartieren sogar nur 120 m pro Jahr beträgt. Außerdem liegt der aktuelle Abstand der Böschungskante zum Bereich der Bechsteinfledermaus-Quartiere deutlich über 300m. Weiterhin könnten steilere Arbeitsböschungen und geringere Böschungsbreiten, was an besonders schützenswerten Siedlungsbereichen bereits umgesetzt wird, einen Abbauspielraum von weiteren 500 m schaffen. Dies würde mindestens drei weitere Jahre Förderung ohne Rodungen ermöglichen. Auch mit einer konstanten Abbaumenge bieten sich somit Spielräume, die Rodungen weiter auszusetzen, ohne dass es zu Betriebsstilllegungen käme. Dies wird von RWE dementiert.³⁹

3.3 Steinkohleausstieg in NRW

3.3.1 Ende des Steinkohlebergbaus 2018

Der Steinkohleausstieg in NRW ist noch deutlicher vorgezeichnet als der Braunkohleausstieg. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung in NRW wird begleitet vom Ende des Steinkohlebergbaus, welcher im Dezember 2018 mit der Schließung der letzten beiden Zechen (Prosper-Haniel in Bottrop und Ibbenbüren) endgültig besiegelt wird. Bereits seit den 1950er Jahren war die Steinkohleproduktion in NRW, wie auch in anderen Regionen Deutschlands, nicht mehr wettbewerbsfähig und musste mit erheblichen Subventionen unterstützt werden.⁴⁰ Die verbleibenden Steinkohlekraftwerke werden ab 2019 vollständig mit importierter Kohle versorgt.

3.3.2 Mittlerer und schneller Steinkohleausstieg

Die nationalen Ausstiegspfade für Steinkohle können auch auf NRW runtergebrochen werden. Da sich die nationalen Ausstiegspfade auf Braunkohle konzentrieren, sind die Unterschiede hier weitaus kleiner (siehe Tabelle 6). Die Ausstiegspfade für Steinkohlekraftwerke in NRW sehen eine schrittweise Schließung zwischen 2030 und 2040 (mittleres Szenario) bzw. zwischen 2020 und 2040 (schneller Ausstieg) vor.

³⁹ RWE Brief an die Vorsitzende/n der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (2018). Die Rodungen im Hambacher Forst sind in der Rodungsperiode 2018/19 für RWE zwingend erforderlich. Essen, 17.08.2018.

⁴⁰ Vgl. Pao-Yu Oei et al. (2018), a.a.O.; Philipp Herpich, Hanna Brauers und Pao-Yu Oei (2018): A historical case study on previous coal transitions in Germany. (<https://coaltransitions.files.wordpress.com/2018/07/2018-historical-coal-transitions-in-germany-report1.pdf>).

Tabelle 6: Kraftwerksscharfe Ausstiegspfade aus der Kohleverstromung für NRW, Steinkohle.

	Referenz	mittlerer Ausstieg	schneller Ausstieg
Bergkamen A	bis 2030	bis 2030	bis 2025
Gersteinwerk K2	bis 2020	bis 2020	bis 2020
Ibbenbüren B	bis 2035	bis 2035	bis 2030
Heyden 4	bis 2035	bis 2035	bis 2030
Walsum 9	bis 2035	bis 2035	bis 2030
Herne 4	bis 2035	bis 2035	bis 2030
Walsum 10	nach 2040	bis 2040	bis 2040
Trianel Kraftwerk Lünen	nach 2040	bis 2040	bis 2040
Westfalen D	nach 2040	bis 2040	bis 2040
Westfalen E	nach 2040	bis 2040	bis 2040

TEIL II: Wirtschaftliche Entwicklung, Arbeitsplätze und die Zukunft des RWE

Der Kohleausstieg in NRW hat Interdependenzen sowohl mit der regionalwirtschaftlichen Entwicklung, also auch mit der Unternehmensstruktur. Daher werden diese beiden Aspekte im Folgenden genauer betrachtet. Dabei wird am Rande auch auf mögliche Parallelen bzw. Differenzen mit den anderen Schwerpunktregionen der Kommission, Mitteldeutschland bzw. die Lausitz, eingegangen.

4 Strukturwandel in NRW

4.1 Strukturwandel bereits weitgehend abgeschlossen

Der Ausgangspunkt für einen durch den Kohleausstieg induzierten Strukturwandel in NRW ist günstig: Der Kohlesektor, bzw. die davon betroffenen Reviere und Regionen, haben in den vergangenen sieben Jahrzehnten bereits einen graduellen und sozialverträglichen Rückgang der Kohlewirtschaft durchgemacht. NRW war besonders vom Rückgang des Steinkohlebergbaus betroffen. Die nach dem endgültigen Ende des Steinkohlebergbaus in 2018 verbleibende Beschäftigung von nur wenig mehr als 10.000 direkt Beschäftigten in der Braunkohle- und Steinkohleindustrie ist im Verhältnis zur vormaligen Beschäftigung des Sektors sehr gering (Abbildung 19 und Abbildung 18): Auf dem Höhepunkt in 1957 waren 753.000 Personen im Braun- und Steinkohlebergbau in Deutschland und davon 568.000 in NRW beschäftigt, seitdem erfolgte ein schrittweiser Rückgang.⁴¹

⁴¹Siehe Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2018a. "Braunkohle - Beschäftigte im Braunkohlenbergbau." Statistik der Kohlenwirtschaft. 2018. Siehe Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2018c. "Steinkohle - Belegschaft im Steinkohlebergbau." Steinkohle. 2018. Siehe Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2018c. "Steinkohle - Belegschaft im Steinkohlebergbau." Steinkohle. 2018.

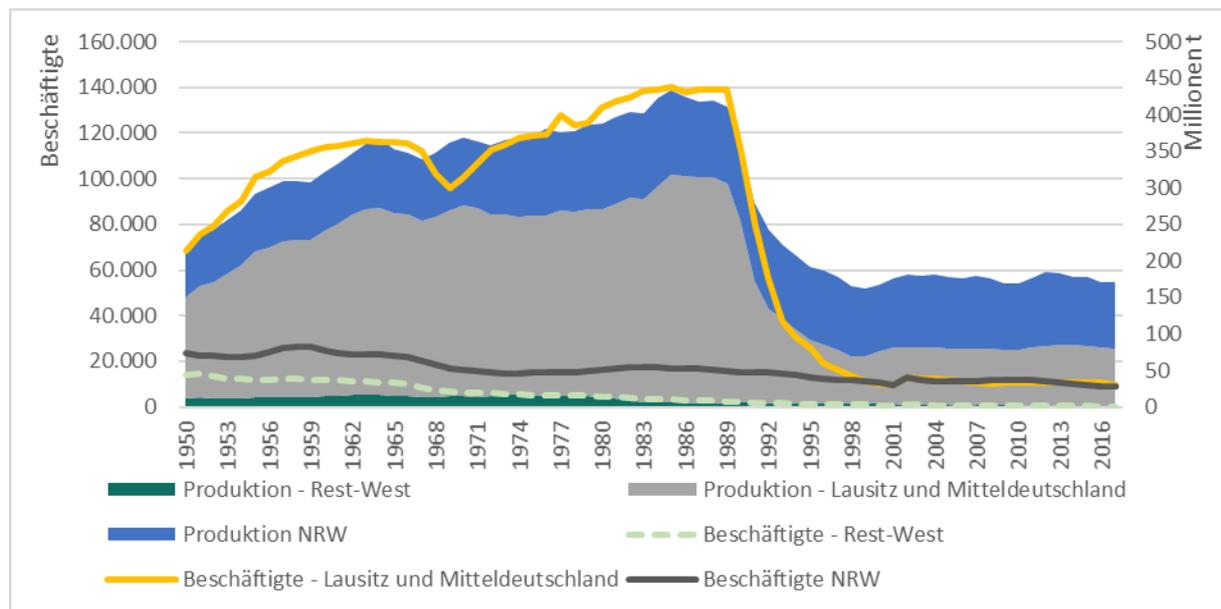


Abbildung 18: Rückgang der Beschäftigung in der Braunkohlewirtschaft in NRW und im Rest von Deutschland, 1950 – 2017

Quelle: Statistik der Kohlewirtschaft e.V. (2017, 2018b).⁴²

4.2 Ausstieg aus Kohlewirtschaft in NRW

4.2.1 Steinkohlewirtschaft

Beschäftigung in Steinkohlebergbau und -kraftwerken

Der Steinkohlebergbau in Deutschland endet im Dezember 2018 mit der Schließung der letzten beiden Gruben (Prosper-Haniel und Ibbenbüren). Nachdem Steinkohleausstiegspläne im 20. Jahrhundert aus industrie- und sozialpolitischen Gründen regelmäßig vertagt wurden, beschloss der Bundestag 2007 mit dem Steinkohlefinanzierungsgesetz das Ende des Steinkohlebergbaus bis 2018. Angesichts des jahrzehntelangen Rückgangs hat das Ende des Steinkohlebergbaus in NRW heute nur geringe Auswirkungen auf die Beschäftigung. Von den 1957 mehr als 542.000 direkt Beschäftigten sind heute nur noch ca. 5.700 Arbeitsplätze erhalten (Abbil-

⁴² Die Werte für die Braunkohleproduktion sind für West- und Ostdeutschland, während die Werte für die Beschäftigungsentwicklung als einzelne Linien dargestellt sind. Seit 2002 sind die Beschäftigten der Braunkohlekraftwerke der allgemeinen Versorgung miteingeschlossen. Zahlen für 2017 basieren auf eigenen Berechnungen basierend auf den Zahlen der Statistik der Kohlewirtschaft e.V. ohne Beschäftigte der Lausitzer und Mitteldeutschen Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (LMBV) für die Tagebau-Rekultivierung (210 Beschäftigte) (Hermann, Schumacher, and Förster 2018). Siehe Statistik der Kohlewirtschaft e.V. 2017. "Braunkohle - Beschäftigte im Braunkohlenbergbau." Statistik der Kohlewirtschaft. September 9, 2017. Statistik der Kohlewirtschaft e.V. 2018b. "Braunkohle - Braunkohlenförderung." Statistik der Kohlewirtschaft. 2018.

dung 19). Auch in der Steinkohleverstromung bewegt sich der Beschäftigungsrückgang in geringen Dimensionen: Heute sind nur noch ca. 4.000 – 8.000 Personen in den Kraftwerken beschäftigt.

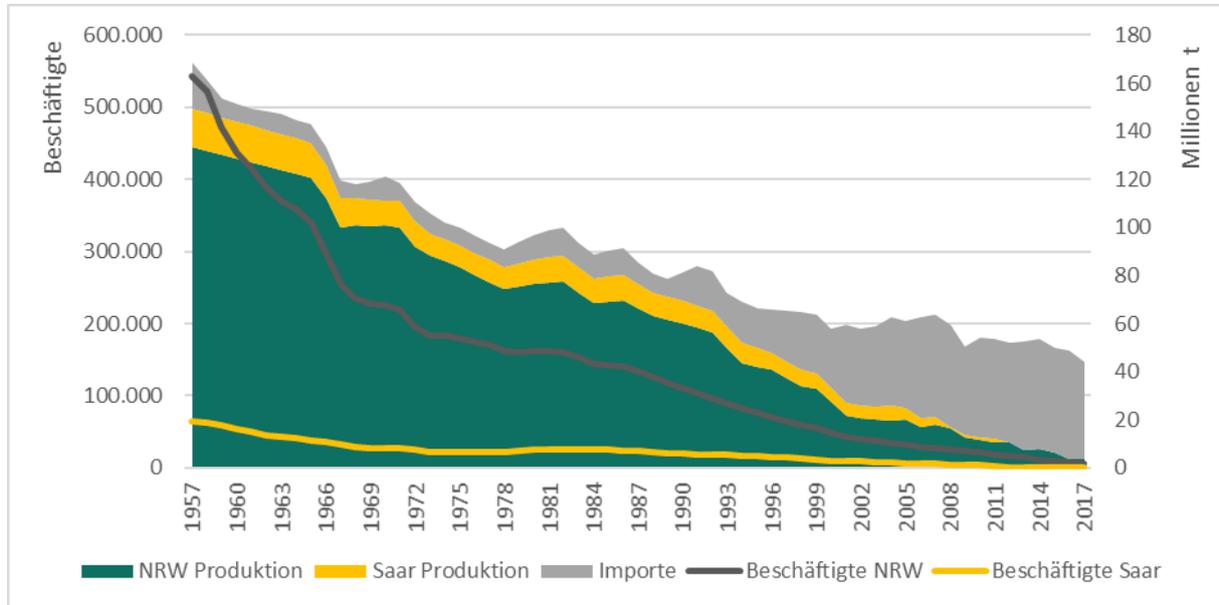


Abbildung 19: Rückgang der Beschäftigung und Produktion im Steinkohlebergbau in NRW, im Saarland und Importe, 1957 – 2017.

Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2018c, 2018d, 2018e)⁴³ und Verein der Kohleimporteure (2017)⁴⁴.

Gradueller Strukturwandel seit vielen Jahrzehnten am Werk

Die Steinkohlewirtschaft unterliegt seit den 1950er Jahren einem stetigen Strukturwandel. Dabei hat sich die Strukturpolitik im Laufe der Zeit verändert. Vor allem zu Beginn der Kohlekrise wurden konjunkturelle und nicht strukturelle Gründe für die Krise verantwortlich gemacht. Insbesondere als auch die Stahlindustrie Mitte der 1970er einbrach, wurde deutlich, dass Alternativen geschaffen werden mussten. Nachdem Strukturförderung zunächst hauptsächlich aus Förderungen für Modernisierungsprojekte der Kohleunternehmen bestand, wandelte sie sich immer mehr zur Förderung von anderen Industrien, des Dienstleistungssektors, Infrastrukturprojekten und auch der Lebensqualität in der Region. Bei der Gestaltung der

⁴³ Siehe Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2018c. "Steinkohle - Belegschaft im Steinkohlebergbau." Steinkohle. 2018. Siehe Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2018d. "Steinkohle - Förderung". Steinkohle. 2018. Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2018d. "Steinkohle - Förderung". Steinkohle. 2018. Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2018e. "Steinkohle - Kohleinführen". Steinkohle. 2018.

⁴⁴ Siehe Verein der Kohleimporteure e.V. 2017. "Jahresbericht 2017 Fakten und Trends 2016/17." Berlin.

Strukturpolitik wurde zunehmend mehr Wert auf die Partizipation der lokalen und regionalen Stakeholder gelegt, um das endogene Potential und besondere Stärken der Regionen zu nutzen und die Akzeptanz für den Wandel zu erhöhen (Herpich, Brauers und Oei 2018).

Die finanzielle Förderung des deutschen Steinkohlebergbaus, und somit auch von NRW, dürfte gesamtwirtschaftlich ineffizient hoch gewesen sein. Jedoch trug sie dazu bei, dass der Strukturwandel sehr behutsam vor sich ging. Der Steinkohletagebau erhielt erhebliche Förderung, obwohl seit 1963 die Preise für in Deutschland geförderte Steinkohle über den Preisen für Importkohle lagen und eine Verbesserung nicht in Sicht war (Abbildung 20). Bis heute wurden so insgesamt mehr als 330 Mrd. Euro an Subventionen für den kontinuierlichen Steinkohleabbau gezahlt. Durch diese Gelder wurde garantiert, dass keiner der Beschäftigten ins „bergfreie“ fiel. Es wurde jedoch nicht ausreichend berücksichtigt, dass neben der Absicherung von in der Steinkohle Beschäftigten insbesondere Anreize benötigt werden, um Zukunftsperspektiven für neue Generationen zu schaffen. Studien zeigen, dass ein ambitionierterer und schnellerer Ausstieg neben eingesparten Steuergeldern insbesondere auch zu mehr Innovationen in der Region geführt hätte (Bogumil et al. 2012; Herpich, Brauers und Oei 2018; FÖS 2010). Diese Fehler gilt es jetzt beim anstehenden Braunkohleausstieg in NRW (und Deutschland) zu vermeiden und die Förderung nicht am Erhalt bestehender Kraftwerksstrukturen auszurichten.

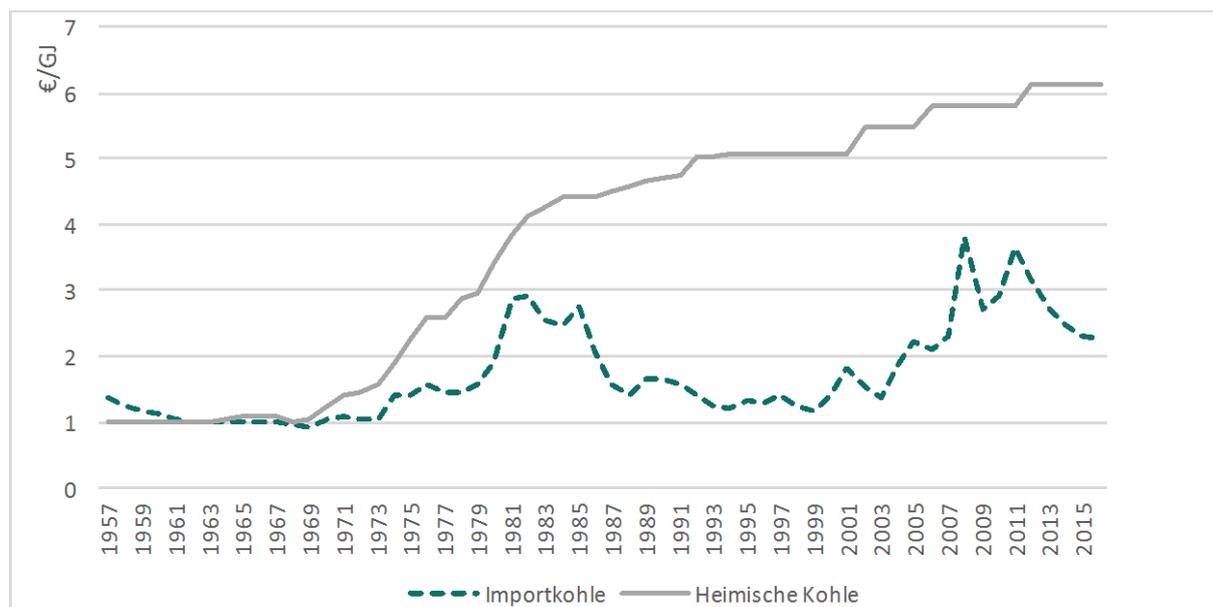


Abbildung 20: Preisunterschiede NRW-Steinkohle vs. Importkohle.

Quelle: Verein der Kohleimporteure (2017).

4.2.2 Braunkohlewirtschaft

Beschäftigung in der Braunkohleindustrie

Der durch den Ausstieg aus der Braunkohle anstehende Strukturwandel im Rheinischen Revier sollte möglichst sozialverträglich gestaltet werden. Insgesamt ist die Beschäftigung aufgrund der hohen Beschäftigungsintensität durch den Kohlebergbau, früher insb. dem Untertage-Steinkohlebergbau, geprägt. Die Stein- bzw. Braunkohlewirtschaft weist zwar (im deutschlandweiten Vergleich) absolut hohe Werte auf, jedoch ist ihr relativer Anteil in NRW sehr gering: Die Braunkohlewirtschaft hatte 2015 im Rheinland nur einen Anteil von 0,31 % an den Erwerbstätigen sowie einen Anteil von 0,6 % an der Bruttowertschöpfung. Im Rheinischen Revier waren Ende 2017 noch ungefähr 8.900 Menschen in der Braunkohleförderung und -verstromung beschäftigt (Tabelle 7).

Weiterhin ist zu beachten, dass die Beschäftigung in der Braunkohleindustrie durch eine zunehmende Automatisierung in den vergangenen Jahrzehnten sehr stark zurückgegangen ist (siehe Abbildung 18). Auch in den kommenden Jahren ist ein weiterer kontinuierlicher Rückgang der Beschäftigten zu erwarten (RWE Power AG, RWTH und BET 2017). Dies führt dazu, dass bei einem Braunkohleausstieg bis 2030 – wie im energiewirtschaftlichen Teil I dieser Studie abgeleitet – kein Strukturbruch bei der Beschäftigung zu erwarten wäre.

Weiterhin ist die Altersstruktur der in der Braunkohlindustrie Beschäftigten zu beachten. 2016 waren in der gesamtdeutschen Braunkohlewirtschaft bereits zwei Drittel der Beschäftigten älter als 46 Jahre, die somit im Jahr 2030 älter als 60 Jahre sind. Wie in Tabelle 7 dargestellt, kann ein Großteil der Beschäftigten demnach bis zur Rente in den Betrieben verbleiben (SRU 2017). Neben der Absicherung der Braunkohlebeschäftigten ist es notwendig in der Region jedoch neue Beschäftigungsmöglichkeiten für kommende Generationen in anderen Branchen auszubauen (s.u.).

Die Möglichkeiten der Beschäftigten, eine ihrer Berufsgruppe vergleichbare Tätigkeit in anderen Wirtschaftsbereichen innerhalb der Region zu finden, sind für die einzelnen Berufsgruppen unterschiedlich. Aussichtsreich ist ein Branchenwechsel insbesondere für Beschäftigte der Tätigkeitsgruppen Maschinen- und Fahrzeugtechnik, Schutz-, Sicherheits- und Überwachungsberufe sowie Unternehmensführung und –organisation (DIW Berlin et al. 2018).

Tabelle 7: Überblick über aktuelle und perspektivische Beschäftigungsfelder in den Braunkohlerevieren bis 2040.

		Rheinisches Revier	Lausitzer Revier	Mitteldeutsches Revier
Betroffene Arbeitsplätze im Jahr 2018	Direkt Beschäftigte der Braunkohleindustrie	8.900	7.800	1.900
Demografischer Prozess (2018-2040)	Übergang ins Rentensystem (~66 %)	5.900	5.200	1.300
	Frühverrentung (~10 %)	900	800	200
	Verbleibende Personen	2.100	1.800	400
	Summe der verbleibenden Beschäftigten, die neue Beschäftigungsfelder benötigen	4.300		
Neue Möglichkeiten (2018-2040)	Kraftwerksrückbau	200-300		
	Tagebausanierung	1.000-5.000		
	Zwischensumme	1.200-5.300		
	Andere Geschäftsfelder	vielfältige Potenziale		
	Summe der neuen Möglichkeiten	>> 5.000		

Quelle: Die Zahlen sind gerundet. Eigene Darstellungen basierend auf DIW Berlin et al. (2018); Statistik der Kohlewirtschaft (2018); SRU (2017).

Zusätzlich zu den direkt Beschäftigten müssen auch die indirekt Beschäftigten betrachtet werden, die beispielsweise bei Zulieferern der Braunkohleindustrie arbeiten. Des Weiteren resultiert induzierte Beschäftigung daraus, dass die Beschäftigten der Kohleindustrie von ihren Gehältern Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen erzeugen, von denen andere Unternehmen profitieren. Das RWI (2017) errechnet, dass zu jedem/r direkt in der Braunkohleindustrie Beschäftigten innerhalb einer Braunkohleregion 0,6 weitere indirekte und induzierte Beschäftigte hinzukommen. Bei einer deutschlandweiten Betrachtung erhöht sich die Relation auf rund 1,8 weitere indirekt und induzierte Beschäftigte pro direkt beschäftigtem/er ArbeitnehmerIn. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass rund 11.000 Personen in den Revieren indirekt

oder induziert über die Branche beschäftigt sind. Hinzu kommen nochmal rund 22.000 bundesweit indirekt oder induziert über die Branche Beschäftigte. Es ist anzunehmen, dass indirekte und induzierte Beschäftigung überwiegend nicht wegfällt, sondern sich nur verlagert, da bei einem Transformationsprozess über 15 bis 20 Jahre indirekte und induzierte Jobs zum Teil durch andere Wirtschaftsentwicklungen aufgefangen werden können. Daher überschätzt eine Addition der direkten, indirekten und induzierten Beschäftigungseffekte die durch die Braunkohleindustrie geschaffenen Arbeitsplätze.

4.3 Neue Beschäftigungsperspektiven

4.3.1 Erneuerbare Energien

Ein Beispiel dafür, dass nicht nur alte Arbeitsplätze verloren gehen, sondern auch neue Beschäftigungsmöglichkeiten entstehen, zeigen Zahlen für direkt und indirekt (über die Produktion von Vorleistungen) Beschäftigte im Bereich der erneuerbaren Energien. Diese sind in den letzten Jahren in Deutschland von ungefähr 100.000 im Jahr 2000 auf ca. 340.000 im Jahr 2016 angestiegen (Lehr und Ulrich 2018). Mit 133.000 ist Wind an Land vor Biomasse mit 106.000 und der Solarenergie mit 45.000 der größte Arbeitgeber. Auch wenn andere Sektoren die sinkende Beschäftigung nicht immer direkt in den Kohlerevieren ausgleichen werden können, besteht trotzdem ein hohes Potenzial an neuer, zukunftsfähiger Beschäftigung in NRW und andernorts. Ca. 100.000 Arbeitsplätze befinden sich bereits im Bereich der erneuerbaren Energien in den vom Kohleausstieg am stärksten betroffenen Bundesländern, davon 46.000 in Nordrhein-Westfalen (O'Sullivan, Edler und Lehr 2018).

Die Branchen der erneuerbaren Energien (Ausbau und Betrieb) bieten hierbei insbesondere gute Aussichten für Mechatronik-, Energie- und Elektroberufe. Diese Berufe stehen auch den Braunkohle-Beschäftigten ggf. nach Umschulung und Fortbildung offen. Rechnet man den Kraftwerksrückbau und die Tagebausanierung ein (siehe Tabelle 7), könnten in den nächsten

Jahren eine Vielzahl von neuen Jobs entstehen. Um diese Potenziale zu heben sind u. a. ausreichend ausgestattete Förderinstrumente durch Landes- und/oder Bundesmittel erforderlich.⁴⁵

In 2015 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien nur 10,5 Prozent an der gesamten Stromerzeugung in NRW. Bei einem Vergleich der Bundesländer zur Nutzung der Erneuerbaren Energien landete NRW mit einem 10. Platz im Mittelfeld. Bei der Verwendung von Erneuerbaren Energien hat das Land Aufholbedarf und erhebliches Potential (Diekmann et al. 2017). Die Landesregierung in NRW hat sich das Ziel gesetzt bis 2025 mindestens 30 Prozent der Stromversorgung mit Erneuerbaren Energien bereit zu stellen (LANUV 2013). Da die Potenziale für Wasserkraft weitestgehend ausgeschöpft und auch der energetischen Nutzung von Biomasse aufgrund von Nachhaltigkeitsaspekten Grenzen gesetzt sind, sollten für die Erreichung des Ziels die Nutzung von PV und Windkraft deutlich ausgebaut werden (Heinbach et al. 2017).

Sollte die Windenergie zwischen 2016 und 2030 um ca. 18 GW ausgebaut werden, kann mit einer Zunahme der direkten Beschäftigung in der Windenergiebranche von ungefähr 5.000 Vollzeitäquivalenten (VZÄ) gerechnet werden. Der Zubau von Photovoltaik von ca. 15 GW im gleichen Zeitraum entspricht einem Beschäftigungseffekt von ca. 3.000 VZÄ. Dementsprechend kann allein der Zubau an Photovoltaik und Windkraftanlagen die wegfallenden Arbeitsplätze der Braunkohleindustrie auf NRW Ebene kompensieren (Heinbach et al. 2017).

4.3.2 Andere Sektoren

Neben der Beschäftigung in der Branche der erneuerbaren Energien bietet das Rheinische Revier Potenziale für zahlreiche weitere Beschäftigungsmöglichkeiten (Abbildung 21). Dies sind beispielsweise:

- Sektorenkopplung in Wohnquartieren und Gewerbegebieten (Innovationsregion Rheinisches Revier GmbH 2017).
- Siedlungs- und Nutzungsstrukturen müssen langfristig neu ausgerichtet werden, insbesondere auch unter Berücksichtigung von klima- und ressourcengerechtem Bauen und digitalen Möglichkeiten (Innovationsregion Rheinisches Revier GmbH 2017).

⁴⁵ Einige Kohleunternehmen selbst haben bereits mit der Diversifizierung ihrer Geschäftsmodelle begonnen. So hat die MIBRAG in Mitteldeutschland mehrere Tochterfirmen ausgegründet, z. B. in den Bereichen Automatisierungs- und Geotechnik, Garten- und Landschaftsbau, Müllentsorgung sowie Logistik (Arepo Consult 2017).

- Die anstehende Rekultivierung bietet insbesondere Chancen für Naherholungsräume, Tourismus, Kulturangebote sowie neue innovative Landwirtschaftsprojekte (Innovationsregion Rheinisches Revier GmbH 2017).
- Zudem bietet die Forschung als Innovationsmotor und Kooperationspartner für die Wirtschaft wichtige Wertschöpfungsimpulse (IZT 2014).⁴⁶ Gleichzeitig könnten durch die Gründung eines außeruniversitären Forschungsinstituts wichtige Erkenntnisse des Strukturwandels gesammelt werden (Agora Energiewende 2017).

Das Rheinische Revier hat hierbei – insbesondere im Vergleich zur Lausitz – dadurch Standortvorteile, dass neben den vielfältigen Industriezweigen auch die Nähe zu urbanen Zentren wie Köln, Düsseldorf und Aachen besteht.⁴⁷



Abbildung 21: Verschiedene alternative Beschäftigungsfelder im Kohlerevier.

⁴⁶ Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung IZT (2014): Erfolgreiche regionale Transformationsprozesse - Mögliche Zukünfte für die Region Ruhr.

⁴⁷ SRU (2017), a.a.O.

Für die von Arbeitsplatzverlust betroffenen Beschäftigten kommen zudem Maßnahmen in Betracht, um Einkommensverluste bei vorzeitigen Entlassungen zu kompensieren (SRU 2017). Zu diesen Maßnahmen zählen Sozialpläne, die zwischen Arbeitgeber und Betriebsrat vereinbart werden, um wirtschaftliche Nachteile für ArbeitnehmerInnen durch geplante Betriebsänderungen auszugleichen bzw. abzumildern (§ 112 I BetrVG). Die Sozialpläne können z. B. Abfindungszahlungen beinhalten. Weiterhin sind staatlich finanzierte Beschäftigungsmaßnahmen sowie Auffang- bzw. Transfergesellschaften, andere Beschäftigungsangebote im öffentlichen Sektor und die staatliche Übernahme von Fortbildungskosten möglich.

4.4 Strukturförderung für NRW

4.4.1 Bundes- und Landesebene

Neben der bereits bestehenden finanziellen Förderung durch die EU und den Bund, kann ein neuer Fond explizit für Investitionen in den Braunkohleregionen geschaffen werden. Auch wenn sich die Vorschläge zur Ausgestaltung und Höhe eines möglichen Strukturwandelfonds unterscheiden, besteht Übereinstimmung vieler AutorInnen darin, dass solch ein Fonds Großteiles vom Bund finanziert werden sollte (Markwardt et al. 2016; Agora Energiewende 2016c; Wuppertal Institut 2016; Schwartzkopff und Schulz 2015; SRU 2017). Zum einen weil der Rahmen für die Energiewende und die Klimaziele auf Bundesebene bzw. auf europäischer und internationaler Ebene gesetzt wird (Agora Energiewende 2016a). Zum anderen wird die Anpassungsfähigkeit der Regionen an den politisch induzierten Strukturwandel durch die langen Investitionszyklen in der Kohlewirtschaft stark eingeschränkt (Markwardt et al. 2016). Der SRU (2017) hat zudem vorgeschlagen einen Teil der benötigten Gelder aus den auslaufenden Steinkohlesubventionen zu ziehen, die 2018 noch eine Milliarde Euro betragen (Deutscher Bundestag - Wissenschaftliche Dienste 2017).

Als Resultat dieser Forderungen ist im Koalitionsvertrag für 2018 bis 2021 ein Budget von 1,5 Mrd. Euro für die regionale Strukturförderung, insbesondere der Braunkohleregionen, vorgesehen (SPD, CDU und CSU 2018). Die genaue inhaltliche und regionale Verteilung der Gelder ist bisher noch offen. Bei der Verteilung muss eine Kompatibilität mit den bereits bestehenden Entwicklungskonzepten für die Regionen und insbesondere eine fundierte (wissenschaftliche) Begleitung bei der Projektauswahl gewährleistet werden.

Bei der Vergabe ist zudem darauf zu achten, dass aus den Erfahrungen des Steinkohlebergbauausstiegs gelernt wird. Daher sollte der Fokus der Gelder nicht auf den Betreibern oder den Beschäftigten der Kohleindustrie – sondern stattdessen auf neuen nachhaltigen Perspektiven in den Regionen liegen. Hierbei sollten die Gelder neben der klassischen Strukturförderung von Wirtschaft und Infrastrukturen auch gezielt auf die Bereiche Forschung und die Schaffung einer attraktiven Region abzielen, um insbesondere die Innovationsfähigkeit und die weichen Standortfaktoren in den Regionen zu stärken (SRU 2017). Damit der Transformationsprozess von allen Stakeholdern mitgetragen und somit erfolgreich umgesetzt werden kann, ist ein schlüssiges Beteiligungskonzept unverzichtbar. In den betroffenen Regionen ist die Kohlewirtschaft nicht nur Arbeitgeber gewesen, sondern machte einen nicht zu unterschätzenden Teil der regionalen Identität aus.

Nicht nur die Ansiedlung neuer Industrie, sondern auch identitätsschaffende Maßnahmen sind notwendig, um ein positives Bild sowie ein Gefühl von Handlungsfähigkeit der Regionen und Handhabbarkeit des ohnehin anstehenden Strukturwandels zu ermöglichen. Vergangene Erfahrungen zeigen, wie wichtig auch sogenannte „weiche Standortfaktoren“ und die allgemeine Attraktivität einer Region sind (bspw. Kultur und Freizeitangebote oder auch verbesserte Wasserqualität) (Goch 2011). Gerade vor dem Hintergrund des demographischen Wandels sollte ein Strukturwandelkonzept Angebote für junge Familien beinhalten. Für Unternehmen besteht dann eine bessere Möglichkeit, qualifizierte ArbeitnehmerInnen vor Ort zu finden.

Die Strukturförderung der Innovationsregion Rheinisches Revier, die sich im Juni 2018 zur Zukunftsagentur Rheinisches Revier umbenannt hat, setzt an den genannten Potenzialen der Region an. Sie wird unter anderem durch das im Jahr 2016 angestoßene Programm „Unternehmen Revier“ finanziert, welches die vier Braunkohleregionen mit jährlich 4 Mio. Euro (Rheinisches Revier ca. 1 Mio. Euro) aus dem Klimafond bei der Bewältigung des Strukturwandels unterstützt (Innovationsregion Rheinisches Revier GmbH 2017).

Bei der Entwicklung von neuen Konzepten für die Zukunft in den Regionen ist zudem eine Beteiligung von Interessenvertretern der Zivilgesellschaft, sowie eine Koordination der verschiedenen Regierungsebenen (EU, Bund, Land, Kommunen) wichtig (Abbildung 22, (Herpich, Brauers und Oei 2018).

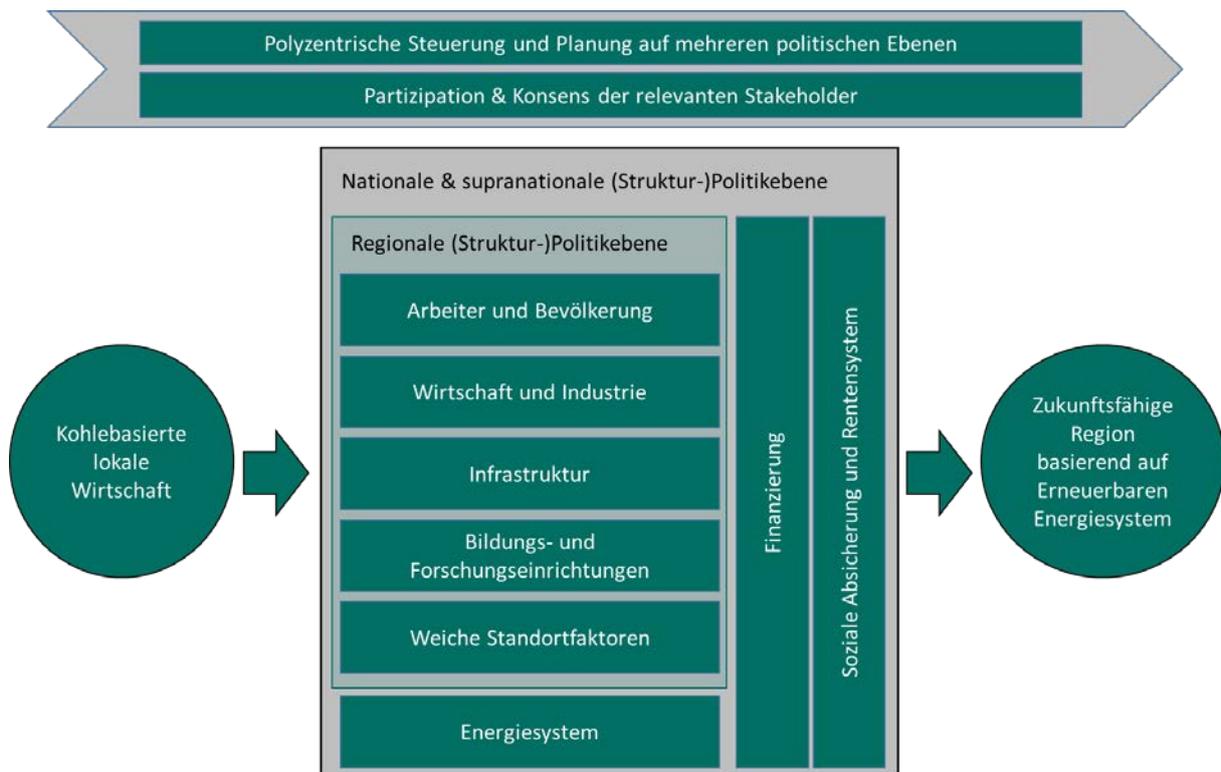


Abbildung 22: Wichtige Elemente für Strukturpolitik in Kohleregionen.

Quelle: Herpich, Brauers, und Oei (2018).

4.4.2 EU-Ebene

Zusätzlich zu nationalen Fördermaßnahmen werden auch auf europäischer Ebene in der aktuellen Förderperiode 2014-2020 weitere 454 Milliarden Euro über fünf EU-Strukturförderfonds zur Verfügung gestellt (Wehnert et al. 2018). Davon gehen 19,2 Mrd. Euro an Deutschland und 2,5 Mrd. an NRW ("EU-Förderung in Deutschland" 2018). Jedoch zielt herkömmliche Strukturförderung der EU auf den Aufholprozess strukturschwacher Regionen, nicht auf die Vermeidung der Schwächung aktuell vergleichsweise prosperierender Regionen ab (Markwardt et al. 2016). So erfolgt die Bewertung der Regionen größtenteils auf Basis von Indikatoren, die auf Vergangenheitswerten basieren. Daher gibt es derzeit keine gezielte Strukturförderung ausschließlich für Regionen, in denen ein Rückbau der Kohleindustrie bevorsteht, etwa durch die Fort- und Weiterbildung von ehemaligen Beschäftigten in der Kohleindustrie. Möglich wäre jedoch beispielsweise die Effekte eines politisch induzierten Kohleausstiegs in die Berechnungen für die nächste Förderperiode aufzunehmen. Ein alternativer zukunftsgerichteter Indikator hierfür wäre die Erwerbstätigenprognose. Dadurch könnten die Gestaltungsmöglichkeiten des Strukturwandels in den betroffenen Regionen verbessert werden.

Bei der Ausgestaltung neuer europäischer Fördermaßnahmen gibt es jedoch auch die Gefahr, dass diese wenig erfolgreich bzw. sogar kontraproduktiv wirken können, wenn sie auf den Erhalt bestehender Kohlestrukturen ausgerichtet werden. Bisher hat sich die Strukturpolitik der EU nicht in energiepolitische Fragen der Mitgliedsländer eingemischt, was dazu führte, dass verstärkt Maßnahmen unterstützt wurden, die zum Erhalt der bestehenden CO₂-intensiven Strukturen geführt haben (Hirschhausen et al. 2013). Dies zeichnet sich auch in der Zusammensetzung der im Dezember 2017 ins Leben gerufenen Plattform „Coal Regions in Transition“ ab (European Commission 2017). Die durch die europäische Kommission geförderte Plattform wird bislang vor allem von der Kohlewirtschaft aus den Mitgliedsländern dominiert (CEE 2018). Die zusätzliche Aufnahme von Klimaschutz- und Nachhaltigkeitskriterien wäre daher bei einer Anpassung der europäischen Struktur- und Regionalfonds als Grundvoraussetzung mit einzubeziehen. Die Anpassung der Kriterien als auch die Bewilligungsprozesse sind auf europäischer Ebene sehr zeitintensiv. Hinzu kommt, dass die Anzahl der Prüf- und Verwaltungsprozesse auf EU-Ebene sehr aufwendig ist, was den Zugang, insbesondere für kleinere kommunale Akteure und Start-ups, erschwert. Der Fokus der regionalen Förderungen in den deutschen Kohleregionen sollte daher auf Bundes- und Landesmitteln liegen.

5 Unternehmerischer Strukturwandel und Folgekosten: Zur Zukunft von RWE

Der Kohleausstieg in NRW trifft eine Vielzahl von Kraftwerksbetreibern, insb. jedoch den größten Energieversorger und CO₂-Emittenten, RWE. Vor diesem Hintergrund birgt die Unternehmensstruktur der neuen RWE erhebliche Risiken, sowohl für die Tragfähigkeit des Konzerns, als auch die Finanzierung der Folgekosten des Betriebs von Tagebau und Steinkohle-, Braunkohle- und Atomkraftwerken. Daher muss der Kohleausstieg in NRW (und anderswo) nicht nur von der regionalwirtschaftlichen, sondern auch von der unternehmerischen Seite nachhaltig gestaltet werden. Im Folgenden werden die aktuelle Umstrukturierung von der RWE sowie Folgekosten aus Kohle- und Atomgeschäften aufgearbeitet und Alternativen für den unternehmerischen Strukturwandel identifiziert. Letztere zielen immer darauf ab, die RWE, wie

vom Konzern angestrebt, zu einem Anbieter erneuerbarer Energien zu machen, und das umweltverschmutzende und zunehmend weniger rentable Kohle- und Atomgeschäft sowie die damit verbundenen Risiken möglichst effizient auf eine nachhaltige Basis zu stellen.⁴⁸

5.1 Strukturwandel der RWE

5.1.1 Der E.on-RWE Deal von 2018: Ist RWE erneuerbar?

Nach einer über 100 Jahre langen Geschichte als Kohlekonzern, in den 1960er Jahren um Atomkraft ergänzt, liegt die Zukunft RWEs in den Chancen der Energiewende und den erneuerbaren Energien. Am 13. März 2018 haben E.ON und RWE angekündigt eine Tochterfirma RWEs – die Innogy SE – in Form eines Asset Deals unter sich aufzuteilen. Das 2016 gegründete Tochterunternehmen Innogy SE bündelte die Geschäftsfelder Erneuerbare Energien, Netze und Vertrieb im In- und Ausland und wurde ursprünglich als Kapitalbeschaffungsmaßnahme gegründet.⁴⁹ Innogy ist heute an rund 100 Stadtwerken und regionalen Versorgern beteiligt und besitzt rund 3.000 Stromnetz-Konzessionen – vor allem in NRW. Die Verbindungen bestehen oft seit Jahrzehnten. Indem E.ON das Geschäft der Strom- und Gasnetze von Innogy übernimmt, strebt das Unternehmen an, zum neuen Partner der Kommunen zu werden. Die Kommunen haben jedoch die Möglichkeit ihre Konzessionsverträge mit Innogy beim Eigentümerwechsel zu kündigen oder die Verträge neu zu verhandeln. E.ON entwickelt damit einen Fokus auf Netzwirtschaft und Kundenlösungen, während RWE seinen Geschäftsfokus temporär noch auf die konventionelle Erzeugung und vor allem auf Erneuerbare Energien ausrichtet; beide Unternehmen haben noch erhebliche technische und finanzielle Risiken beim Rückbau ihrer Atomkraftwerke zu bewältigen (Abbildung 5).

Die Vereinbarung sieht folgende Umstrukturierungen vor: E.ON übernimmt die von RWE gehaltenen 76,8 % der Unternehmensanteile an der Innogy SE, und erhält zusätzlich eine Zahlung über 1,5 Mrd. Euro von RWE. E.ON bietet allen verbleibenden Anteilseignern von Innogy einen Betrag von 40 € pro Anteil für die Übernahme. RWE erhält alle Tätigkeiten von E.ON und Innogy im Bereich der Erneuerbaren, sowie die von PreussenElektra gehaltenen Anteile der

⁴⁸ Dieser Abschnitt wurde unter Mitarbeit von Ben Wealer sowie Florian Weiss erstellt, vgl. Weiss, et al. (2018).

⁴⁹ RWE Power AG. 2015. "Ad-Hoc Mitteilung."

von RWE betriebenen Kernkraftwerke und eine 16,67 prozentige Unternehmensbeteiligung an der E.ON SE.⁵⁰

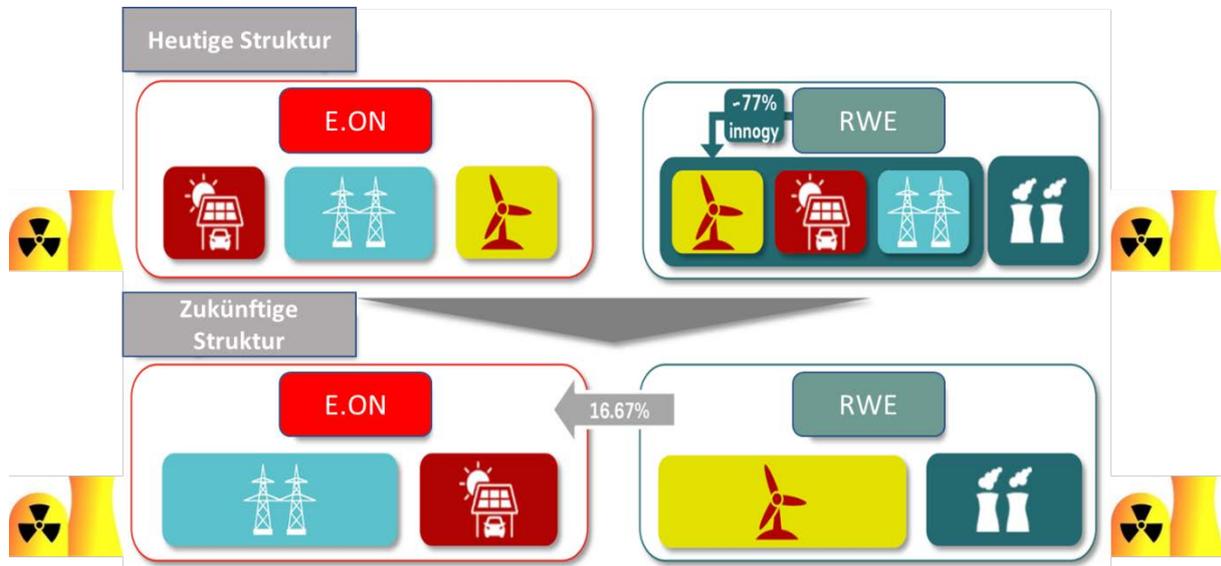


Abbildung 23: Geplante Unternehmensreform von RWE und E.ON.

Quelle: E.ON SE (2018).⁵¹

5.1.2 Komplexe Eigentümerstruktur

Als Energieversorger der Region und Betreiber von Braunkohletagebauen- und kraftwerken sowie erneuerbarer Energien ist RWE derzeit höchst relevant für das Land NRW. Der Konzern hat ein kompliziertes Eigentümergeflecht, welches in Abbildung 24 dargestellt wird. RWE-Aktien werden hierbei insbesondere auch von Kommunen in NRW gehalten. Neben den Aktien die Kommunen direkt halten, sind zudem viele Kommunen über Beteiligungsgesellschaften mit RWE verflochten. Abhängigkeit bestehen somit über die Erträge von Dividenden aber auch beispielsweise über Verteilnetz-Konzessionen. Einige Städte und Kreise, wie beispielsweise Münster, Viersen, oder der Kreis Siegen-Wittgenstein haben ihre vormals gehaltenen Aktien bereits verkauft.⁵²

⁵⁰ Siehe E.ON SE. 2018. "Creating the Future of Energy."

⁵¹ Abbildung übersetzt und ergänzt um Atomkraftwerkgrafik. Vgl. E.ON SE. 2018. A.A.o.

⁵² Vgl. Fossil Free Deutschland. 2018. "Der RWE-Sumpf in den Kommunen- Why We Rise in Essen."

5.2 Sicherung der Folgekosten vom Atom- und Braunkohlegeschäft

Die Folgekosten und die Absicherung der Risiken aus dem Atom- und dem Braunkohlegeschäft sind derzeit sehr unsicher und belasten sowohl die Perspektiven der RWE als auch der öffentlichen Haushalte. Neben den Folgekosten des Braunkohletagebaus geht es dabei auch um die – in der politischen Diskussion kaum noch präsenten – Risiken beim Rückbau von Atomkraftwerken; bei letzteren geht es um wesentlich höhere Beträge.

5.2.1 Braunkohletagebaue

Der Kohleausstieg wird hohe Kosten für die Stilllegung und den Rückbau von Kohlekraftwerken und Tagebauen nach sich ziehen. Auch die Renaturierung der vom Kohleabbau betroffenen Landstriche und die Regulierung dauerhafter Schäden, wie der Anstieg des Grundwassers, verursachen Kosten (DIW Berlin 2017). Der Bundesrat fordert in einem Beschluss vom 06.07.2018 die Behandlung dieser mit dem Kohleausstieg verbundenen Haftungs- und Kostenfragen sowie eine eigene Kostenaufstellung für den Kohleausstieg in das Mandat der „Kohlekommission“ aufzunehmen. Außerdem soll die Kommission ein Konzept für die betreiberunabhängige Sicherung angemessener Rücklagen erarbeiten (Bundesrat 2018).⁵⁴

Die Berechnung der Kosten ist bislang Aufgabe der Betreiber. Sie sind gesetzlich dazu verpflichtet, für die Folgekosten des Braunkohlebergbaus aufzukommen und in den Bilanzen entsprechende Rückstellungen zu bilden (§ 55 BBergG, Stand 30.11.2016). Es stellt sich jedoch die Frage, inwieweit die Betreiber die anfallenden Kosten tragen werden: Ein Großteil der Kosten fällt erst nach der Schließung des Tagebaus an, Rückstellungen sind im bestehenden Betrieb als Anlagen investiert, es besteht Unsicherheit über die tatsächliche Höhe der Rückstellungen und diese sind außerdem bislang nicht insolvenzfest, d. h. sie können bei Zahlungsunfähigkeit des Betreibers verloren gehen (DIW Berlin 2017).

RWE hat drei eigene Gutachten zu notwendigen Rückstellungen in Auftrag gegeben und veröffentlicht (MTC 2017; RWE Power AG, RWTH und BET 2017; RWE Power AG und KPMG 2016). Diesen Gutachten ist zu entnehmen, dass die Kosten für die Rekultivierung im Rheinischen

⁵⁴ Die Bundesregierung hat in einer Antwort auf eine kleine Anfrage der Bundestagsfraktion von Bündnis 90/Die Grünen zu dem Beschluss des Bundesrates Stellung bezogen. Sie sieht den Wunsch der Länder bereits durch das vorhandene Mandat der Kohlekommission abgedeckt. Vgl. https://rp-online.de/politik/deutschland/folgekosten-des-braunkohletagebaus-bundesregierung-will-keinen-fonds-fuer-kohleausstieg_aid-24181077?utm_source=twitter&utm_medium=referral&utm_campaign=share

Revier zu über 80 Prozent erst anfallen, wenn ein Tagebau geschlossen wird. Während 74 Prozent der Kosten für die Wiedernutzbarmachung anfallen, stellen Umsiedlungen und Verlegungen nur 8 Prozent der Kosten dar. RWE gibt an, dass bereits ca. 70-80 Prozent der notwendigen Rückstellungen gebildet wurden (2,2 Mrd. €). Jedoch ist in diesen Gutachten nicht aufgeführt, wie die Rückstellungen angelegt sind und sie beinhalten keine Abschätzungen dazu, wie sich die benötigten Rückstellungen und andere Bilanzposten bei einem vorzeitigen Kohleausstieg verändern würden.

Auch vor dem Hintergrund einer vorgezogenen Beendigung der Kohlenutzung könnte ein von staatlichen Stellen in Auftrag gegebenes Gutachten Klarheit bzgl. der Höhe und der Fälligkeit der Folgekosten und ihrer Absicherung geben (Agora Energiewende 2016b; DIW Berlin 2017; SRU 2017).

5.2.2 Rückbau von Atomkraftwerken

Auch die Schließung der verbleibenden Atomkraftwerke und der bevorstehende Rückbau bilden erhebliche Risiken für das Geschäftsmodell des RWE. Über viele Jahrzehnte betrieb RWE eine große Zahl von Atomkraftwerken, welche erhebliche Beiträge zum Gewinn machten, da der überwiegende Teil der Versicherungs- und Umweltkosten von der Allgemeinheit getragen wurden (Hirschhausen und Reitz 2014; Hirschhausen et al. 2015). Mit dem Gesetz zur Regelung der langfristigen Lagerung radioaktiver Abfälle aus dem Jahr 2016 gelang es den Atomkonzernen bereits, sich der Risiken der bis in das nächste Jahrhundert reichenden Einlagerung zu entledigen. Die Begründung dafür, in diesem Fall vom Verursacherprinzip abzusehen, bestand darin, dass das Risiko die Überlebenschancen der verbleibenden Energieversorger, darunter auch RWE, stark reduziert hätte (Jänsch et al. 2017).

RWE sowie die anderen Betreiber (E.on/Preußen-Elektra, EnBW sowie Vattenfall) bleiben jedoch für den Rückbau „ihrer“ Atomkraftwerke verantwortlich. Bis jetzt sind deutschlandweit erst zwei der älteren Atomkraftwerke zurückgebaut worden (Stade und Würgassen). Schätzungen der Kosten belaufen sich auf ca. € 1 Mrd./MW, sind jedoch nicht einfach zwischen Kraftwerken übertragbar (Wealer et al. 2015).

RWE verfügt über die mit Abstand geringsten Rückstellungen für den Rückbau seiner Atomkraftwerke (Tabelle 8). Die bisherigen Erfahrungen des Konzerns mit dem Rückbau des ersten Reaktors, Gundremmingen A, sind negativ: Der Rückbauprozess dauerte 23 Jahre und belief

sich auf € 2,2 Mrd., ca. dreimal so viel wie ursprünglich geplant (Schneider et al. 2018). Obwohl RWE mit den noch laufenden Atomkraftwerken (Gundremmingen C, Emsland) noch Deckungsbeiträge erzielt, sind die technischen und finanziellen Risiken des Rückbaus erheblich. Daher wäre, analog zu den Braunkohletagebauen, eine Überführung der vorgesehenen Rückstellungen in einen öffentlichen Fond seine Möglichkeit, die vorhandenen Finanzmittel zu sichern. Andere Organisationsmodelle sollten ebenfalls geprüft werden.

Tabelle 8: Rückstellungen für den Rückbau von Atomkraftwerken.

Unternehmen	Rückstellung pro Kraftwerk
Vattenfall	€ 1.7 Mrd.
EnBW	€ 1.1 Mrd.
E.ON	€ 1.1 Mrd.
RWE	€ 0.75 Mrd.
	Durchschnitt: € 1.16 Mrd.

Quelle: Eigene Zusammenstellung, auf der Basis von Geschäftsberichten.

5.2.3 Trennmodelle für RWE dringend notwendig

Die Unsicherheit bzgl. einer nachhaltigen Unternehmensstrategie für RWE steht auch dem Kohleausstieg entgegen. Insbesondere sind die Deckungsbeiträge aus dem Braunkohlegeschäft für den RWE von erheblicher Bedeutung. Es wird sogar argumentiert, der Weiterbetrieb von Tagebauen und Kraftwerken wäre notwendig, um die Folgekosten eines Tages decken zu können. Ähnliches wird auch für die Atomkraftwerke behauptet. Daher müssen zeitnah Trennmodelle für den RWE diskutiert werden, um die strategische Ausrichtung des Konzerns auf erneuerbare Energien zu sichern und gleichzeitig die verfügbaren Rückstellungen für Folgekosten aus dem Braunkohle- und Atomgeschäft adäquat zu verwenden.

Durch die schwer vorhersehbaren Risiken bei den Folgekosten des Braunkohletagebaus und auch des Atomkraftwerksrückbaus ist die Geschäftsgrundlage für die „neue RWE“ jedoch gefährdet. Die Folgekosten der Atomwirtschaft spielen für RWE (und andere Betreiber) eine bedeutende Rolle, da ihnen (auch nach der geplanten Umstrukturierung), noch erhebliche technische und wirtschaftliche Risiken bzgl. des bevorstehenden Rückbaus von Atomkraftwerken anhängig sind.⁵⁵ Angesichts der heute noch vorhandenen Ertragsstärke von RWE und der mittelfristig hohen Unsicherheit ist es nunmehr dringend, die Überführung der Rückstellungen im Atom- und Braunkohlebereich in einen öffentlich-rechtlichen Fonds zu prüfen, um die Überlebensfähigkeit auch der neuen RWE zu sichern. Auch alternative Organisationsmodelle, wie z.B. die getrennte Überführung in einen Atomfonds (evtl. in Verbindung mit dem Fonds zu langfristiger Lagerung und einer zentralen Rückbaugesellschaft) und einen separaten (Braun-)Kohlefonds.

6 Fazit

Die weitgehende Reduktion bzw. der vollständige Ausstieg aus der CO₂-intensiven Stromproduktion ist eine Bedingung für die Einhaltung der Klimaschutzziele in Nordrhein-Westfalen, Deutschland und Europa. In NRW erfordert das Klimaschutzgesetz für 2050 eine Emissionsverminderung von 80-95% (Basis: 1990); Deutschland hat sich seit dem Energiekonzept von 2010 auf eine 40%-ige Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2020 verpflichtet, welche nach aktuellem Stand weit verfehlt wird (ca. 35,% werden nach aktuellem Stand erreicht); auch das Ziel einer 55%-igen Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2030 ist ohne eine weitgehende Reduktion der CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft, mindestens 61% gegen über 1990, nicht zu erreichen. Diese Studie analysiert die Auswirkungen eines Kohleausstiegs im Land Nordrhein-Westfalen und in Deutschland im europäischen Kontext, sowohl in Bezug auf die Energiewirtschaft und Klimaziele als auch in Bezug auf den Strukturwandel und die wirtschaftliche Entwicklung.

⁵⁵ Das Aktionäre RWE Aktien abstoßen liegt nicht nur an der Absicht Geld, aus fossilen Energieträgern zu de-investieren, sondern auch an der fehlenden Wettbewerbsfähigkeit von konventioneller Energieerzeugung: RWE musste beispielsweise zwischen 2010 und 2016 16 Milliarden € abschreiben (Buckley and Nicholas 2017).

Die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle war im Jahr 2016 mit 240 Mio. t CO₂ für mehr als ein Viertel der deutschen Treibhausgas-Emissionen verantwortlich. Unter den Bundesländern ist Nordrhein-Westfalen mit ca. 140 Mio. t CO₂ der mit Abstand größte CO₂-Emittent. Mit 7 GW Steinkohle- und 10 GW Braunkohlekraftwerken ist NRW auch das mit Abstand größte Bundesland bei Steinkohle (28% der deutschen Kraftwerkskapazitäten) bzw. Braunkohle (50%). Der Kohleausstieg in NRW muss im Rahmen eines deutschlandweiten Kohleausstiegs geplant und durchgeführt werden: Deutschlandweit ist es möglich, mit der Abschaltung von Kohlekraftwerken bzw. der Reduktion der Betriebsdauer besonders CO₂-intensiver Braunkohlekraftwerke das sektorale Klimaschutzziel für 2020 sowie die Ziele für 2030 noch zu erreichen. Hierfür ist eine Reduktion der Steinkohlekapazitäten von derzeit 16 GW auf 8 GW im Jahr 2030 notwendig, Braunkohlekraftwerke sollten bis zum Jahr 2030 abgeschaltet werden.

Die Versorgungssicherheit im deutschen und europäischen Stromsystem ist trotz des weitgehenden Kohleausstiegs auch im Jahr 2030 gewährleistet. Szenariorechnungen mit dem europäischen Stromsektormodell dynELMOD zeigen, dass auch in Extremsituationen die gesamte Nachfrage 2030 noch aus einer Kombination aus verfügbaren konventionellen Kraftwerken, erneuerbaren Energien, Speichern sowie dem europäischen Stromaustausch gewährleistet werden kann. Auch ein Vergleich (methodisch überholter) nationaler Leistungsbilanzen zeigt anhand einer repräsentativen Betrachtung des Jahres 2023 ein hohes Maß an Versorgungssicherheit.

Im Bereich der Braunkohle werden dazu zunächst ältere und damit im Durchschnitt emissionsintensivere Kraftwerke stillgelegt. Dabei werden die Stilllegungen gleichmäßig auf die drei deutschen Braunkohlereviere verteilt. Dies bedeutet für das rheinische Revier in Nordrhein-Westfalen, dass im mittleren Pfad bis auf drei vergleichsweise neue Kraftwerksblöcke in Niederaußem (K, BoA 2, BoA 3) und Neurath D alle Braunkohlekraftwerke bis spätestens 2025 stillgelegt werden. Im Falle des schnellen Ausstiegs werden lediglich die zwei modernsten Blöcke in Niederaußem (BoA 2 und 3) bis 2030 betrieben. Die Ausstiegspfade für Steinkohlekraftwerke in NRW sehen eine schrittweise Schließung zwischen 2030 und 2040 (mittleres Szenario) bzw. zwischen 2020 und 2040 (schneller Ausstieg) vor.

Der Tagebau Garzweiler II wird im Szenario eines schnellen Kohleausstiegs bis zum Jahr 2030 nur bis zur Autobahn A61 abgebaut; hierdurch wird insgesamt ungefähr ein Fünftel der im

Rahmenbetriebsplan genehmigten Kohlemengen in Anspruch genommen (150 Millionen Tonnen Braunkohle): In diesem Fall müssen die Dörfer Keyenberg, Kuckum, Unterwestrich, Oberwestrich und Berverath, welche in den laufenden Abbauplänen berücksichtigt sind, nicht mehr weichen. Der Braunkohletagebau in Hambach beschränkt sich in dem schnellen Ausstiegspfad auf 230 Millionen Tonnen, insb. für die Kraftwerke Neurath und Niederaußem. Durch die Verringerung der benötigten Kohlemenge könnte auch auf die Rodung des wegen Naturschutzes schützenswerten Hambacher Waldes verzichtet werden.

Sowohl die Steinkohle- als auch die Braunkohlewirtschaft in Deutschland sind seit Jahrzehnten stark rückläufig, sodass der verbleibende Strukturwandel bis zum endgültigen Kohleausstieg relativ geringe Ausmaße annimmt; dennoch muss er in den besonders betroffenen Regionen aktiv gestaltet werden. Der Steinkohletagebau in NRW endet im Dezember 2018 mit der Schließung der letzten beiden Gruben (Prosper-Haniel und Ibbenbüren). Von den 1957 mehr als 542.000 direkt Beschäftigten sind heute nur noch ca. 5.700 Arbeitsplätze erhalten. In der Braunkohlewirtschaft in NRW sind von vormals 26.390 Beschäftigten heute noch 8.900 direkte Arbeitsplätze vorhanden.

Die Rahmenbedingungen für den verbleibenden Strukturwandel im Kontext des Kohleausstiegs in NRW sind günstig: Zum einen sind bereits zwei Drittel der Beschäftigten älter als 46 Jahre und somit zum Zeitpunkt des Kohleausstiegs im Rentenalter. Für einen Großteil der verbleibenden MitarbeiterInnen gibt es Anschlussbeschäftigung, z.B. in der Tagebaurekultivierung und dem Kraftwerksrückbau. Auch die Möglichkeiten, eine der Berufsgruppe vergleichende Tätigkeit in anderen Wirtschaftsbereichen innerhalb der Region zu finden, sind in NRW günstig, u.a. in der Maschinen- und Fahrzeugtechnik, Mechatronik, Energie- und Elektroberufen. Allein der Zubau an Photovoltaik (Photovoltaik von ca. 15 GW bis 2030 entspricht einem Beschäftigungseffekt von ca. 3.000 Vollzeitäquivalente (VZÄ)) sowie Windkraftanlagen (18 GW bzw. 5.000 VZÄ) können die wegfallenden Arbeitsplätze der Braunkohleindustrie auf NRW Ebene überkompensieren.

Der unternehmerische Strukturwandel beim größten Energieversorger und CO₂-Emittenten in NRW, RWE, muss bei einem Kohleausstieg ebenfalls vorweggedacht werden. Durch die Rücknahme der vormaligen Erneuerbarensparte Innogy sowie den Zukauf des Erneuerbaren-

geschäfts von E.on möchte RWE eine Spitzenreiterrolle im Bereich erneuerbare Energien erreichen. Vor diesem Hintergrund birgt die aktuelle Unternehmensstruktur erhebliche Risiken aufgrund des unterfinanzierten Rückbaus von Atomkraftwerken sowie unsicheren Folgekosten von Stein- und insb. Braunkohleausstieg (Rückbau, Renaturierung, Ewigkeitskosten, etc.). Daher müssen zeitnah Trennmodelle für den RWE diskutiert werden, um die strategische Ausrichtung des Konzerns auf erneuerbare Energien zu sichern und gleichzeitig die verfügbaren Rückstellungen für Folgekosten aus dem Braunkohle- und Atomgeschäft adäquat zu verwenden, z.B. die getrennte Überführung in einen Atomfonds für Rückbau und eine separate Lösung für die Ewigkeitskosten der Braunkohle.

7 Referenzen

50Hertz Transmission, Amprion und Tennet. 2017. "Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016-2020." Berlin.

Agora Energiewende. 2016a. "Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens - Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Kurzfassung)." Impulse. Berlin.

———. 2016b. "Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Langfassung)." Impulse. Berlin: Agora Energiewende.

———. 2016c. "Was bedeuten Deutschlands Klimaschutzziele für die Braunkohleregionen?" Impulse. Berlin.

———. 2017. "Eine Zukunft für die Lausitz - Elemente eines Strukturwandelkonzepts für das Lausitzer Braunkohlerevier." Berlin, Germany: Agora Energiewende.

BMUB. 2016. "Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung." Berlin, Germany.

BMWi. 2016. "Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie Nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität." Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

———. 2018a. Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung – KapResV).

- . 2018b. "Einsetzung der Kommission Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung."
- BMWi und BNetzA. 2017. "Versorgungssicherheit in Deutschland." Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesnetzagentur.
- BNetzA. 2017. "Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß §13k EnWG." Bonn: Bundesnetzagentur.
- . 2018a. "Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2018/2019 sowie das Jahr 2020/2021." Bundesnetzagentur.
- . 2018b. "Genehmigung des Szenariorahmens 2019 - 2030." Bonn: Bundesnetzagentur.
- Bogumil, Jörg, Rolf G. Heinze, Franz Lehner, und Klaus Peter Strohmeier. 2012. Viel erreicht - wenig gewonnen: ein realistischer Blick auf das Ruhrgebiet. 1. Auflage. Essen: Klartext.
- Buck, Matthias, Kathrin Goldammer, Raphael Heffron, Philip Hiersemenzel, Martin Kittel, Christian Redl, Eva Schmid, Andreas von Schoenberg, Jurica Volarevic, und Gerard Wynn. 2018. "Phasing in Renewables - Towards a Prosperous and Sustainable Energy Future in Kosovo: Challenges and Possible Solutions." Bonn: Germanwatch e.V.
- Buckley, Tim und Simon Nicholas. 2017. "Global Electricity Utilities in Transition. Leaders and Laggards: 11 Case Studies." Cleveland, Ohio, USA: Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA).
- BUND. 2018. "BUND-Abschaltplan für AKW und Kohlekraftwerke." Berlin.
- Bundesnetzagentur. 2017. "Bericht über die Mindesterzeugung." Bericht gemäß § 63 Abs. 3a EnWG i. V. m. § 12 Abs. 5 S. 1 Nr. 4 EnWG. Bonn: Bundesnetzagentur.
- Bundesrat. 2018. "Verordnung über die Umsetzung der Auskunftspflicht und die Ausgestaltung der Informationen nach dem Transparenzgesetz (Rückbaurückstellungs-Transparenzverordnung)."
- CEE. 2018. "The European Commission's Platform for Coal Regions in Transition: Case Studies Highlight Tilt Towards Coal Companies." bankwatch network.
- Consentec, and r2b Energy Consulting. 2015. "Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern." Aachen: Consentec, r2b energy consulting.

- dena. 2014. "dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 – Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien." Endbericht. Berlin, Germany.
- Deutscher Bundestag - Wissenschaftliche Dienste. 2017. "Steinkohlesubventionen." Dokumentation WD 5-3000-033/17.
- Diekmann, Jochen, Andreas Püttner, Schill, Wolf-Peter und Kirrmann, Sven. 2017. "Vergleich der Bundesländer: Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien. 2017 Indikatoren und Ranking Endbericht." Berlin und Stuttgart: DIW Berlin.
- DIW Berlin. 2017. "Klimaschutz und Betreiberwechsel: Die Ostdeutsche Braunkohlewirtschaft im Wandel." DIW Wochenbericht 6+7/2017. DIW Berlin. Berlin.
- DIW Berlin, Wuppertal Institut und Ecologic Institut. 2018. "Die Beendigung der Energetischen Nutzung von Kohle in Deutschland: Ein Überblick über Zusammenhänge, Herausforderungen und Lösungsoptionen." Berlin.
- ENTSO-e. 2017. "Mid-Term Adequacy Forecast." Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- Europäische Kommission. Vertretung in Deutschland. 2018. "EU-Förderung in Deutschland."
- European Commission. 2017. "Press Release No Region Left behind: Launch of the Platform for Coal Regions in Transition."
- FÖS. 2010. "Staatliche Förderungen der Stein- und Braunkohle im Zeitraum 1950-2008. Forum ökologisch-soziale Marktwirtschaft e.V.-Studie im Auftrag von Greenpeace." Berlin.
- Fraunhofer IWES. 2017. "Regelenergie durch Wind- und Photovoltaikparks." Kassel.
- Gerbaulet, Clemens und Casimir Lorenz. 2017. "dynELMOD: A Dynamic Investment and Dispatch Model for the Future European Electricity Market." DIW Berlin, Data Documentation No. 88. Berlin, Germany.
- Goch, Stefan. 2011. "Sinnstiftung durch ein Strukturpolitikprogramm. Die Internationale Bauausstellung Emscher-Park." In *Urbane Events*, edited by Gregor J. Betz, Ronald Hitzler, and Michaela Pfadenhauer, 67–84. Wiesbaden: VS Verl. für Sozialwissenschaften.

- Göke, Leonard, Martin Kittel, Claudia Kemfert, Casimir Lorenz, Pao-Yu Oei und Christian von Hirschhausen. 2018. "Erfolgreicher Klimaschutz durch zügigen Kohleausstieg in Deutschland und Nordrhein-Westfalen." DIW Wochenbericht 33/2018: 701–711.
- Heinbach et al. 2017. "Mehrwert einer regionalen Energiewende im Lausitzer und im Rheinischen Revier. Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenziale durch den Ausbau von Photovoltaik und Windenergie. Eine Kurzstudie des Instituts für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) Im Auftrag von Greenpeace Energy EG." Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung.
- Hermann, Hauke, Katja Schumacher und Hannah Förster. 2018. "Beschäftigungsentwicklung in der Braunkohleindustrie: Status Quo und Projektion Bis 2030. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes." CLIMATE CHANGE 18/2018. Dessau-Roßlau: Öko-Institut Berlin im Auftrag des Umweltbundesamtes.
- Herpich, Philipp, Hanna Brauers und Pao-Yu Oei. 2018. "An Historical Case Study on Previous Coal Transitions in Germany." IDDRI and Climate Strategies.
- Hirschhausen, Christian von, Clemens Gerbaulet, Franziska Holz und Pao-Yu Oei. 2013. "European Energy Infrastructure Integration Quo Vadis? Sectoral Analyses and Policy Implications." In *Europa am Scheideweg*, edited by Theresia Theurl. Vol. 338. Berlin, Germany: Duncker & Humblot.
- Hirschhausen, Christian von, Clemens Gerbaulet, Claudia Kemfert, Felix Reitz und Cornelia Ziehm. 2015. "German Nuclear Phase-Out Enters the Next Stage: Electricity Supply Remains Secure – Major Challenges and High Costs for Dismantling and Final Waste Disposal." DIW Economic Bulletin 5 (22/23): 293–301.
- Hirschhausen, Christian von und Felix Reitz. 2014. "Nuclear Power: Phase-Out Model Yet To Address Final Disposal Issue." 4. DIW Economic Bulletin.
- Huneke, Fabian, Carlos Perez Linkenheil und Marie-Louise Niggemaier. 2017. "Kalte Dunkelflaute - Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter." Berlin: Energy Brainpool.
- ifeu. 2016. "Aktualisierung „Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des Motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960–2035“ (TREMOMOD) für die Emissionsberichterstattung 2016 (Berichtsperiode 1990–2014)."

- Innovationsregion Rheinisches Revier GmbH. 2017. "Regionales Investitionskonzept (RIK)." Jülich: Gefördert durch das BMWi.
- IZT. 2014. "Erfolgreiche Regionale Transformationsprozesse - Mögliche Zukünfte für die Region Ruhr." Kurzstudie im Auftrag der Brost-Stiftung IZT-Text 1-2014. Essen, Germany: Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung.
- Jänsch, Elisabeth, Achim Brunnengräber, Christian von Hirschhausen und Christian Möckel. 2017. "Wer soll die Zeche zahlen? Diskussion alternativer Organisationsmodelle zur Finanzierung von Rückbau und Endlagerung." GAIA, Jahrhundertprojekt Endlagerung, 26 (2): 118–120.
- Klatt, Matthias, Klaus Pfeiffer, Martin Bendig, Kristian Platta und David Matzekat. 2018. "Betrachtungen zur Mindestenergieerzeugung von Braunkohlekraftwerken im Kontext des Netzbetriebs." Cottbus.
- LANUV. 2013. "Landesamt für Natur, Umwelt Und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV): Fachbericht 40." Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen.
- Lehr, Ulrike und Philip Ulrich. 2018. "Erneuerbar beschäftigt in den Bundesländern. Bericht zur aktualisierten Abschätzung der Bruttobeschäftigung 2016 in den Bundesländern." Osnabrück: GWS mbH.
- Markwardt, Gunther, Magdalena Mißler-Behr, Helmut Schuster, Stefan Zundel und Jörg Hedderoth. 2016. "Strukturwandel in der Lausitz - Wissenschaftliche Auswertung der Potentialanalysen der Wirtschaft der Lausitz ab 2010." Berlin: TU Dresden, BTU Cottbus-Senftenberg.
- MTC. 2017. "Validierung und Prüfung der bergbaubedingten Rückstellungen für die Braunkohle Tagebaue, Altstandorte und Kraftwerksreststoffdeponien Der RWE Power AG. Im Auftrag Der RWE Power AG." Clausthal: Mining Technology Consulting.
- MWIDE NRW. 2018. "Energiestatistik NRW."
- Neuhoff, Karsten, Friedrich Kunz, Sophia Rüter und Sebastian Schwenen. 2014. "Koordinierte Strategische Reserve kann Stromversorgungssicherheit in Europa erhöhen." DIW-Wochenbericht 81 (30): 724–733.

- Oei, Pao-Yu, Clemens Gerbaulet, Claudia Kemfert, Friedrich Kunz, Felix Reitz und Christian von Hirschhausen. 2015. "Effektive CO₂-Minderung im Stromsektor: Klima-, Preis- und Beschäftigungseffekte des Klimabeitrags und alternativer Instrumente." 98. Politikberatung kompakt. Berlin, Germany: DIW.
- Oei, Pao-Yu, Claudia Kemfert, Felix Reitz und Christian von Hirschhausen. 2014. "Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende." 84. Politikberatung kompakt. Berlin, Germany: DIW.
- O'Sullivan, Marlene, Dietmar Edler und Ulrike Lehr. 2018. "Ökonomische Indikatoren des Energiesystems Methode, Abgrenzung und Ergebnisse für den Zeitraum 2000 - 2016." Osnabrück: GWS DIW DLR.
- Peter, Frank und Philipp Litz. 2017. "Kohleausstieg, Stromimporte und -Exporte sowie Versorgungssicherheit." Kurz-Analyse. Berlin: Agora Energiewende.
- RWE Power AG und KPMG. 2016. "Vollständigkeit und Angemessenheit der bilanzierten bergbaubedingten Rückstellungen nach IFRS zum 31. Dezember 2016. Gutachterliche Stellungnahme RWE Power Aktiengesellschaft." Essen/Köln: KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft.
- RWE Power AG, RWTH und BET. 2017. "Gutachterliche Stellungnahme zur Bewertung von langfristigen wasserwirtschaftlichen Maßnahmen im Rheinischen Revier." Schlussbericht. Aachen: RWE Power AG, RWTH Aachen, Lehr- und Forschungsgebiet Hydrogeologie und BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH.
- RWI. 2017. "Erarbeitung aktueller vergleichender Strukturdaten für die deutschen Braunkohleregionen. Projektbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie". Projektnummer: I C 4-25/17." Essen.
- Schneider, Mycle, Antony Froggatt, Phil Johnstone, Andy Stirling, Tadahiro Katsuta, M. V. Ramana, Christian von Hirschhausen, Ben Wealer, Agnès Stienne und Julie Hazemann. 2018. "World Nuclear Industry Status Report 2018." Paris: Mycle Schneider Consulting.
- Schwartzkopff, Julian und Sabrina Schulz. 2015. "Zukunftsperspektive für die Lausitz - Was kommt nach der Kohle?" Kurzstudie. Berlin, Germany: E3G.

- SPD, CDU und CSU. 2018. "Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU Und SPD."
- SRU. 2017. "Kohleausstieg jetzt einleiten." Sachverständigenrat für Umweltfragen.
- Stryi-Hipp, Gerhard, Juri Horst, Volker Lenz, Daniela Thran, Gunther Rockendorf, Dietmar Schüwer, Evelyn Sperber und Hans Erhorn. 2015. "Besonderheiten des Wärmemarktes und Konsequenzen für eine erfolgreiche Wärmewende," Forschung für die Wärmewende, Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2015, 23–26.
- Wealer, Ben, Clemens Gerbaulet, Christian von Hirschhausen und Jan Paul Seidel. 2015. "Stand und Perspektiven des Rückbaus von Kernkraftwerken in Deutschland (»Rückbau-Monitoring 2015«)." DIW Berlin, Data Documentation 81. Berlin, Germany: DIW Berlin, TU Berlin.
- Wehnert, Timon, Lukas Hermwille, Florian Mersmann, Anja Bierwirth und Michael Buschka. 2018. "Phasing-out Coal, Reinventing European Regions. An Analysis of EU Structural Funding in Four European Coal Regions." Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- Weiss, Florian, Richard Groß, Sarah Linowski, Christian von Hirschhausen, Ben Wealer und Timon Zimmermann. 2018. "How Incumbents Are Adjusting to the Changing Business Environment: A German Case Study." In Sioshansi, Feideroon (Ed.): Customer Stratification - How Innovation in Services Will Lead to Disruptions in the Electric Power Sector. Amsterdam, NL: Elsevier.
- Wuppertal Institut. 2014. "Zusammenfassung der Szenarioberechnungen des Beteiligungsprozesses zum Klimaschutzplan in NRW." Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- . 2016. "Lausitz Im Wandel. Wie weiter nach der Kohle? Studie im Auftrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen im Brandenburger Landtag." Potsdam: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH.

Anhang: Ausführungen zur Versorgungssicherheit

Die Obsoleszenz der nationalen Leistungsbilanz im europäischen Kontext

Bis zum Jahr 2016 war die Erstellung einer Leistungsbilanz für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber obligatorisch. Mit der Einführung des Strommarktgesetzes⁵⁶ wurde diese Verpflichtung jedoch aufgelöst. Stattdessen ist nunmehr das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie beauftragt einen Monitoringbericht⁵⁷ zur Versorgungssicherheit zu erstellen. Grund dafür ist, dass das Konzept einer nationalen Leistungsbilanz nicht mehr sachgerecht ist und an vielen Stellen zu kurz greift, weil teilweise auf deterministische Ansätze aufbaut und probabilistische Einflussgrößen inkonsistent behandelt. So werden Ausfälle von konventionellen Kraftwerken gesondert ausgewiesen und mit Hilfe des Verfahrens der rekursiven Faltung bei einem Sicherheitsniveau von 95 Prozent berechnet. Die Differenz aus installierter Netto-Engpassleistung und dem bei der rekursiven Faltung resultierenden Leistungswert fließt für die Ausfälle mit ein. Im Gegensatz dazu werden stochastische Nichtverfügbarkeiten von erneuerbaren Erzeugungstechnologien mit einer pauschalen Rate der nicht verfügbaren Leistung dargestellt (50Hertz Transmission, Amprion und Tennet 2017). Zudem werden keine länderübergreifenden Effekte auf dem europäischen Strombinnenmarkt berücksichtigt. Ein Großteil der europäischen Strommärkte sind im sogenannten *Price Coupling of Regions* miteinander gekoppelt, wodurch grenzüberschreitender Handel der Marktteilnehmer ermöglicht wird. Demzufolge unterliegt die national verbleibende Kapazität einem gewissen „Exportrisiko.“ Bei höheren Preisen im Ausland kann ein Kraftwerk innerhalb Deutschlands nicht daran gehindert werden in die Hochpreiszone zu exportieren. Die Leistung des Kraftwerks würde in diesem Falle fehlen, um die nationale Stromnachfrage zu decken (BMW i und BNetzA 2017). Umgekehrt ist es genauso möglich – ausreichend Übertragungskapazität auf den Grenzkupplungsstellen zwischen den Ländern vorausgesetzt – dass bei angebotsseitiger Knappheit in Inland freie Erzeugungskapazität im Ausland genutzt wird, um inländische Stromnachfrage zu bedienen, wobei wie oben beschrieben die Knappheit dem Markt durch Preissignale signalisiert werden. Der genaue Standort eines Kraftwerkes, ob im In- oder Ausland, nimmt also aufgrund

⁵⁶ BGBl I S. 1786, 2016.

⁵⁷ Der aktuelle Monitoringbericht ist zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieses Berichtes noch nicht veröffentlicht.

Integration der nationalen Strommärkte zu einem gemeinsamen europäischen Binnenmarkt eine untergeordnete Rolle bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit in Deutschland ein. Aufgrund der fortgeschrittenen Verzahnung des deutschen Stromversorgungssystems mit dem der Nachbarländern kann Versorgungssicherheit in Deutschland also nur länderübergreifend betrachtet werden (Consentec und r2b Energy Consulting 2015). In der Praxis bedeutet das, dass im europäischen Verbund Portfolio- und Ausgleichseffekte bei der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, Last und Kraftwerksausfällen bestehen, die im Umfang der bestehenden grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten auf den Grenzkuppelstellen genutzt werden können, abzüglich einer Sicherheitsmarge zur Berücksichtigung vor- oder nachgelagerter netztechnischer Restriktionen.

Ein Beispiel für die Ausgleichseffekte lässt sich wie folgt darstellen: Die Stromspitzen in den einzelnen Ländern sind miteinander korreliert: Wird in Deutschland viel Strom durch Haushalte in den Abendstunden nachgefragt, so ist das auch in Belgien oder den Niederlanden der Fall. Allerdings sind die kumulierten jährlichen Spitzenlasten zu verschiedenen Zeitpunkten von mittel- und nordeuropäischen Ländern⁵⁸ deutlich höher als die die Summe der zum selben Zeitpunkt auftretenden *gleichzeitigen* Lastspitzen dieser Länder. Betrachtet man die Residuallast – der Anteil der Last, den Erneuerbare nicht mehr bedienen können und der durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss – verstärkt sich der ausgleichende Effekt einer gleichzeitigen Betrachtung der zu deckenden Last zukünftig durch den Ausbau erneuerbare Energien sogar noch deutlich (Consentec und r2b Energy Consulting 2015; ENTSO-e 2017). Sowohl die Übertragungsnetzkapazität in Europa allgemein als auch auf den deutschen Grenzkuppelstellen zu den Nachbarstaaten wird zukünftig weiter ausgebaut, sodass europäische Ausgleichseffekte stärker genutzt werden können (Huneke, Perez Linkenheil und Niggemaier 2017). Zudem bestehen großräumige, länderübergreifende Ausgleichseffekte bei Kraftwerksausfällen, sodass der Bedarf an verfügbarer Erzeugungsleistung weiter reduziert werden kann. Insgesamt kann aufgrund von Ausgleichseffekten eine europäisch koordinierte Versorgungssicherheit kosteneffizienter gewährleistet werden (Consentec und r2b Energy Consulting

⁵⁸ Die Niederlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Österreich, Schweiz, Italien, Tschechien, Polen, Deutschland, Dänemark, Schweden, Norwegen. Der Effekt wurde konkret für die drei Wetterjahre in (Consentec and r2b Energy Consulting 2015, 2) untersucht und quantifiziert.

2015). Dieser Effekt wurde beispielsweise bei der Regelenergie zur Frequenzstabilität bereits berücksichtigt und ein länderübergreifender Markt für Primärregelenergie etabliert.

Allerdings geht eine europäische Betrachtung der Versorgungssicherheit mit methodischer Komplexität einher. Es ist es notwendig, etwaige Gleichzeitigkeitseffekte relevanter Eingangsgrößen über mehr als eine Stunde adäquat abzubilden. Wie bereits erläutert, treten Lastspitzen in den einzelnen Ländern zu unterschiedlichen Zeitpunkten auf, selbiges gilt für die zeit- und wetterabhängigen Erzeugungsprofile erneuerbarer Energieträger und Verfügbarkeit von konventionellen Kraftwerken: Eine in den Abendstunden auftretende Spitzenlast in Mitteleuropa kann aufgrund des Sonnenstandes durch PV-Anlagen nicht im vollem Maße gedeckt werden. Ferner ist die Zeitkopplung bei der Beurteilung der Rolle von Speichern, wie etwa Batteriespeichersysteme oder Pumpspeicherkraftwerke, zu beachten. Nicht nur die Leistung eines Speichers, sondern auch der Speicherfüllstand sowie das Aufladungspotential ist dann entscheidend, wenn einzelne Extremwittersituation kurz hintereinander auftreten. Die zeitliche Verteilung dieser Effekte ist zufallsbehaftet bzw. stochastisch, wodurch der probabilistische Charakter der Versorgungssicherheit deutlich wird.

Im Gegensatz zum deterministischen Ansatz der nationalen Leistungsbilanz bedarf es also einer probabilistischen Untersuchung der Versorgungssicherheit, welche den stochastischen Charakter von Last, Erzeugung aus Erneuerbaren und Verfügbarkeiten von steuerbaren Kraftwerken adäquat abbildet. Über ein gesamtes Jahr gesehen, kann es zu unterschiedlichen Verläufen des Wetters kommen, welches wiederum die Einspeisepprofile der erneuerbaren Energien und die Spitze und jährliche Menge der Strom- und Wärmenachfrage determiniert. Genauso sind ungeplante Kraftwerksausfälle zufallsbehaftet. Probabilistische *State-of-the-Art* Analysen der Versorgungssicherheit werden dabei wie folgt durchgeführt: Verschiedener Ausprägungen dieser relevanten Eingangsgrößen werden beispielsweise per Monte-Carlo-Simulation miteinander kombiniert, sodass eine Vielzahl an Situationen mit verschiedenen Wetterjahren und unterschiedlichen Kraftwerksverfügbarkeiten untersucht werden. Mit Hilfe von Strommarkt- und Netzmodellen werden diese dann simuliert und die Häufigkeit auftretender Versorgungsengpässe durch Lastüberhang analysiert. Das Niveau der Versorgungssicherheit ist demnach mit Hilfe von ebenfalls probabilistischen Indikatoren zu beurteilen: Die Lastausgleichswahrscheinlichkeit gibt an, in wie viel Prozent der untersuchten Szenarien die Versorgungssicherheit für ein bestimmtes Jahr gewährleistet werden kann (Consentec und r2b

Energy Consulting 2015). Der *Loss of Load Expectation* (LOLE) spiegelt die Lastausgleichswahrscheinlichkeit und stellt zu erwartende Versorgungsausfälle in Stunden dar. Nicht gelieferte Strommengen, die das Ausmaß des Versorgungsengpasses repräsentieren, werden über den *Energy not Supplied* (ENS) Indikator definiert (ENTSO-e 2017).

Eine relevante Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die Lastausgleichswahrscheinlichkeit in Deutschland zukünftig in den Jahren 2020 und 2025 bei 100 Prozent⁵⁹ liegt, wobei allerdings ein möglicher beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung nicht untersucht wurde (Consentec und r2b Energy Consulting 2015). Ein moderat beschleunigter Ausstieg wird in dem *Mid-term Adequacy Report*⁶⁰ des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-e analysiert, wobei der Bericht auf insgesamt 34 Wetterjahren fußt und daher im Zeitverlauf unterschiedlich häufig auftretende und unterschiedlich stark ausgeprägte Extremwittersituationen berücksichtigt. Im Ergebnis zeigt sich ein LOLE = 0 für Deutschland, sowohl im Jahr 2020 als auch 2025. Selbiges gilt auch bei einem ausbleibenden Ausbau der Übertragungskapazität auf den Grenzkuppelstellen in dem Zeitraum 2020 bis 2025 oder bei einem zusätzlichen Ausscheiden von Erzeugungskapazitäten aus dem Markt,⁶¹ beispielsweise aufgrund Profitabilitätslücken. Die hierfür zugrunde gelegten Annahmen zu der Entwicklung der Kohlekapazitäten entsprechen in etwa dem im Rahmen dieser Studie durchgeführten Analyse des Szenarios *EFF3_EFF60*.

Es kann daher geschlussfolgert werden, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland aufgrund von Ausgleichseffekten im europäischen Strombinnenmarkt grundsätzlich abgesichert ist, auch bei zusätzlichem Ausscheiden von steuerbarer Erzeugungslleistung etwa durch einen beschleunigten Kohleausstieg.

⁵⁹ Dafür wurde auf Grundlage von drei Wetterjahren die Versorgungssicherheit für die Jahre 2020 und 2025 untersucht. Tatsächlich gibt es besonders ungünstige Kombinationen der relevanten stochastischen Einflussgrößen, in denen es zu Versorgungsengpässen kommen kann: In Belgien beträgt die Lastausgleichswahrscheinlichkeit im Jahr 2025 99,99999 Prozent. Umgekehrt heißt das, dass in 0,00001 Prozent der untersuchten Szenarien ein Versorgungsengpass aufgetreten ist.

⁶⁰ Dafür wurden in 2020 eine Erzeugungslleistung aus Braun- und Steinkohle von insgesamt 39,9 Gigawatt im Jahr 2020 (Szenario: Best Estimate 2020) und 32,3 Gigawatt im Jahr 2025 (Szenario: Best Estimate 2025) angesetzt.

⁶¹ In Deutschland wurden für die Sensitivitätsanalyse 5,6 Gigawatt im Jahr 2020 und 6,1 Gigawatt an Erzeugungslleistung zusätzlich aus dem Markt genommen.

Monitoring der Versorgungssicherheit und bestehende Sicherheitsmechanismen

Deutschland verfügt über ein umfangreiches Sicherheitsnetz zur kontinuierlichen Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Dieses sieht neben dem Monitoring von Kraftwerksstilllegungen auch verschiedene Reservekapazitäten vor, welche für den Fall einer Gefährdung der Versorgungssicherheit vorgehalten werden und verschiedene Extremfälle abdecken. Im Rahmen des Monitorings von Kraftwerkstilllegungsvorhaben hat der regelzonenverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber laut § 13 b EnWG die betreffende Anlage auf Systemrelevanz für das Stromversorgungsnetz zu prüfen. Liegt Systemrelevanz vor, kann der Übertragungsnetzbetreiber nach Genehmigung durch die Bundesnetzagentur die Stilllegung untersagen.

Netzreserve

Die betreffende Anlage wird anschließend in die sogenannte Netzreserve überführt. Die Netzreserve wird gemäß § 13 d EnWG gebildet, um genügend flexible Erzeugungskapazität für die netzdienliche Engpassbewirtschaftung in Form von außergewöhnlichem und außerbörslichen Redispatch, zur Spannungshaltung oder zum Wiederaufbau der Versorgung nach einem Ausfall im Inland oder Ausland vorzuhalten. Der Bedarf an Netzreserve für Redispatch wird jährlich durch die ÜNBs im Zuge einer Systemanalyse für die kommende Winterperiode sowie im Rahmen einer Langfristanalyse ermittelt und anschließend durch die BNetzA bestätigt. Dafür werden systemrelevante und technisch geeignete Anlagen kontrahiert, denen die Stilllegung untersagt wurde; systemrelevante Anlagen, die nicht betriebsbereit sind, jedoch auf Abruf wieder in einen betriebsbereiten Zustand versetzt werden müssen; oder geeignete Anlagen im Ausland. Systemrelevanz liegt bspw. vor, wenn sich das positive Redispatch-Potential im deutschen Markt verringert. Für die kommende Winterperiode 2018/2019 beträgt der von der BNetzA ermittelte Bedarf an Netzreservekapazität 6,6 GW, der komplett mit inländischen Erzeugungskapazitäten gedeckt werden kann.

Netzstabilitätsanlagen

Bei einer Störung oder Ausfall eines Netzelementes arbeitet das Übertragungsnetz an seiner Belastungsgrenze, das heißt es ist nicht mehr gegen den Ausfall eines weiteren beliebigen Netzelementes abgesichert. Das Netz ist dann nicht mehr (n-1)-sicher. Eine Rückführung in den (n-1)-sicheren Betriebszustand ist jedoch nach den Leitlinien für den Übertragungsnetz-

betrieb der ENTSO-e (Grid-Codes) innerhalb einer Stunde zu erreichen. Dafür besteht ein Bedarf an flexiblen Kraftwerken, die für den kurativen Redispatch, also dem Störfall nachgelagert, eingesetzt werden können. Insbesondere für den Zeitraum zwischen der planmäßigen Abschaltung der letzten Atomkraftwerke zwischen 2020 und 2023 und der Fertigstellung des deutschlandweiten Ausbaus der HGÜ-Leitungen im Jahr 2025 genehmigte die BNetzA im Mai 2017 einen Bedarf von 1,2 GW an schnellhochfahrbaren Netzstabilitätsanlagen, die auf Netzknotenpunkte in Süddeutschland wirken können. Ursprünglich sah der §13 k EnGW vor, dass die ÜNB mit dem Bau und Betrieb der Netzstabilitätsanlagen beauftragt werden, jedoch kippte die EU-Kommission diesen Vorschlag aufgrund eines möglichen Verstoßes gegen EU-Beihilferichtlinien. Der Bedarf an Netzstabilitätsanlagen ist nunmehr in §11 Absatz 3 EnWG geregelt und besagt, dass ÜNBs besondere netztechnische Betriebsmittel vorhalten können, die Anlagen jedoch nicht selbst betreiben dürfen, sondern Dritte für den Betrieb zu beauftragen sind. Eine Vermarktung der Anlagen auf dem Strommarkt ist indes nicht vorgesehen.

Kapazitätsreserve

Um für außergewöhnliche und unvorhergesehene Leistungsbilanzdefizite vorzusorgen, sieht der Gesetzgeber vor ab dem kommenden Winterhalbjahr 2018/19 Erzeugungsanlagen, Speicher oder regelbare Lasten in eine Kapazitätsreserve zu überführen. Diese Defizite können in Situationen auftreten, in denen es auf den deutschen Strommärkten⁶² trotz freier Preisbildung nicht zur Markträumung, also zum Ausgleich von Stromerzeugung und Stromverbrauch kommt. Tritt ein derartiges angebotsseitiges Knappheitsproblem auf, welches nicht auf kurzfristigen Intraday- oder Regelenergiemärkten gelöst werden kann, kann der ÜNB die Anlagen, die in der Kapazitätsreserve außerhalb der Strommärkte vorgehalten werden, anweisen ihre Einspeiseleistung hochzufahren, um das Leistungsdefizit auszugleichen. Zunächst ist eine Kapazitätsmenge von 2 GW für einen Zeitraum von zwei Jahren vorgesehen. Ab dem Winterhalbjahr 2020/21 obliegt es dann dem BMWi den Bedarf an gebundener Kapazitätsreserve basierend auf dem Monitoringbericht der BNetzA zu belassen oder so anzupassen, dass dieser 5% der durchschnittlichen Jahreshöchstlast entspricht. Um Wettbewerbsverzerrung zu verhindern und transparente Investitionsbedingungen abzusichern, gilt das Vermarktungs- und

⁶² Insbesondere auf dem Day-ahead und Intraday Markt.

Rückkehrverbot. Anlagen dürfen weder an den Strommärkten bieten noch auf diese nach Ausscheiden aus der Kapazitätsreserve zurückkehren, sondern sind endgültig stillzulegen. Ausgenommen sind Lasten, die in der Kapazitätsreserve kontrahiert sind. Jedoch ist es Anlagen gestattet, sich nach Ablauf der vertraglichen Bindung von zwei Jahren erneut an Folgeauktionen bei den Beschaffungsverfahren für die Kapazitätsreserve zu beteiligen.

Gegen diesen im § 13 e EnWG geregelten Kapazitätsmechanismus entstanden im April 2017 seitens der Europäischen Kommission Bedenken hinsichtlich eines möglichen Verstoßes gegen EU-Beihilfavorschriften. Nach Prüfung durch die Wettbewerbsaufsicht der EU, wurde eine leicht modifizierte Version des Kapazitätsmechanismus durch die Europäische Kommission im Februar 2018 genehmigt. Deutschland hat zwar eingeräumt, dass eine strukturelle Knappheit auf den deutschen Strommärkten zwar nicht zu erwarten sei. Jedoch hat die Wettbewerbsaufsicht die Notwendigkeit der Kapazitätsreserve anerkannt, also die Absicherung gegen Extremfälle, die nicht mit vollständiger Sicherheit ausgeschlossen werden können, beispielsweise im Zuge des Atomausstiegs. Die Verordnung ist derzeit noch nicht in nationales Recht überführt, sieht jedoch vor, dass die Kapazitätsreserve auf maximal 2 GW beschränkt, wobei eine Überprüfung der erforderlichen Kapazitätsmenge unter Beachtung der aktuellen Marktsituation alle zwei Jahre vorgesehen ist. Beginnend im Oktober 2019 wird die Kapazitätsreserve für drei aufeinanderfolgende Zweijahreszeiträume bis Ende 2025 ausgeschrieben. Zudem wird die gesonderte Behandlung von Lasten aufgelöst. Zudem sollen die Anlagen, die in der Kapazitätsreserve vorgehalten werden, auch in der Netzreserve eingesetzt werden und vice versa. Voraussetzung dafür ist, dass die Anlagen sich sowohl an einem netztechnisch günstigen Standort befinden als auch technisch geeignet sind.

Sicherheitsbereitschaft

Zur Wahrung der deutschen Klimaziele wurde im 2016 der § 13 g EnWG eingeführt, mit dem Ziel zusätzliche 12,5 Mio. Tonnen CO₂ jährlich ab 2020 durch die Überführung von insgesamt 2,7 GW an Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft einzusparen. Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft werden dann für vier Jahre vorläufig stillgelegt und als Reservekraftwerke vorgehalten. Der Umfang der Sicherheitsbereitschaft im zeitlichen Verlauf ist in Abbildung 25 dargestellt. Im Falle angebotsseitiger Engpässe durch extreme und längerfristig absehbare Wettersituationen sind die Anlagen innerhalb von 10 Tagen nach Anweisung des

systemverantwortlichen ÜNBs wieder in einen betriebsbereiten Zustand zu versetzen. Es gilt ebenfalls das Vermarktungs- und Rückkehrverbot. Nach Ablauf der vier Jahre sind die Kraftwerke dann endgültig stillzulegen. Insgesamt acht Kraftwerksblöcke werden beginnend am 01. Oktober 2016 und dann jeweils am selben Stichtag 2017, 2018 und 2019 in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Ende 2023 wird die Sicherheitsbereitschaft vollständig aufgelöst sein. Für die Sicherheitsbereitschaft wurden ausschließlich Braunkohlekraftwerke ausgewählt. Grund dafür ist, dass Braunkohleverstromung aufgrund der relative geringen Energiedichte die höchste CO₂-Intensität pro erzeugter kWh hat, und somit den klimaschädlichsten Primärenergieträger darstellt.

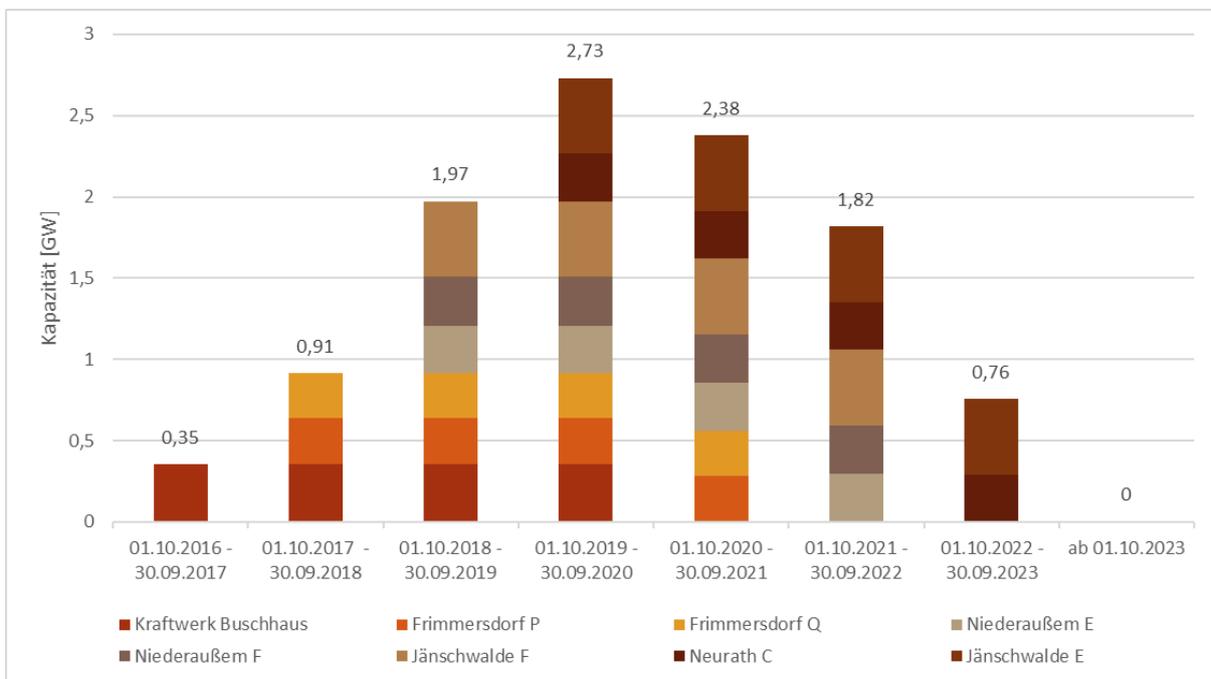


Abbildung 25: Umfang der Sicherheitsbereitschaft im zeitlichen Verlauf.

Quelle: eigene Berechnungen.

Die Einführung der Sicherheitsreserve war umstritten, da im Jahr 2016 in Deutschland Überkapazitäten am Strommarkt vorherrschten und kein weiterer Einsatz der Kraftwerke zu erwarten sei. Die Sicherheitsreserve sei daher als „Abwrackprämie für alte Kohlekraftwerke zu verstehen“.⁶³ Für diese Prämie sind Kosten in Höhe von 230 Mio. Euro pro Jahre über sieben Jahre

⁶³ Vgl. Oei et al. (2015).

zu erwarten.⁶⁴ Zudem traten erhebliche Zweifel auf, ob die Kraftwerke innerhalb der Frist von 10 Tagen tatsächlich betriebsbereit wären, insbesondere ob genügend Brennstoff beschafft werden könne.⁶⁵ Ein weitere Kritikpunkt war, dass vier der acht Braunkohlekraftwerksblöcke ohnehin bis 2019 hätten stillgelegt werden sollen. Ein Verstoß gegen EU-Beihilfavorschriften sah die europäische Kommission aufgrund der positiven Effekte für den Klimaschutz indes nicht.

Abschaltbare Lasten

Dem systemverantwortlichen ÜNB wurde basierend auf § 13 Absatz 1 Nummer 2 EnWG bzw. der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) seit 2013 die Möglichkeit eingeräumt, Stromverbraucher zu kontrahieren ihre Lasten im Bedarfsfall nach Anweisung durch den ÜNB gegen eine Vergütung zu reduzieren, um auf Erzeugungsdefizite oder Netzengpässe reagieren zu können. Anbieter von abschaltbaren Lasten sind z.B. Industriebetriebe, die im der Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen sind und deren Betrieb durch eine kurzzeitige Verringerung oder Abschaltung ihres Strombezuges nicht gestört wird. Sie erhalten finanzielle Kompensation, die sich aus einer Vergütung für die gebotene Last sowie deren Abruf zusammensetzt.

Insgesamt umfassen diese Instrumente eine Gesamtkapazität von 14 GW (BMWi 2016, 2018a; BNetzA 2017b, 2018a), bestehend aus:

- Netzreserve: 6,6 GW für das Winterhalbjahr 2018/19
- Netzstabilisierenden Anlagen: 1,2 GW ab dem Jahr 2020
- Kapazitätsreserve im Umfang von 2 GW
- Abschaltbaren Lasten im Umfang von 1,5 GW
- Sicherheitsbereitschaft: insgesamt 2,7 GW, wobei die Überführungen in die Sicherheitsbereitschaft über einen Zeitraum von sieben Jahren beginnend in 2016 verteilt werden (vgl. Abbildung 25).

⁶⁴ Vgl. Kleine Anfrage an die Bundesregierung vom 21.06.2016, online verfügbar unter <http://dipbt.bundes-tag.de/doc/btd/18/073/1807321.pdf>.

⁶⁵ Vgl. Kleine Anfrage an die Bundesregierung vom 19.02.2018, online verfügbar unter <http://dip21.bundes-tag.de/dip21/btd/19/004/1900492.pdf>.

Die Dimensionierung der einzelnen Sicherheitsmechanismen fußt auf einer jährlich durchzuführenden Systemanalyse, in der die Übertragungsnetzbetreiber mögliche kritische Grenzsituationen des Stromversorgungssystems untersuchen. Den Analysen werden verschiedene extreme Last-, Erzeugungs- und Netzannahmen zugrunde gelegt und für zwei verschiedene Zeiträume erstellt: In der kurzfristigen Perspektive für die jeweils kommende Winterperiode, also der Zeitraum im Jahr, in dem die höchste Stromnachfrage besteht; sowie langfristig für mindestens ein weiteres der darauffolgenden vier Betrachtungsjahre. Die Ergebnisse der Systemanalyse werden von der Bundesnetzagentur überprüft, genehmigt oder ggf. korrigiert.

Für einen beschleunigten Kohleausstieg könnte die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber anweisen, eine außergewöhnliche einmalige kurz- und langfristige Systemanalyse durchzuführen, um zu prüfen, ob ein zusätzlicher Reservebedarf besteht. Zudem müssten ggf. systemrelevante Kraftwerke neu ausgewiesen und Stilllegungsvorhaben neu bewertet werden. Die diskutierten Sicherheitsmechanismen sind auf mögliche Verstöße gegen EU-Beihilferecht durch die Europäische Kommission geprüft worden. Bei einer Neudimensionierung der jeweiligen Sicherheitsmechanismen könnte es daher auch zu einer erneuten Prüfung durch die Europäische Kommission kommen.

Auswirkung auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Zur Sicherstellung eines zuverlässigen Stromsystems ist eine Bereitstellung von sog. Systemdienstleistungen (SDL) notwendig. Diese lassen sich in Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Netzwiederaufbau nach Störungen und Betriebsführung unterteilen (dena 2014). Frequenzhaltung zielt darauf ab, bei Auftreten eines Störfalls die Netzfrequenz zurück in den zulässigen Bereich rund um die Sollfrequenz von 50 Hertz zu führen. Dafür werden Regelleistungsprodukte, die auf den Regelenergiemärkten angeboten werden, durch den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber abgerufen. Ziel der Spannungshaltung ist es, Abweichungen von der Sollnetzspannung zu korrigieren, beispielsweise durch Bereitstellung von Blindleistung. Das zentrale Mittel bei der Wiederherstellung der Versorgung nach einer Störung oder Ausfall des Stromnetzes sind schwarzstartfähige Kraftwerke, die unabhängig von Stromnetz ihre Kraftwerksleistung hochfahren können und so für den Wiederaufbau des Net-

zes sorgen. Unter Betriebsführung versteht man die Koordination des Netz- und Systembetriebes und damit verbundene Maßnahmen wie etwa Engpass- und Einspeisemanagement und die Koordination von Systemdienstleistung.

Systemdienstleitungen werden heute noch zum Großteil von konventionellen Anlagen erbracht (dena 2014). Dieser Umstand wird fälschlicherweise angeführt, um die Notwendigkeit des Verbleibens von konventionellen Anlagen, insbesondere Braun- und Steinkohlekraftwerke zu rechtfertigen. Dabei wird abgeleitet, dass Kohlekraftwerke im System verbleiben müssten um SDL bereitzustellen (Klatt et al. 2018). Jedoch können die SDL ohne Einschränkungen auch von (Bio)Gaskraftwerken bereitgestellt werden. Darüber hinaus ist es bereits heutzutage möglich, dass fluktuierende erneuerbare Energien Aufgaben der Frequenz- und Spannungshaltung übernehmen (Fraunhofer IWES 2017), insbesondere in Kombination mit Batteriespeichersystemen und speziellen Wechselrichtern (Buck et al. 2018). Zudem können konventionelle oder Biogasanlagen, Pumpspeicherkraftwerke sowie Großbatteriespeichersysteme kombiniert mit speziellen Wechselrichtern den Wiederaufbau des Stromversorgungssystems durch einen Schwarzstart leisten (Buck et al. 2018). In allen Bereichen der SDL sind bereits heute Lösungsmöglichkeiten und -potentiale vorhanden, welche es erlauben, das heutige Niveau der Systemstabilität auch zukünftig auf Basis von erneuerbaren Energien sichern (dena 2014).

Im Zusammenhang mit SDL wird auch oft von einer notwendigen Mindestleistung gesprochen, welche direkt einer netztechnischen Anforderlichkeit bzw. einer SDL zurechenbar ist. Diese Mindestleistung ist verpflichtend durch eine Anlage zu erbringen und in das Netz zur Gewährleistung einer stabilen Systemführung einzuspeisen (BNetzA 2017a). Zusätzlich dazu werden dem konventionellen Erzeugungssockel eines Kraftwerks weitere notwendigerweise zu erbringende Leistungsscheiben zugeordnet, die sich beispielsweise aus einer kraftwerkstechnischen Mindestleistung oder Einspeiseverpflichtungen einer Erzeugungsanlage für Wärmebelieferung oder Prozessdampf für den Industriebereich ergeben. Wie bereits erläutert, können SDL mittelfristig durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden, wodurch sich die Mindestleistung von Kohlekraftwerken stark reduziert. Grundvoraussetzung dafür ist, dass robuste Strukturen und Plattformen entwickelt werden, die eine Bereitstellung von SDL auf Basis dezentraler, größtenteils erneuerbare Erzeugungsanlagen gewährleisten. Somit ist entgegen der Aussagen von (Klatt et al. 2018) keine Mindestleistung aus Kohlekraftwerken

notwendig. Durch den Einsatz von Power-to-Heat-Technologien kann ebenso der konventionelle Erzeugungssockel soweit reduziert werden, dass lediglich die kraftwerkstechnische Mindestleistung erbracht werden muss, welche keinerlei netztechnische Bewandnis hat und daher nicht für den sicheren Betrieb des Stromversorgungssystems relevant ist.