DIW BERLIN

69

Politikberatung kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung 2012

Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende

Clemens Gerbaulet, Jonas Egerer, Pao-Yu Oei, Judith Paeper, Christian von Hirschhausen

IMPRESSUM

© DIW Berlin, 2012

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-10 3-938762-60-8
ISBN-13 978-3-938762-60-8
ISSN 1614-6921
urn:nbn:de:0084-diwkompakt_2012-0691

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

DIW BERLIN

DIW Berlin: Politikberatung kompakt 69

Clemens Gerbaulet[#], Jonas Egerer*[#], Pao-Yu Oei[#], Judith Paeper*,
Christian von Hirschhausen*[#]

Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende

Berlin, November 2012

* 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 einem Blatt

Im Zuge der Energiewende und der angestrebten Dekarbonisierung des Energiesystems verändern sich die Rahmenbedingungen für die Verstromung fossiler Energieträger wie Braun- und Steinkohle, Erdgas und Erdöl. Anstelle einer historisch gewachsenen Position im Energiemix (Grund-, Mittel- bzw. Spitzenlast) stellt sich für alle fossilen Energieträger die grundsätzliche Frage der Einordnung in eine CO_2-arme Energieversorgung der Zukunft; dies gilt vor allem für die Braunkohlewirtschaft. Vor diesem Hintergrund analysiert die vorliegende Studie die Frage, ob Investitionen in neue Braunkohlekraftwerke aus ökonomischer, energiewirtschaftlicher sowie umweltpolitischer Perspektive sinnvoll sind. Die Studie nutzt mehrere energiewirtschaftliche Modelle, u.a. ein Investitionsmodell, ein europäisches Erzeugungsmodell, ein Dispatchmodell sowie ein Modell des CO_2-Infrastrukturausbaus.

Die Modellergebnisse sowie weitere Erwägungen legen nahe, dass Investitionen in neue Braunkohlekraftwerke aus den erwähnten Perspektiven nicht sinnvoll sind:

- Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive dürfte der Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks nicht rentabel sein. Aufgrund hoher Investitionskosten und abnehmender Volllaststunden führt ein Kraftwerksneubau (1.100 MW) im Erwartungswert zu Verlusten in Höhe mehrerer hundert Millionen €; bei CO_2-Preisen jenseits von € 15/t sind negative Kapitalwerte zu erwarten. Auch bei einem Vergleich alternativer Investitionsmöglichkeiten im europäischen Kontext werden keine Braunkohlekraftwerke gebaut sondern Erdgaskraftwerke;
- unter Berücksichtigung von Übertragungsnetzrestriktionen und einer regional differenzierten Stromnachfrage sind die deutschen Braunkohlereviere zudem ungünstig gelegen. So liegen die potenziellen Kraftwerksneubauten (Rheinland, Mitteldeutschland, Lausitz) in Regionen mit strukturellem Kapazitätsüberschuss, wohingegen der Süden Deutschlands kaum hiervon profitieren würde. Mitteldeutschland und die Lausitz weisen bereits heute einen Erzeugungsüberschuss im zweistelligen TWh-Bereich auf; das Rheinland wird mittelfristig durch günstigere Stromlieferungen vor allem aus dem Nordwesten versorgt. Braunkohlekraftwerke trügen keinen Beitrag zu der er-

warteten Kapazitätslücke in Süddeutschland bei und würden somit auch nicht von Kapazitätszahlungen profitieren;

- aus umweltpolitischer Perspektive hat die Absage an die CO_2-Abscheidetechnologie (CCTS) durch die Energiewirtschaft und die Politik Vorstellungen einer „sauberen" Kohleverstromung zunichte gemacht. Mit einer CO_2-Intensität von fast 1 Tonne/MWh (Vergleich: Erdgas ca. 350 kg/MWh) sind anspruchsvolle klimapolitische Ziele nur bei einem raschen Rückgang der Braunkohleverstromung zu erreichen; hieran ändern auch Wirkungsgradverbesserungen in Höhe einiger Prozentpunkte nichts. Selbst der sehr unwahrscheinliche Fall der Durchsetzung von CCTS würde vor allem der Stahl- sowie anderen Industriezweigen nützen, jedoch aufgrund sehr hoher Kosten nicht der Braunkohlewirtschaft.

Die vorliegende Studie kommt somit zu dem Schluss, dass neue Braunkohlekraftwerke für den Erfolg der Energiewende nicht benötigt werden und dieser Energieträger vor einem relativ raschen Auslaufprozess mit dem Horizont 2040/45 steht. Eine anschließende Analyse ergibt, dass sowohl im Rheinland, in Mitteldeutschland als auch in der Lausitz ausreichend planerisch festgestellte Braunkohlevorräte vorliegen, um alle bestehenden Kraftwerke bis zu ihrem Auslaufen vollständig zu versorgen; weitere Aufschlüsse von Tagebauen wie z.B. Hambach II, Erp/Irresheim, Lützen, Jänschwalde-Nord, Welzow Süd II oder Nochten II erübrigen sich somit.

Der wirtschaftspolitische Handlungsbedarf liegt nunmehr vor allem auf einer strukturpolitischen Begleitung der betroffenen Regionen im Sinne einer Zukunftsorientierung. Dies könnte sich beispielsweise auf die Neuausrichtung der traditionellen Energieregionen auf Zukunftstechnologien, Energieforschung sowie Pilotprojekte im Rahmen der Energiewende beziehen. Zudem sollte an einer Verbesserung der Rahmenbedingungen zur Konversion der Bergbaugebiete gearbeitet werden. Beim absehbaren Auslaufen der Braunkohlekraftwirtschaft in den kommenden drei Jahrzehnten bleibt genügend Zeit für eine wirtschaftspolitische Unterstützung des Strukturwandels, so dass die Energiewende auch in traditionellen Braunkohlerevieren gelingen kann.

Executive Summary

This study analyzes the perspectives of lignite mining and electrification in Germany, in the framework of the energy transformation. With the phasing out of nuclear energy, ambitious CO_2-targets, and an increasing share of renewables, the role of fossil-fuel generation has changed: from having a secure position in the energy mix (i.e. peak load, mid load, or base load), their main task in the future will be to support the balancing of intermittent renewables (mainly wind and solar). While there is broad consensus that natural gas fuelled plants are flexible backup capacities, and that new investment is unlikely to take place in hard coal power plants, the future of the lignite system is even more uncertain.

Against this background the study analyzes whether new investments in lignite power plants make sense in economic, energy systems, and environmental terms. The study is based on evidence from economic models, amongst them a business investment model, a European-wide energy model, a dispatch model, and an infrastructure model for CO_2-pipelines.

The model results and additional considerations on the economic and technical framework suggest that the construction of new lignite power plants is not plausible from any of the three perspectives:

- In economic terms, the investment into a new lignite power plant is financially not viable, since it would most likely yield a negative net present value in the order of several hundreds of million €. The main reasons are high capital costs, decreasing full load hours, and a high sensitivity to the future CO_2-price. An investment analysis at the European level also shows that new capacities in Germany would be natural gas plants, with not a single lignite plant built;
- from an energy systems perspective, the lignite basins in the Rhine area, Central Germany, and Lusatia are located in regions of energy surplus, thus new power plants would not contribute to the energy shortage which is primarily located in Southern Germany. A further expansion of exports from Central and Eastern Germany would be counterproductive, given the tight network constraints towards Southern Germany; the West of Germany will be supplied with competitive wind energy from the North. Thus lignite plants would not benefit from regionally differentiated capacity payments, either, which further worsens their economic feasibility;

- in environmental terms lignite will remain the most CO_2-intensive technology of all fossil fuels, with almost 1 t/MWh (comparison: natural gas ~ 350 kg/MWh). The decision by the German energy industry and policy to abandon large-scale carbon capture, transport, and storage (CCTS) implies that the CO_2-objectives can only be met through a rapid phasing-out of lignite plants. Even in the highly unlikely case where CCTS would come about in Germany and North-West Europe, the CO_2-abatement would primarily benefit the steel and other industries, the costs for CCTS in lignite being exorbitantly high.

Based on this assessment a gradual phasing out of lignite from the German electricity system seems likely with the last units closing down around 2040/45. Fortunately, all three lignite basins have sufficient reserves that have already been secured to supply the necessary reserves to the power plants. The development of new mining areas in either of the regions is therefore not necessary.

The foreseeable decline of the lignite economy suggests an urgent need for regional diversification strategies, based on the energy competences accumulated in the three basins. Given that the steps and the time frame of phasing out of lignite are foreseeable, the conversion should not lead to structural breaks towards a sustainable energy future, neither social hardship, no labor shedding being expected as almost three decades is a long time for this process. Economic and structural policy measures need to accompany this process as soon as possible.

Inhaltsverzeichnis

Das Wichtigste auf einem Blatt I

Executive Summary III

Zusammenfassung XI

1 Einleitung 1

2 Energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen 2
2.1 Hoher Braunkohleanteil im heutigen Stromsystem 2
2.2 Bedeutung der Energiewende für die Braunkohle 7
2.3 Divergierende Einschätzungen der Bedeutung der Braunkohle 9
2.4 Europarechtliche Rahmenbedingungen 11
2.5 Stand der gegenwärtigen Planung in den Braunkohlerevieren Deutschlands 13
2.5.1 Rheinland 13
2.5.2 Mitteldeutschland 13
2.5.3 Lausitz 14

3 Betriebswirtschaftliche Investitionsrechnung 15
3.1 Hintergrund 15
3.2 Modell 16
3.3 Daten und Annahmen 16
3.4 Ergebnisse 19
3.4.1 Übersicht 19
3.4.2 Sensitivitätsanalysen 21
3.4.3 Monte-Carlo Analyse 25
3.5 Kraftwerksinvestitionen in Europa 27
3.6 Zwischenfazit 29

4 Energiewirtschaftliche Standortanalyse 30
4.1 Hintergrund 30
4.2 Modell 30
4.3 Daten und Annahmen 30
4.4 Ergebnisse 35
4.4.1 Stündliche Erzeugung in 2032 mit dem bestehenden Stromnetz 2012 36
4.4.2 Stündliche Erzeugung in 2032 mit Netzausbau NEP Szenario 2022 B 39
4.4.3 Regionale Energiebilanzen 42
4.5 Zwischenfazit 43

5 Szenariorechnungen für den Fall der CO_2-Abscheidung (CCTS) ... 43
5.1 Hintergrund ... 43
5.2 Modell ... 44
5.3 Daten und Annahmen ... 45
5.4 Ergebnisse ... 47
5.4.1 Europaweite CCTS-Modellierung ... 47
5.4.2 Fokus auf Enhanced Oil Recovery (EOR) im Nordseeraum ... 50
5.5 Zwischenfazit ... 52

6 Kraftwerke und Tagebaue in den einzelnen Becken ... 53
6.1 Rheinisches Becken ... 53
6.2 Mitteldeutsches Revier ... 57
6.3 Lausitzer Revier ... 60
6.4 Zwischenfazit ... 65

7 Gesamtfazit und Ausblick ... 65

8 Referenzen ... 67

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1: Liste der Braunkohlekraftwerke in Deutschland 2012 4
Tabelle 2: Braunkohlequalität der verschiedenen Reviere 6
Tabelle 3: Braunkohle im Szenariorahmen der Bundesnetzagentur 10
Tabelle 4: Feste Brennstoffe im Primes Energy Forecast 11
Tabelle 5: Eingabegrößen für alle Szenarien 18
Tabelle 6: Eingabegrößen für die Szenarien „Kein CCTS“ und „CCTS“ 19
Tabelle 7: Ergebnisse der Investitionsanalyse 20
Tabelle 8: Annahmen für die Monte-Carlo Analyse 26
Tabelle 9: Technologiespezifische Erzeugungskapazitäten 32
Tabelle 10: Übersicht über die verschiedenen CO_2-Abscheidungskosten 46
Tabelle 11: Transport- und Speicherkosten bei der Anwendung von CCTS 47
Tabelle 12: Zusammenfassung der Modellierungsergebnisse von CCTSMOD 50
Tabelle 13: Überblick über verbleibende Vorräte im Rheinischen Revier 57
Tabelle 14: Überblick über verbleibende Vorräte im Mitteldeutschen Revier 60
Tabelle 15: Überblick über verbleibende Vorräte in der Lausitz 64

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 3
Abbildung 2: Bestehende Braunkohlevorräte in Deutschland 6
Abbildung 3: Dauerlastlinie (2011) und Residuallast (2033) im Stromsektor..... 7
Abbildung 4: Entwicklung der Bruttostromversorgung in der Leitstudie 2012 des BMU 9
Abbildung 5: Kapazitäten europäischer Kohlekraftwerke und ihre Übereinstimmung mit den Emissionsgrenzen der EU-Emissionsrichtlinie 12
Abbildung 6: Kumulierter diskontierter Cash-Flow eines Kraftwerksneubaus ohne CCTS..... 20
Abbildung 7: Diskontierter Cashflow für Investition mit CCTS 21
Abbildung 8: Kapitalwert der Investition ohne CCTS abhängig von Volllaststunden und CO_2-Preis..... 22
Abbildung 9: Kapitalwert für Investition ohne CCTS abhängig von Volllaststunden und Braunkohlepreis 23
Abbildung 10: Kapitalwert für Investition ohne CCTS abhängig von Fremd- und Eigenkapitalzinssatz..... 24
Abbildung 11: Kapitalwert der Investition mit CCTS abhängig von Volllaststunden und CO_2-Preis..... 24
Abbildung 12: Kapitalwert für Investition mit CCTS abhängig von Volllaststunden und Braunkohlepreis 25
Abbildung 13: Verteilung der Kapitalwerte in der Monte-Carlo Analyse 26
Abbildung 14: Kumulierte diskontierte Cashflows in der Monte-Carlo Analyse 27
Abbildung 15: Investitionen in Gaskraftwerke..... 28
Abbildung 16: Ausbau von Kraftwerkskapazitäten im Szenario “weniger” HGÜ-Leitungen 29
Abbildung 17: Deutsches Höchstspannungsnetz 31
Abbildung 18: Merit Order für Deutschland im Jahr 2032 33
Abbildung 19: Deutsches Höchstspannungsnetz nach NEP 2012 Szenario 2022 B 34
Abbildung 20: Zoneneinteilung des deutschen Stromsystems..... 35
Abbildung 21: Regionale Erzeugungs- und Lastkurve einer Sommerwoche, Netz 2012..... 37
Abbildung 22: Regionale Erzeugungs- und Lastkurve einer Winterwoche, Netz 2012 38
Abbildung 23: Regionale Erzeugungs- und Lastkurve einer Sommerwoche, Netz NEP 2022 B 40
Abbildung 24: Regionale Erzeugungs- und Lastkurve einer Winterwoche, Netz NEP 2022 B 41
Abbildung 25: Kumulierte regionale Erzeugung und Nachfrage im Jahr 2032 bei unterschiedlichen Topologien 42
Abbildung 26: Entscheidungsbaum des CCTSMOD..... 45
Abbildung 27: CCTS-Infrastruktur im Jahr 2050 bei einem CO_2-Zertifikatepreis von 50€/t 48

Abbildung 28: CCTS-Infrastruktur im Jahr 2050 bei einem CO_2-Zertifikatepreis von 100€/t 49
Abbildung 29: CO_2-Flüsse zur EOR-Nutzung 52
Abbildung 30: Revierkarte Rheinland 54
Abbildung 31: Belieferung Kraftwerk Frimmersdorf [mio. t BK/Jahr] 55
Abbildung 32: Belieferung Kraftwerk Neurath [mio. t BK/Jahr] 55
Abbildung 33: Belieferung Kraftwerk Niederaußem und andere kleine Kraftwerke [mio. t BK/Jahr] 55
Abbildung 34: Belieferung Kraftwerk Weisweiler [mio. t BK/Jahr] 56
Abbildung 35: Tagebaufördermengen im Rheinischen Revier [mio. t BK/Jahr] 56
Abbildung 36: Tagebaurestmengen im Rheinischen Revier [mio. t BK/Jahr] 56
Abbildung 37: Revierkarte Mitteldeutschland 58
Abbildung 38: Belieferung Kraftwerk Schkopau [mio. t BK/Jahr] 59
Abbildung 39: Belieferung Kraftwerk Lippendorf [mio. t BK/Jahr 59
Abbildung 40: Tagebaufördermengen im Mitteldeutschen Revier [mio. t BK/Jahr] 60
Abbildung 41: Tagebaurestmengen im Mitteldeutschen Revier [mio. t BK/Jahr] 60
Abbildung 42: Revierkarte Lausitz 61
Abbildung 43: Belieferung Kraftwerk Jänschwalde [mio. t BK/Jahr] 62
Abbildung 44: Belieferung Kraftwerk Schwarze Pumpe [mio. t BK/Jahr] 63
Abbildung 45: Belieferung Kraftwerk Boxberg [mio. t BK/Jahr] 63
Abbildung 46: Tagebaufördermengen im Lausitzer Revier [mio. t BK/Jahr] 64
Abbildung 47: Tagebaurestmengen im Lausitzer Revier [mio. t BK/Jahr] 64

Abkürzungsverzeichnis

AFAB	allgemeiner Freiraum und Agrarbereich
BbergG	Bundesberggesetz
BK	Braunkohle
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCTS	Carbon Capture, Transport, and Storage
CO_2	Kohlenstoffdioxid
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
EC	Europäische Kommission
EEX	European Energy Exchange
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EOR	Enhanced Oil Recovery
FFH	Fauna Flora Habitat
GIB	gewerblich industrielle Nutzung
GuD	Gas und Dampf
h	Stunde
IEA	International Energy Agency
KVB	Kohleverbindungsbahn
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LEP	Landesentwicklungsplan
LPlG	Landesplanungsgesetz
Mio	Millionen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NO_x	Stickstoffoxide
NPV	Kapitalwert (Net Present Value)
NRW	Nordrhein-Westfalen
ROG	Raumordnungsgesetz
RegBkPlG	Gesetz zur Einführung der Regionalplanung und der Braunkohlen- und Sanierungsplanung im Land Brandenburg
SO_2	Schwefeldioxid
SUP	Strategische Umweltprüfung
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung

Zusammenfassung

Fragestellung

Im Zuge der Energiewende und der angestrebten Dekarbonisierung des Energiesystems verändern sich die Rahmenbedingungen für die Verstromung fossiler Energieträger wie Braun- und Steinkohle, Erdgas und Erdöl. Anstelle einer historisch gewachsenen Position im Energiemix (Grund-, Mittel- bzw. Spitzenlast) stellt sich für alle fossilen Energieträger die grundsätzliche Frage der Einordnung in eine CO_2-arme Energieversorgung der Zukunft. Dabei wird die Zukunft der Braunkohle in einer zunehmend von erneuerbaren Energien geprägten Stromwirtschaft besonders kontrovers diskutiert: Nahm diese im alten Energiesystem eine bedeutende Rolle in der Grundlastversorgung ein, stellen sich in Hinblick auf die zukünftige Rolle der Braunkohleverstromung Fragen der Wirtschaftlichkeit, der Kompatibilität der Braunkohlestandorte mit der Nachfrageentwicklung sowie der Umweltverträglichkeit.

Aufgrund hoher Transportkosten findet die Verstromung von Braunkohle stets in geographischer Nähe zu den Rohstoffvorkommen statt. Braunkohle wird in Deutschland vor allem im Rheinischen, Mitteldeutschen sowie Lausitzer Revier gefördert. In allen drei Revieren werden derzeit Kraftwerks- und Tagebauprojekte kontrovers diskutiert. So wird im Rheinland der Neubau eines Braunkohlekraftwerks am Standort Niederaußem sowie die Erschließung weiterer Abbaugebiete (Erp/Irresheim) diskutiert; in Mitteldeutschland bestehen seit mehreren Jahrzehnten Pläne zum Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks am Standort Profen sowie die Erweiterung des Feldes Lützen bzw. die Neuerschließung des Feldes Egeln (südlich von Magdeburg); in der Lausitz ist die Rede von einem Kraftwerksneubau mit CO_2-Abscheidung in Jänschwalde sowie dem Aufschluss von neuen Tagebauen in Jänschwalde Nord, Welzow-Süd (Teilfeld II), Nochten II sowie Bagenz-Ost und Spremberg-Ost.

Diese Studie untersucht die Perspektiven der Braunkohle in einer CO_2-armen deutschen Energiewirtschaft. Dabei wird analysiert, ob aus einzelwirtschaftlicher, standort- sowie umweltpolitischer Perspektive der Bau neuer Braunkohlekraftwerke und der Aufschluss neuer Tagebaue in Deutschland sinnvoll ist. Dazu wird auf unterschiedliche Modelle zurückgegriffen, unter anderem ein Investitions-, ein Kraftwerkseinsatz- sowie ein CO_2-Pipelinemodell.

Hoher Braunkohleanteil im heutigen Stromsystem

In der deutschen Energiewirtschaft der letzten Jahrzehnte, die weitgehend auf fossilen Energieträgern und Kernkraft beruhte, war die Braunkohle ein bedeutender Pfeiler der Stromversorgung. Derzeit sind in Deutschland 61 Braunkohleblöcke mit einer Nettoleistung von über 21 GW am Netz. Mehr als die Hälfte der Kraftwerksleistung ist im Rheinischen Revier installiert. An der deutschen Bruttostromerzeugung hatte die Braunkohle in den letzten 10 Jahren mit 23-27 Prozent einen nahezu konstanten Anteil (Abbildung Z1). Auch die jährlichen Volllaststunden der Kraftwerke haben sich kaum verändert.

Das Referenzszenario der „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ ging für den Beginn des kommenden Jahrzehnts noch von einem Zubau von Braunkohlekraftwerken mit CO_2-Abscheidung, -Transport und -Speicherung (carbon capture, transport, and storage, CCTS) aus, wobei angenommen wurde, dass diese Technologie bis zum Jahr 2025 „marktreif zur Verfügung steht“ (Prognos et al., 2010). Dieser und anderen für die Braunkohle optimistischen Betrachtungen stehen Analysen gegenüber, in denen die Bedeutung der Braunkohle im künftigen Energiesystem deutlicher abnimmt. So geht die aktuelle Leitstudie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU, 2012) davon aus, dass die Braunkohle bis zum Jahr 2040 weitgehend und bis 2050 vollständig aus dem Energiemix verschwinden wird.

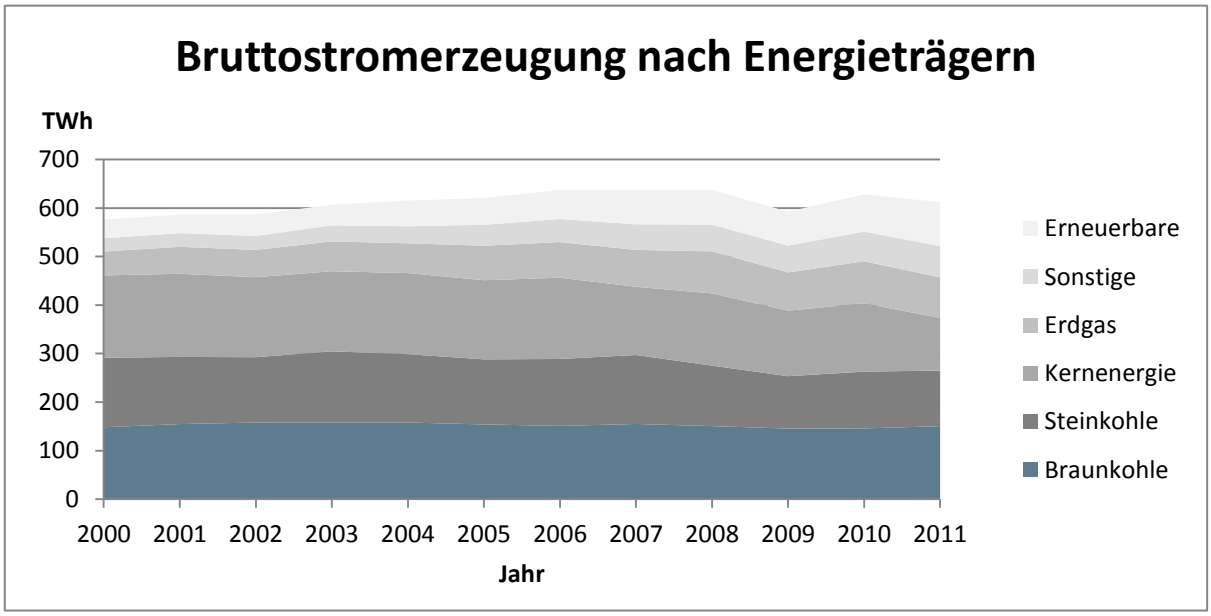

Abbildung Z1: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2012

Investition in neues Braunkohlekraftwerk nicht rentabel

Aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien und des europäischen Treibhausgasemissionshandels erfolgt ein Strukturwandel im Energiesystem, der auch die Rentabilität von Investitionen in Braunkohlekraftwerken betrifft. Die Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohleverstromung hängt dabei insbesondere von den Kosten der CO_2-Emissionsrechte, dem durchschnittlich erzielten Preis an der Strombörse sowie dem Bedarf an Flexibilität der Kraftwerke ab. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Betreiber von Braunkohlekraftwerken werden sich mit dem Ende der kostenlosen Zuteilung von CO_2-Zertifikaten und deren Versteigerung ab 2013 verschlechtern. Außerdem greift ab 2016 eine neue europäische Richtlinie zur Regulierung der Industrieemissionen, welche strengere Vorgaben für den Ausstoß von Stickoxiden und anderen Luftschadstoffen von Kohlekraftwerken setzt.

Im Energiesystem der Zukunft nimmt die Bedeutung der Grundlast ab. Stattdessen stehen wenige konventionelle Anlagen im zunehmenden Wettbewerb um die Residuallast, welche nach der Einspeisung erneuerbarer Energieträger verbleibt. Angesichts dieser Entwicklungen ist es fraglich, ob sich die Investition in ein neues Braunkohlekraftwerk noch lohnt. Eine Investitionsrechnung für ein Standard-Braunkohlekraftwerk weist vielmehr darauf hin, dass die Kosten einer Neuinvestition unter den hier getroffenen Annahmen nicht erwirtschaftet werden können. Tabelle Z1 zeigt die Grundannahmen für die Investitionsrechnung inklusive jährlicher Änderungsraten in Prozent. Betrachtet wird der Neubau eines Großkraftwerks mit 1.100 MW ohne CO_2-Abscheidung mit Netzintegration im Jahr 2015. Es wird eine Laufzeit von 40 Jahren und eine Kapitalbindungsdauer von 20 Jahren angenommen. Zudem wird vorausgesetzt, dass sich das Braunkohlekraftwerk ausschließlich durch den Verkauf von Strom auf dem Großhandelsmarkt finanziert.

Beim Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks ist unter den genannten Annahmen ein durchweg negativer kumulierter diskontierter Cash-Flow sowie ein negativer Kapitalwert von ca. -426 Mio. € zu erwarten (Abbildung Z2). Abbildung Z3 zeigt eine Sensitivitätsanalyse bezüglich des Kapitalwertes bei Veränderung des CO_2-Preises. Jenseits eines CO_2-Preises von € 15/Tonne in 2032 ergeben sich negative Kapitalwerte; lediglich bei niedrigeren CO_2-Preisen kann es auch zu positiven Kapitalwerten kommen.

Tabelle Z1: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung[1]

Eingabegröße	Wert
Durchschnittsstrompreis	51 €/MWh
Brennstoffpreis	1,4 €/MWh$_{thermisch}$
Installierte Leistung	1.100 MW
Spezifische Investitionskosten	1.700 €/kW
Variable Betriebskosten	6 €/MWh
Wirkungsgrad	43%
CO_2-Emissionen	0,95 t CO_2/MWh
Eigenkapitalrate	40%
Marktzins	6%
Interner Kalkulationszins	9%
Kapitalbindungsdauer	20 a
Betrachtungszeitraum	40 a
Indienststellung des Kraftwerkes	2015
CO_2-Zertifikatspreis	8 €/t CO_2 +9,25% p.a.
Volllastbetriebsstunden	7.500 h -2,2% p.a.
Fixe Betriebskosten	30 €/kW/a -0,33% p.a.

Quelle: Eigene Annahmen

Neben den Modellergebnissen sprechen weitere Überlegungen dagegen, dass Investitionen in Braunkohlekraftwerke rentabel sind. So dürften privatwirtschaftliche Investoren risikoavers sein, was noch höhere Renditeanforderungen als im Modell angenommen erfordert. Auch vernachlässigt die Rechnung die Transaktionskosten, welche bei der Vorbereitung und Planung, dem Bau und dem Betrieb des Kraftwerks anfallen sowie mögliche Wettbewerbsnachteile aufgrund von Lastgradienten und Teillastwirkungsgraden. Darüber hinaus ergeben sich bei späterer Inbetriebnahme des Kraftwerkes negativere Kapitalwerte, da die Annahmen bezüglich Volllaststunden und CO_2-Preis sich für Kraftwerksbetreiber negativ entwickeln. Zwar gibt es auch Faktoren, die zu einer Verbesserung des Kapitalwerts führen können, wie z.B. höhere Preise zu Spitzenzeiten sowie zusätzliche Erlöse aus dem Verkauf von Regelleistung. Insgesamt weist die Analyse aber darauf hin, dass der Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks in Deutschland aus betriebswirtschaftlicher Perspektive nicht darstellbar ist.

[1] Weitere Erläuterungen im Textteil, Abschnitt 3.

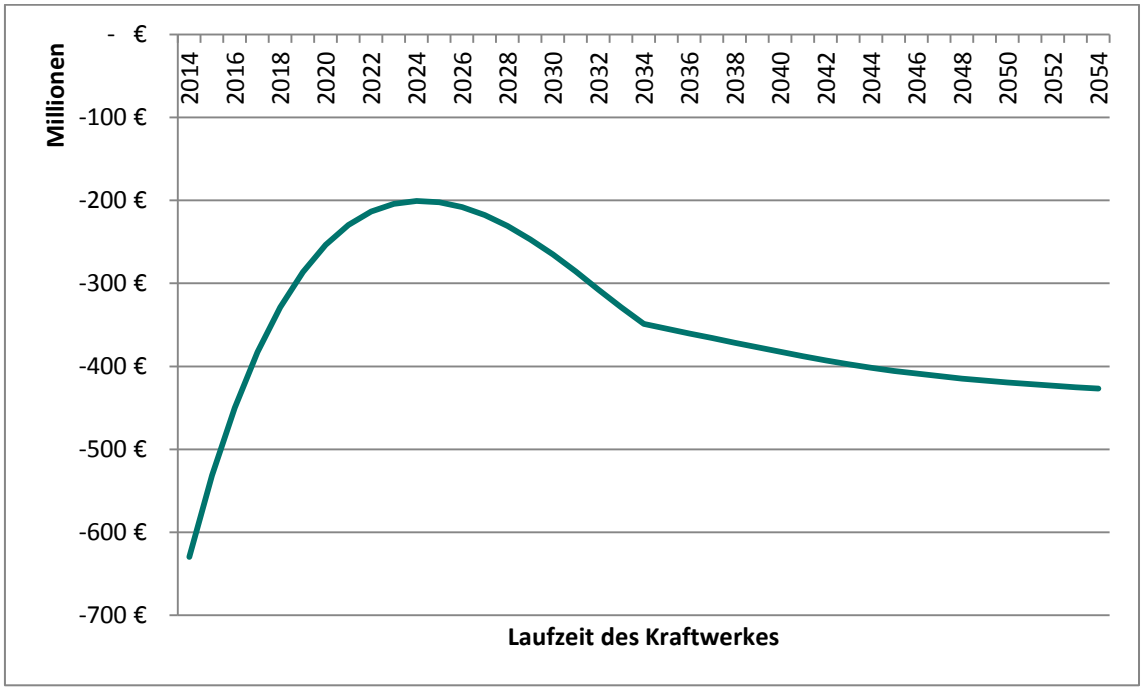

Abbildung Z2: Kumulierter diskontierter Cash-Flow eines Kraftwerksneubaus
Quelle: Eigene Berechnung

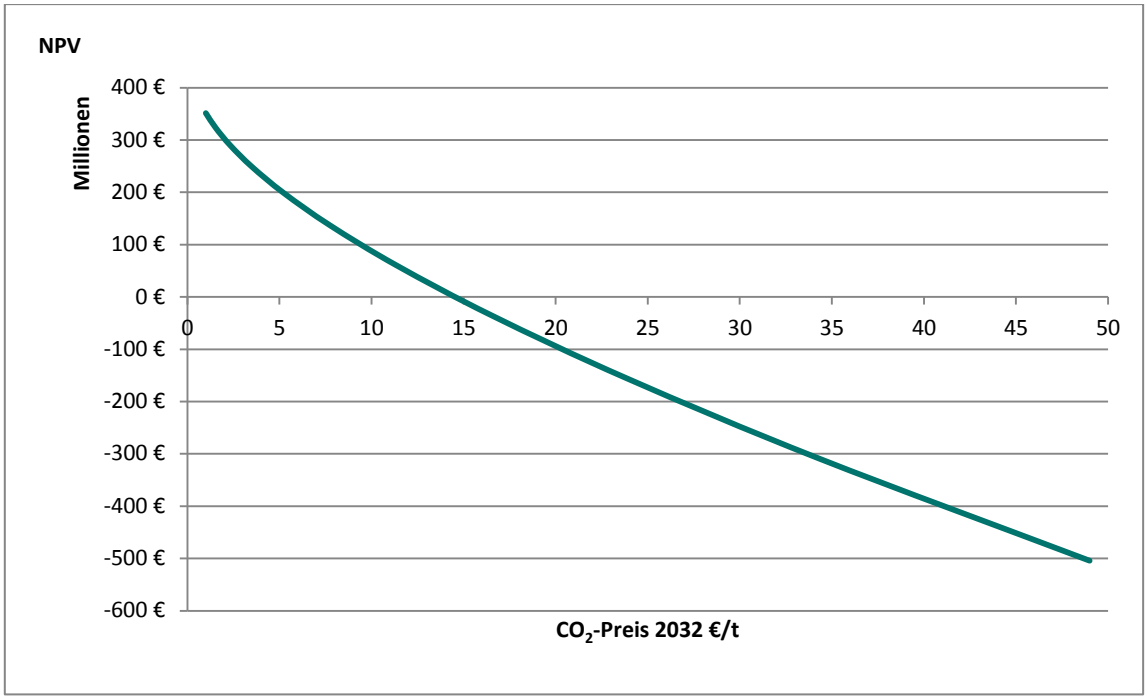

Abbildung Z3: Kapitalwert der Investition abgängig vom CO_2-Preis 2032
Quelle: Eigene Berechnung

Braunkohlestandorte liegen energiewirtschaftlich ungünstig

Neben einzelwirtschaftlichen Fragen ist auch unklar, welchen Beitrag neue Braunkohlekraftwerke zur Bedarfsdeckung innerhalb des deutschen Energiesystems leisten könnten. Eine räumlich aufgelöste Betrachtung zeigt, dass die Braunkohlestandorte (Rheinland, Mitteldeutschland, Lausitz) ungünstig liegen und neue Kraftwerke in diesen Regionen kaum zur künftigen Lastdeckung Deutschlands beitragen könnten, welche vor allem im Süden Deutschlands benötigt wird.

Für eine standortspezifische Analyse der Braunkohle wird das deutsche Stromsystem in einer Modellbetrachtung in fünf Regionen aufgeteilt: Nordwesten, Nordosten, Westen, Osten sowie Süden (Abbildung Z4). Anhand der Strukturparameter des Szenariorahmens der Netzbetreiber und der Bundesnetzagentur wird ein kostenminimaler Kraftwerkseinsatz für das Jahr 2032 simuliert. Wesentliche Betrachtungsgrößen sind dabei die räumlichen Unterschiede von Stromerzeugung und Nachfrage unter Berücksichtigung der Engpässe im Übertragungsnetz.

Abbildung Z5 zeigt die Salden von Erzeugung und Nachfrage für die fünf Regionen für das Jahr 2032. Es zeigt sich, dass die Region „Süden“ ein erhebliches Erzeugungsdefizit aufweist; dies ist außerdem eine Region, in der im kommenden Jahrzehnt besonders viele Kernkraftwerke stillgelegt werden. Dagegen weist die Region „Osten“, in der die Braunkohlegebiete Mitteldeutschland und Lausitz liegen, einen erheblichen Erzeugungsüberschuss auf; zusätzliche Braunkohlekapazitäten werden dort nicht benötigt. Gesteigerte Exporte von Braunkohlestrom aus Mitteldeutschland und der Lausitz nach Süddeutschland sind aufgrund von Netzausbaurestriktionen zwischen den Regionen „Osten“ und „Süden“ schwer darstellbar. In der Region „Westen“ gibt es ebenfalls ein Erzeugungsdefizit; dieses wird jedoch durch deutlich ausgebaute Übertragungskapazitäten mit der Region „Nordwesten“ kompensiert, in der deutlich mehr erneuerbarer Strom erzeugt als verbraucht wird. Vor diesem Hintergrund kann die Braunkohle nur einen eingeschränkten Beitrag zum zukünftigen Energiesystem leisten.

Abbildung Z4: Zoneneinteilung des deutschen Stromsystems sowie Lage der Braunkohlereviere
Quelle: Eigene Darstellung

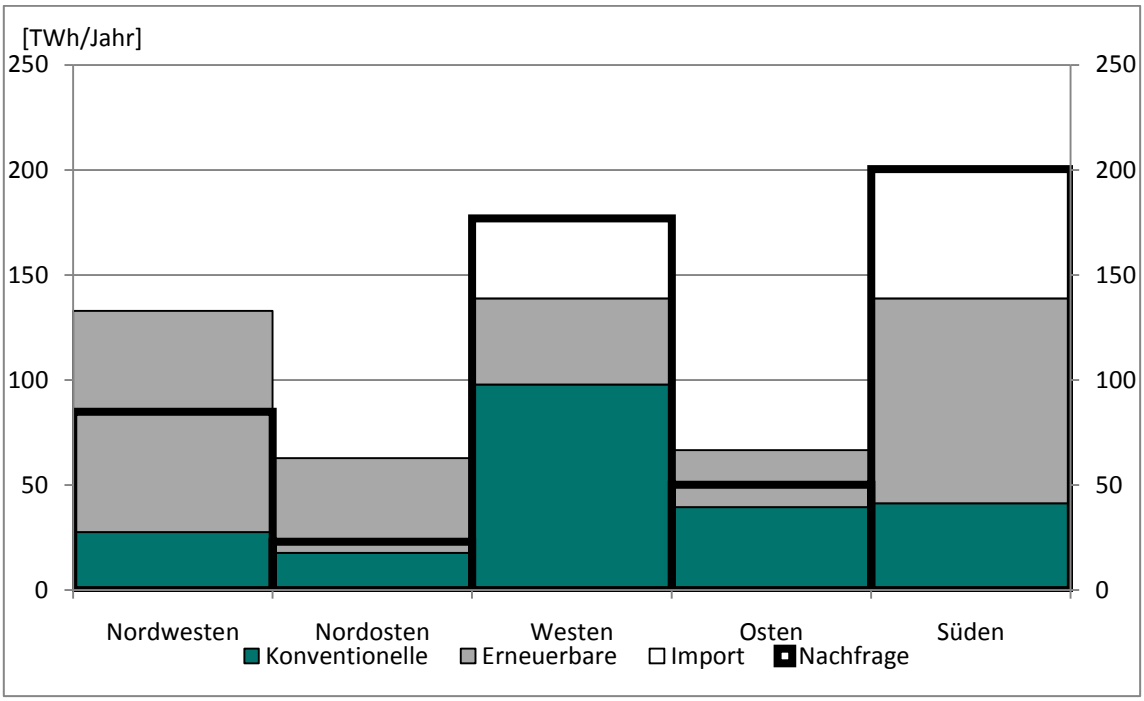

Abbildung Z5: Kumulierte regionale Erzeugung und Nachfrage in 2032
Quelle: Eigene Berechnungen

CO_2-Abscheidung bietet keine Lösungsoption für die Braunkohlewirtschaft

Angesichts der hohen CO_2-Intensität der Braunkohleverstromung wurde in Deutschland und anderen europäischen Ländern bis vor Kurzem die Möglichkeit diskutiert, durch Entwicklung einer CO_2-Abscheide-, -Transport- sowie -Speicherungstechnologie den direkten CO_2-Ausstoß erheblich zu verringern. CCTS wurde zu Beginn des vergangenen Jahrzehnts als vielversprechende Option zur Emissionsminderung vieler fossiler Verbrennungsprozesse erachtet; auch in Deutschland wurde bis 2011 mit einer raschen Durchsetzung der CCTS-Technologie gerechnet. Durch den breiten Misserfolg sämtlicher CCTS-Förderprogramme bisher und die Absage vieler Pilotprojekte in den meisten EU-Staaten, darunter auch Deutschland, ist es jedoch höchst unwahrscheinlich geworden, dass CCTS auf absehbare Zeit eine relevante Rolle in der Energiewirtschaft spielen kann.

Selbst im Fall, dass sämtliche technischen, institutionellen und infrastrukturellen Probleme der CCTS-Technologie gelöst werden könnten, ist jedoch nicht damit zu rechnen, dass dieses Verfahren in der Energiewirtschaft genutzt würde. Dies ergibt sich bei einer vergleichenden Analyse der CO_2-Abscheidungs-, Transport- und Speicherkosten in energieintensiven Industrien (beispielsweise Stahl oder Zement) und der Energiewirtschaft. Die Kosten der CO_2-Abscheidung liegen insbesondere im Stahlsektor erheblich unter den Kosten in der Energiewirtschaft (Kohle, Erdgas) (Tabelle Z3).

Auch die Verwendung von abgeschiedenem CO_2 zur Verbesserung der Erdölförderung in der Nordsee, welche in jüngster Zeit als Alternative zur dauerhaften CO_2-Speicherung ins Spiel gebracht wird, bietet keine Lösung für die Emissionsprobleme der Braunkohlewirtschaft. Diese Technologie, im angelsächsischen Raum als EOR (enhanced oil recovery) bekannt, wird derzeit von den Nordseeanrainern geprüft, um dort die Produktivität der Erdölförderung zu steigern.

Modellrechnungen und Plausibilitätserwägungen sprechen dagegen, dass EOR das Ziel einer CO_2-armen Braunkohleverstromung fördern könnte. Zum einen würde sich die Anwendung angesichts des Transportaufwands auf das rheinische Revier beschränken; der Bau von CO_2-Pipelines aus Mitteldeutschland und der Lausitz in Richtung Nordsee ist höchst unwahrscheinlich, da unwirtschaftlich und nicht durch ausreichend Speicher hinterlegt. Zum anderen gilt auch bei der EOR-Nutzung, dass die CO_2-Abscheidung in einigen industriellen An-

wendungsbereichen erheblich kostengünstiger ist als bei der Braunkohleverstromung. Insbesondere die Stahlindustrie könnte unter gewissen Annahmen in den Aufbau einer CCTS-Infrastruktur investieren, um Zusatzgewinne durch die EOR-Anwendung abzuschöpfen.

Tabelle Z3: Übersicht über die CO2-Abscheidungskosten in verschiedenen Anwendungsbereichen

	Anwendungsbereich	2010	2020	2030	2040	2050
Investitionskosten in jährliche Abscheidekapazität (€/t CO_2)	Kohle	175	175	149	127	108
	Gas	275	275	220	176	141
	Zement	243	243	207	176	150
	Stahl	91	91	77	65	55
	Raffinerien	170	170	145	123	105
Variable Kosten der CO2-Abscheidung: O&M Kosten + Energieverlust (€/t CO_2)	Kohle	64	64	62	60	58
	Gas	54	54	52	50	48
	Zement	37	37	34	31	29
	Stahl	33	33	31	29	28
	Raffinerien	61	61	57	54	51

Quelle: Mendelevitch, 2012

Aufschluss neuer Tagebaue nicht notwendig

Die Analyse weist darauf hin, dass der Bau neuer Braunkohlekraftwerke in vielerlei Hinsicht nicht sinnvoll ist. Unter der Annahme typischer Lebensdauern für bestehende Kraftwerke zeichnet sich somit ein schrittweiser Ausstieg aus der Braunkohlewirtschaft bis ungefähr 2040/45 ab. Szenariorechnungen zeigen, dass in allen drei Revieren eine ausreichende Verfügbarkeit von Rohbraunkohle zur Versorgung der Kraftwerke in den bereits genehmigten Abbaugebieten gegeben ist. Somit ist der Aufschluss neuer Braunkohlegebiete nicht notwendig.

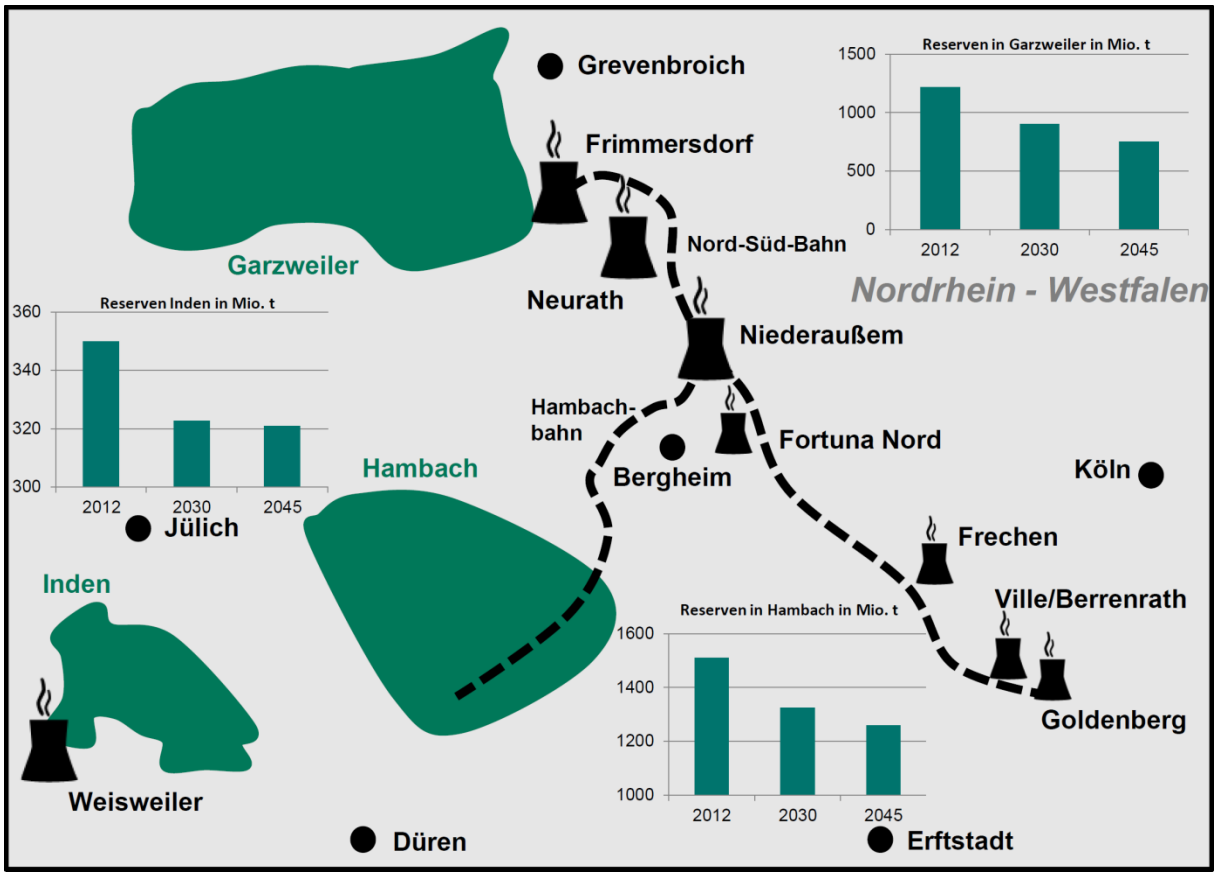

Abbildung Z6: Revierkarte Rheinland
Quelle: Eigene Darstellung

Das Rheinische Braunkohlerevier besteht derzeit aus den drei aktiven Tagebauen Garzweiler, Hambach und Inden, die für die Belieferung der Kraftwerke Frimmersdorf (ca. 1.000 MW), Neurath (4.000 MW), Niederaußem (3.500 MW) und Weisweiler (2.000 MW) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig sind (Abbildung Z6). Der Gesamtvorrat der bereits genehmigten Braunkohle im Jahr 2013 liegt bei ungefähr drei Milliarden Tonnen. Eine Szenariorechnung zeigt, dass nach dem angenommenen Auslaufen der Braunkohleverstromung im Jahr 2045 noch eine planerisch genehmigte Rohbraunkohlemenge von ca. 2 Mrd. t im rheinischen Revier verbleibt. Davon liegen jeweils ca. 750 Mio. t in Garzweiler, 1.260 Mio. t in Hambach sowie ca. 350 Mio. t in Inden.

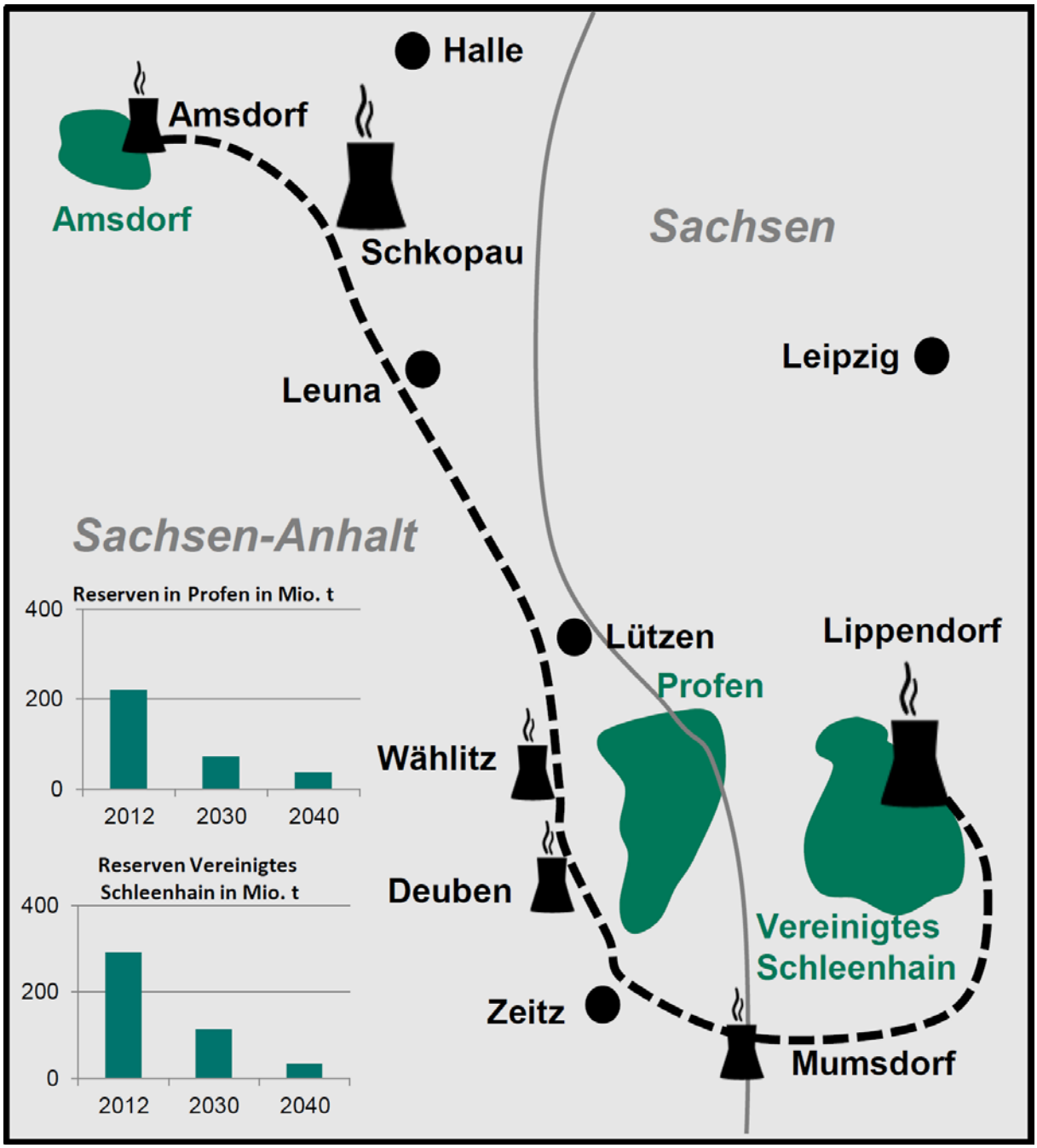

Abbildung Z7: Revierkarte Mitteldeutschland
Quelle: Eigene Darstellung

Im Mitteldeutschen Braunkohlerevier sind die Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain für die Belieferung der zwei Kraftwerke Lippendorf (1.750 MW) und Schkopau (900 MW) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig (Abbildung Z7). Der Gesamtvorrat der bereits genehmigten Braunkohle im Jahr 2013 liegt bei ungefähr einer halben Milliarde Tonnen. Nach dem Auslaufen der Braunkohleverstromung, die in diesem Revier für das Jahr

2040 angenommen wird, verbleiben noch Braunkohlereserven von knapp 100 Mio. Tonnen, etwa hälftig in Profen bzw. Schleenhain.

Das Lausitzer Braunkohlerevier besteht aus den fünf aktiven Tagebauen Cottbus-Nord, Jänschwalde, Welzow-Süd (Teilfeld I), Nochten und Reichwalde, die für die Belieferung der drei Kraftwerke Jänschwalde (2.800 MW), Schwarze Pumpe (1.500 MW) und Boxberg (2.475 MW) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig sind (Abbildung Z8). Bei den Berechnungen verfügbarer Braunkohlemengen wird angenommen, dass kein Neubau eines CCTS-Kraftwerks am Standort Jänschwalde erfolgt. Die Energiestrategie des Landes Brandenburg bis zum Jahr 2030 setzte für einen Neubau die Verfügbarkeit der CCTS-Technologie voraus. Diese Annahme hat sich mit dem Ausstieg aus dieser Technologie im Jahr 2011 erübrigt. Das Kraftwerk Boxberg wird aus den Tagebauen Nochten und Reichwalde versorgt.

Der Gesamtvorrat der bereits zum Abbau genehmigten Braunkohle im Jahr 2013 liegt bei ungefähr einer Milliarde Tonnen. Szenariorechnungen zufolge liegen auch in der Lausitz ausreichend planerisch bestätigte Braunkohlereserven zur Versorgung des Kraftwerksparks bis 2045 vor. Während die Tagebaue Cottbus-Nord und Jänschwalde nach Auslaufen der Kraftwerke im Jahre 2045 weitgehend abgebaut sind verbleiben in Welzow-Süd (Teilfeld I), in Nochten sowie in Reichwalde erhebliche Braunkohlemengen. Dadurch erübrigt sich insbesondere der derzeit diskutierte Aufschluss neuer Tagebaue in Jänschwalde Nord, Welzow-Süd (Teilfeld II) sowie Nochten II. Dies gilt umso mehr für die neuen Tagebaue Bagenz und Spremberg.

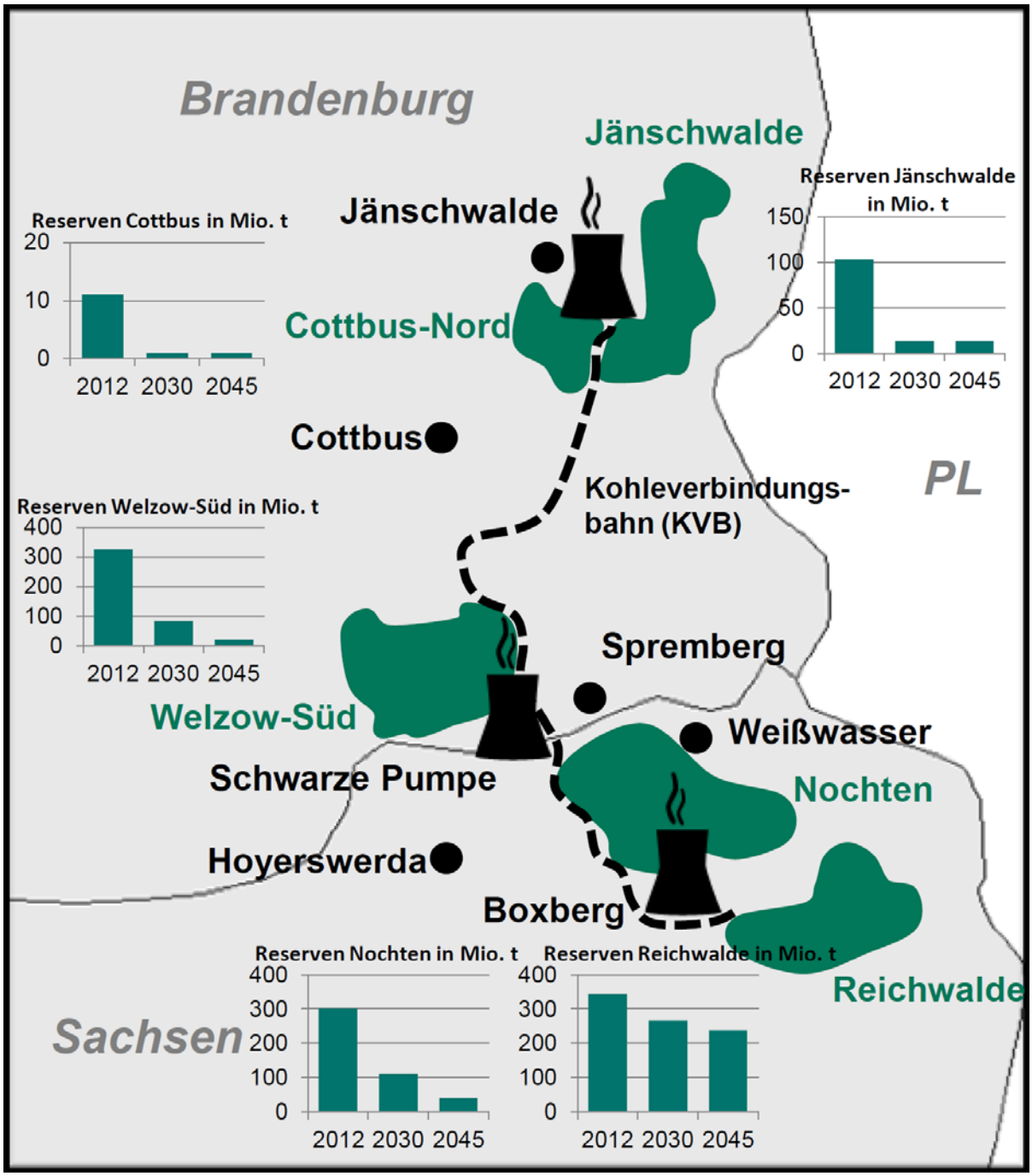

Abbildung Z8: Revierkarte Lausitz
Quelle: Eigene Darstellung

Fazit und wirtschaftspolitische Schlussfolgerungen

Verschiedene modellgestützte Analysen sowie Plausibilitätserwägungen weisen darauf hin, dass Investitionen in neue Braunkohlekraftwerke aus ökonomischen, energiewirtschaftlichen sowie umweltpolitischen Gründen nicht sinnvoll sind. Aus betriebswirtschaftlicher Perspekti-

ve ist der Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks nur unter der in Anbetracht der europäischen Klimapolitik unwahrscheinlichen Annahme dauerhaft niedriger CO_2-Preise rentabel. Vor dem Hintergrund bestehender Übertragungsnetzengpässe sowie der absehbaren Entwicklung von Stromnachfrage und erneuerbarer Stromerzeugung spricht auch die geographische Lage der Braunkohlereviere gegen die Ansiedlung neuer Kraftwerke an diesen Standorten. Insbesondere die Reviere in Mitteldeutschland sowie der Lausitz liegen in Regionen mit einem strukturellen Kapazitätsüberschuss. Nicht zuletzt stellt sich die Braunkohleverstromung als die CO_2-intensivste aller Stromerzeugungstechnologien dar. Die Absage an die CCTS-Technik hat frühere Hoffnungen auf eine emissionsarme Kohleverstromung zunichte gemacht. Unter der Annahme, dass keine neuen Braunkohlekraftwerke gebaut werden und dass die bestehenden Kraftwerke bis ungefähr 2040/45 vom Netz gehen, besteht keine Notwendigkeit zum Aufschluss neuer Tagebaue. Szenariorechnungen zeigen, dass die bestehenden Kraftwerke aus den planerisch gesicherten Tagebaumengen beliefert werden können.

Der wirtschaftspolitische Handlungsbedarf liegt nunmehr vor allem auf einer strukturpolitischen Begleitung der betroffenen Regionen im Sinne einer Zukunftsorientierung. Dies könnte sich beispielsweise auf die Neuausrichtung der Energieregionen auf Zukunftstechnologien, Energieforschung sowie Pilotprojekte im Rahmen der Energiewende beziehen. Zudem sollte an einer Verbesserung der Rahmenbedingungen zur Konversion der Bergbaugebiete gearbeitet werden. Im Rheinland liegen bereits Erfahrungen mit der Konversion von Steinkohlegebieten vor. Betriebsbedingte Kündigungen sollten in allen Braunkohlerevieren weitgehend vermeidbar sein. Beim absehbaren Auslaufen der Braunkohlekraftwirtschaft bleibt genügend Zeit für eine wirtschaftspolitische Unterstützung des Strukturwandels, so dass die Energiewende auch in traditionellen Braunkohlerevieren gelingen kann.

1 Einleitung

Diese Studie analysiert die Perspektiven der Braunkohlegewinnung und -verstromung in Deutschland im Rahmen der Energiewende. Mit dem Entschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie, den Ausbauzielen für erneuerbare Energieträger am Stromverbrauch auf mindestens 50% bis 2030 bzw. 80% bis 2050 sowie dem Festhalten an ambitionierten CO_2-Reduktionszielen, haben sich die Rahmenbedingungen für fossile Energieträger (Braun- und Steinkohle, Erdgas) grundlegend verändert: Anstelle einer sicheren Position im Energiemix (Grund-, Mittel- bzw. Spitzenlast) stellt sich für alle fossilen Energieträger die grundsätzliche Frage der Einordnung in eine CO_2-arme Energieversorgung der Zukunft.

Die Braunkohle nimmt dabei innerhalb der fossilen Energieträger eine besondere Rolle ein: Während der Steinkohle in den meisten Studien keine größeren Kraftwerksprojekte zugesprochen werden und das Erdgas häufig als eine „Brücke" in eine weitgehend auf Erneuerbaren basierende Energiewirtschaft betrachtet wird, ist die Rolle der Braunkohle im zukünftigen Energiemix unklar. So erfolgte im Referenzszenario der „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung" (Prognos et al., 2010) ein Zubau von Braunkohlekraftwerken mit CO_2-Abscheidung, -Transport und -Speicherung (CCTS), wobei angenommen wurde, dass diese Technologie bis zum Jahr 2025 „marktreif zur Verfügung steht" (Prognos et al., 2010, S. 3). Dagegen geht das Leitszenario des Bundesministeriums für Umwelt (BMU, 2012) davon aus, dass die Braunkohle schneller aus dem Energiemix verschwinden wird.

Vor diesem Hintergrund analysiert die vorliegende Studie die Perspektiven der Braunkohlewirtschaft im Rahmen der Energiewende in der deutschen Energiewirtschaft. Im Mittelpunkt steht die Frage, ob Investitionen in neue Braunkohlekraftwerke aus ökonomischer, energiewirtschaftlicher sowie umweltpolitischer Perspektive sinnvoll sind. Hierzu erfolgt im nächsten Abschnitt 2 eine Einordnung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Braunkohleverstromung. Die Abschnitte 3 bis 5 entwickeln dann modellgestützte Szenarien für die Braunkohle, wobei unterschiedliche Perspektiven gewählt werden: Abschnitt 3 beinhaltet eine betriebswirtschaftliche Investitionsrechnung für ein neues Braunkohlekraftwerk und analysiert darüber hinaus die Entwicklung von Investitionen in den Kraftwerkmix innerhalb einer europaweiten Betrachtung; Abschnitt 4 ermittelt die potenzielle Bedeutung von

Braunkohle aus einer energiewirtschaftlichen Perspektive, wobei auch regionale Aspekte und die Netznutzung berücksichtigt werden. In Kapitel 5 wird der (als sehr unwahrscheinlich betrachtete) Fall analysiert, dass die CO_2-Abscheidetechnologie doch noch zur Nutzung kommt, entweder europaweit oder beschränkt auf die Nordseeanrainer.

Die Modellergebnisse legen nahe, dass Investitionen in neue Braunkohlekraftwerke aus ökonomischer, energiewirtschaftlicher sowie umweltpolitischer Perspektive nicht sinnvoll sind und sich daher ein relativ rascher Auslaufprozess für die Braunkohle abzeichnet, welcher sich auf die kommenden drei Jahrzehnte fokussieren dürfte. Abschnitt 6 analysiert daher Szenarien für das Auslaufen der Braunkohle im Rheinischen Becken, Mitteldeutschland und der Lausitz. Dabei erweist es sich, dass in allen drei Revieren der Betrieb der Kraftwerke mit den bereits genehmigten Abbaugebieten möglich ist; der Aufschluss neuer Braunkohletagebauen ist nicht notwendig. Abschnitt 7 schließt mit einem Ausblick und wirtschafts- und strukturpolitischen Schlussfolgerungen.[2]

2 Energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen

2.1 Hoher Braunkohleanteil im heutigen Stromsystem

In der deutschen Energiewirtschaft der letzten Jahrzehnte, die weitgehend auf fossilen Energieträgern und Kernkraft beruhte, war die Braunkohle ein bedeutender Pfeiler der Stromversorgung. Derzeit sind in Deutschland 61 Braunkohleblöcke mit einer Nettoleistung von über 21 GW am Netz. Mehr als die Hälfte der Kraftwerksleistung ist im Rheinischen Revier installiert (Tabelle 1). An der deutschen Bruttostromerzeugung hatte die Braunkohle in den letzten 10 Jahren mit 23-27 Prozent einen nahezu konstanten Anteil (Abbildung 11). Auch die jährlichen Volllaststunden der Kraftwerke haben sich kaum verändert.[3]

[2] Die Studie bezieht sich u.a. auf frühere Forschungsergebnissen der beteiligten Autoren sowie anderer Wissenschaftler, teilweise auch in Kooperation mit Wissenschaftlern an der TU Berlin entstanden, vgl. Referenzen. Wir danken allen Personen, welche durch Anmerkungen, Lektorate, etc. zur Studie beigetragen haben; der übliche Disclaimer gilt auch hier.

[3] In der Literatur existiert eine große Zahl an Studien, die sich mit Subventionen von Braun- und Steinkohle auseinandersetzt (vgl. Meyer et al., 2010). Diese kommen unter anderem zu dem Ergebnis, dass zwischen 1950 und 2008 bei Braunkohle Finanzhilfen von 40 Mio. €, 52 Mrd. € Steuervergünstigungen und 40 Mrd. € Förderwert von budgetunabhängigen staatlichen Regelungen angefallen sind. Bei Steinkohle werden 187 Mrd. € Finanzhilfen, 101 Mrd. € Steuervergünstigungen und 42 Mrd. € Förderwert von budgetunabhängigen staatlichen Regelun-

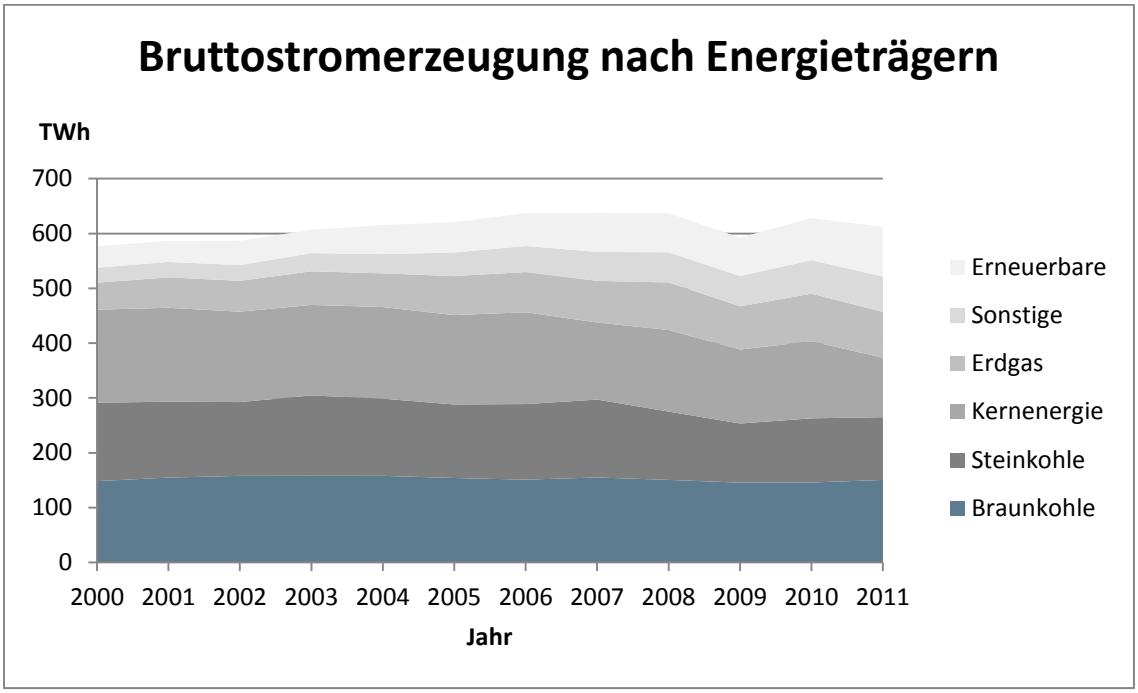

Abbildung 1: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2012

Gefördert wird im Rheinischen, Lausitzer, Mitteldeutschen und Helmstedter Revier (Abbildung 22), wobei die Studie sich nur auf die ersten drei Reviere konzentriert, da das Helmstedter Revier mit einem jährlichen Fördervolumen von ca. 1,9 Mio t Braunkohle nur eine untergeordnete Rolle spielt. In den einzelnen Revieren, sowie auch den Tagebauen selbst, unterscheidet sich die Qualität der Braunkohle (vgl. Tabelle 2).

gen verzeichnet (Meyer et al., 2010). Diese Beiträge sind erheblich, auf den Aspekt von Subventionen wird jedoch in dieser Studie nicht weiter eingegangen.

Tabelle 1: Liste der Braunkohlekraftwerke in Deutschland 2012

Braunkohlerevier	Kraftwerk	Block	Inbetriebnahme	Nettoleistung in MW
Lausitz	Berlin Klingenberg		1981	164*
Lausitz	Boxberg	III-N	1979	489
Lausitz	Boxberg	III-P	1980	489
Lausitz	Boxberg	IV-Q	2000	857
Lausitz	Boxberg	IV-R	2012	640
Lausitz	Cottbus HKW	1	1999	74
Lausitz	Heizkraftwerk Frankfurt (Oder)	Block1-GuD-EK	1997	45*
Lausitz	Jänschwalde	A	1981	465
Lausitz	Jänschwalde	B	1982	465
Lausitz	Jänschwalde	C	1984	465
Lausitz	Jänschwalde	D	1985	465
Lausitz	Jänschwalde	E	1987	465
Lausitz	Jänschwalde	F	1989	465
Lausitz	Schwarze Pumpe	A	1997	750
Lausitz	Schwarze Pumpe	B	1998	750
Mitteldeutschland	Chemnitz Nord II HKW	Block B	1988	57
Mitteldeutschland	Chemnitz Nord II HKW	Block C	1990	91
Mitteldeutschland	Dessau	An der Fine	1996	51*
Mitteldeutschland	Deuben	Industriekraftwerk	1993	67
Mitteldeutschland	Lippendorf	R	2000	875
Mitteldeutschland	Lippendorf	S	1999	875
Mitteldeutschland	Mumsdorf/Phönix		1968	60
Mitteldeutschland	P&L Werk Könnern	Kessel 1 und 2	2000	20*
Mitteldeutschland	Schkopau	A	1996	450
Mitteldeutschland	Schkopau	B	1996	450
Mitteldeutschland	Wählitz	Industriekraftwerk	1994	31
Rheinland	Fortuna Nord	Fortuna Nord	2000	54
Rheinland	Frechen / Wacht-berg		1959	118*
Rheinland	Frimmersdorf	E	1959	130**
Rheinland	Frimmersdorf	F	1960	132**
Rheinland	Frimmersdorf	L	1962	131
Rheinland	Frimmersdorf	M	1962	138
Rheinland	Frimmersdorf	N	1964	135**
Rheinland	Frimmersdorf	O	1964	133**
Rheinland	Frimmersdorf	P	1966	284*
Rheinland	Frimmersdorf	Q	1970	278*
Rheinland	Goldenberg	J	1992	66
Rheinland	Goldenberg	K	1993	85
Rheinland	Kohlekraftwerk	K06	2010	14

Braunkohlerevier	Kraftwerk	Block	Inbetriebnahme	Nettoleistung in MW
Rheinland	Martinswerk	K1/TG1	1995	10**
Rheinland	Martinswerk	K2/TG2	1995	10
Rheinland	Merkenich	Block 6	2010	75
Rheinland	Neurath	A	1972	277
Rheinland	Neurath	B	1972	288
Rheinland	Neurath	C	1973	292
Rheinland	Neurath	D	1975	607
Rheinland	Neurath	E	1976	604
Rheinland	Neurath	F BoA 2	2012	1100
Rheinland	Neurath	G BoA 3	2012	1100
Rheinland	Niederaußem	A	1963	125**
Rheinland	Niederaußem	B	1963	125**
Rheinland	Niederaußem	C	1965	294
Rheinland	Niederaußem	D	1968	297
Rheinland	Niederaußem	E	1970	295
Rheinland	Niederaußem	F	1971	299
Rheinland	Niederaußem	G	1974	653
Rheinland	Niederaußem	H	1974	648
Rheinland	Niederaußem	K	2003	944
Rheinland	P&L Werk Euskirchen	Kessel 4 / 6	2000	10
Rheinland	P&L Werk Jülich	Kessel 5	2004	25
Rheinland	Ville / Berrenrath IKW		1991	52*
Rheinland	Weisweiler	C	1955	123
Rheinland	Weisweiler	D	1959	135
Rheinland	Weisweiler	E	1965	312*
Rheinland	Weisweiler	F	1967	304*
Rheinland	Weisweiler	G	1974	590*
Rheinland	Weisweiler	H	1975	592*
Helmstedt	Buschhaus	D	1985	352

* Neben dem Hauptbrennstoff Braunkohle werden weitere Energieträger genutzt.

** Die Kraftwerke befinden sich laut Bundesnetzagentur in Kaltreserve. Sie könnten innerhalb von sechs Monaten wieder in Betrieb genommen werden.

Quelle: Zusammenstellung des DIW Berlin basierend auf Daten der Bundesnetzagentur, des Bundesverbandes Braunkohle und Angaben der Kraftwerksbetreiber

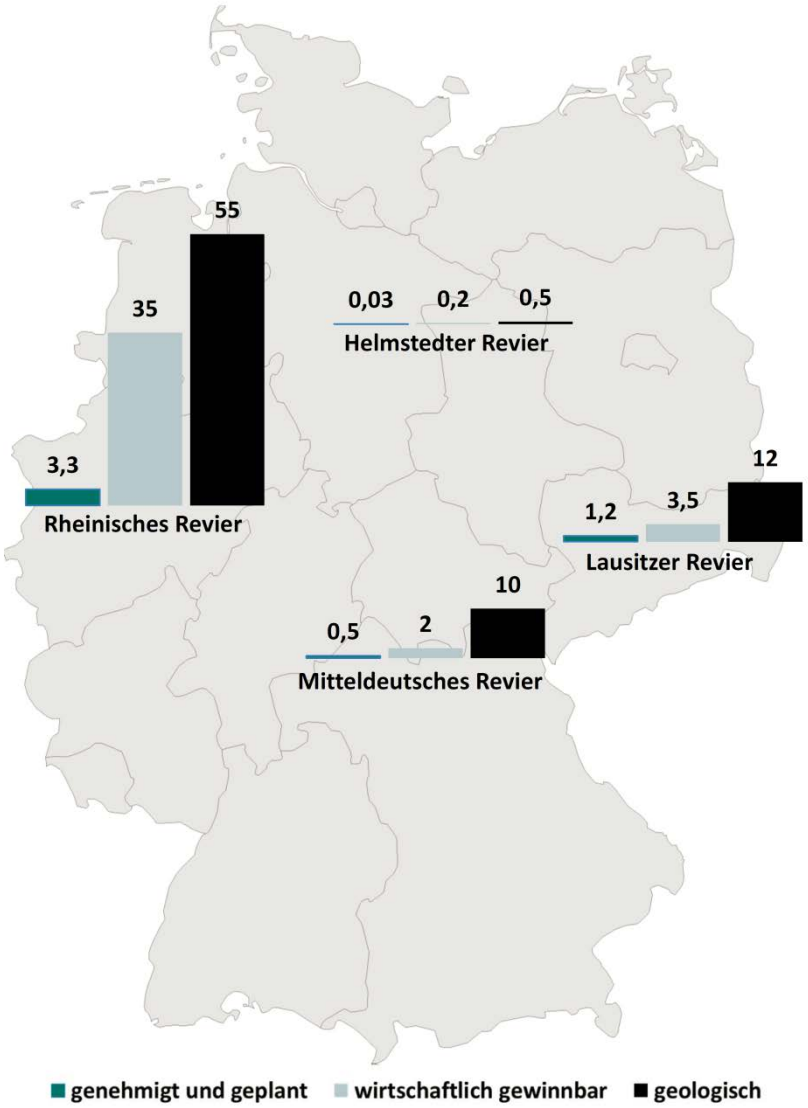

Abbildung 2: Bestehende Braunkohlevorräte in Deutschland
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf DEBRIV, 2012.

Tabelle 2: Braunkohlequalität der verschiedenen Reviere

BK-Revier	Heizwert [kJ/Kg]	Aschegehalt [%]	Wassergehalt [%]	Schwefelgehalt [%]
Rheinland	7.800 – 10.500	2 – 8	50 – 60	0,15 – 0,5
Lausitz	7.800 – 9.500	2,5 – 16	48 – 58	0,3 – 1,5
Helmstedt	8.500 – 11.500	5 – 20	40 – 50	1,5 – 3,5
Mitteldeutschland	9.000 – 11.300	6,5 – 10	49 – 53	1,5 – 2,1

Quelle: DEBRIV, 2012

2.2 Bedeutung der Energiewende für die Braunkohle

In den letzten Jahren, insb. im Jahr 2011, wurden mit großer politischer Mehrheit Rahmenbedingungen der Energie- und Umweltpolitik festgelegt, welche oftmals als „Energiewende“ bezeichnet werden. Dazu gehört der Ausbau der erneuerbaren Energieträger in der Stromerzeugung auf mindestens 50 % (2030) bzw. 80 % (2050), die Bestätigung des Atomausstiegs bis zum Jahr 2022 sowie die Festlegung ambitionierter CO_2-Reduktionsziele um 30 % im Vergleich zu 1990 bis 2020 sowie um 80-95 % bis zum Jahr 2050.

Abbildung 3 zeigt die Veränderung der Struktur der Elektrizitätswirtschaft in der „alten“ konventionellen Welt und in der „neuen“ Welt der Energiewende: Die Dauerlastkurve im Jahr 2011 verträgt sich noch mit der traditionellen Aufteilung konventioneller Stromerzeugung in Grund-, Mittel- und Spitzenlast. Dagegen zählt in einem erneuerbarenbasierten System, wie es 2030 angenommen wird, die „Residuallast“, d.h. die nach dem Abzug der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen verbleibende Last, um welche die konventionellen Erzeuger im Wettbewerb stehen müssen. Aufgrund hoher Flexibilität sowie geringerer Investitionskosten werden Erdgaskraftwerken in diesem Zusammenhang besondere Bedeutung zugesagt.

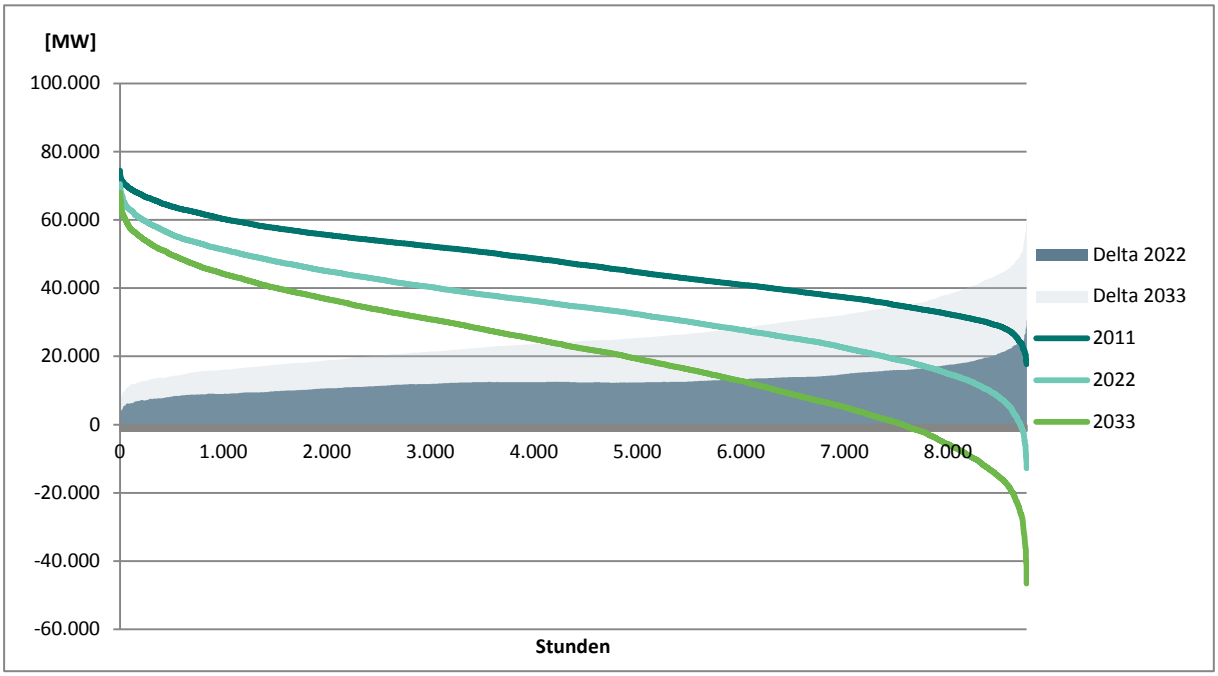

Abbildung 3: Dauerlastlinie (2011) und Residuallast (2033) im Stromsektor
Quelle: Eigene Darstellung

Dabei handelt es sich bei der Energiewende nicht um ein deutsches Epiphänomen, sondern um einen Baustein eines europaweiten Trends in Elektrizitätswirtschaft. So sieht die europäische Energy Roadmap bis 2050 eine praktisch vollständige Dekarbonisierung der Stromerzeugung vor; auch hier wird von einem Reduktionsziel der Klimagase von 80-95% bis 2050 sowie einen beträchtlichen Zuwachs an Erneuerbaren ausgegangen (EC, 2011).

Auch singuläre Trends in der Energiewirtschaft weisen Parallelen zwischen Deutschland und Europa auf. So haben neben Deutschland auch Italien, die Schweiz, Belgien sowie Litauen politische Entscheidungen zum Ausstieg aus der Kernenergie getroffen. Auch der Verzicht auf die großindustrielle Entwicklung von CCTS, welchen die deutsche Energiewirtschaft sowie die Bundesregierung Ende 2011 erklärt haben, reiht sich in analoge Tendenzen in fast allen anderen europäischen Staaten ein (Oei, et al., 2012). Somit steht sowohl die deutsche als auch die europäische Energiewirtschaft vor einem erheblichen Reformbedarf zur Entwicklung eines adäquaten Sektordesigns einer auf weitgehend auf Erneuerbaren beruhenden Stromwirtschaft. In diesem Zusammenhang stellen sich neue Fragen zur Rolle der Braunkohlewirtschaft.

Die Energiewende führt dazu, dass sich die traditionelle Einordnung der Braunkohle als „Grundlast“ schrittweise auflöst. Im Mittelpunkt steht vielmehr die Abdeckung der Residuallast, welche nach der Einspeisung erneuerbarer Energieträger verbleibt. In diesem Zusammenhang werden die Volllaststunden der Braunkohle in der Zukunft sinken. Die Leitstudie des BMU „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ ermittelt einen Rückgang der Volllaststunden der braunkohlegefeuerten Energieerzeugung auf 6.000 h in 2020 und auf 4.000 h im Jahre 2030 (BMU 2012, S. 26). Dies drückt sich in einem immer niedriger werdenden Anteil an der Bruttostromerzeugung in Deutschland aus

2.3 Divergierende Einschätzungen der Bedeutung der Braunkohle

Abbildung 4 beruht auf Analysen des Szenario A der Leitstudie des BMU und zeigt einen kontinuierlichen Rückgang der Erzeugung von Strom aus Braunkohle insbesondere nach 2020. Szenario A ist ein mittleres Szenario bezüglich des Ausbaus von erneuerbaren Energien und Annahmen zu Fahrzeugen mit Elektroantrieb ohne großflächigen Einsatz von Power-to-Gas Technologien und ähnelt den Annahmen aus Szenario B des Szenariorahmens der BNetzA. Der Szenariorahmen 2012 der BNetzA in Tabelle 3 stellt im Szenario B eine ähnliche Entwicklung der installierten Braunkohlekapazität in 2020 dar, rechnet allerdings mit höheren Volllaststunden und etwas höherer installierter Kapazität in 2030.[4]

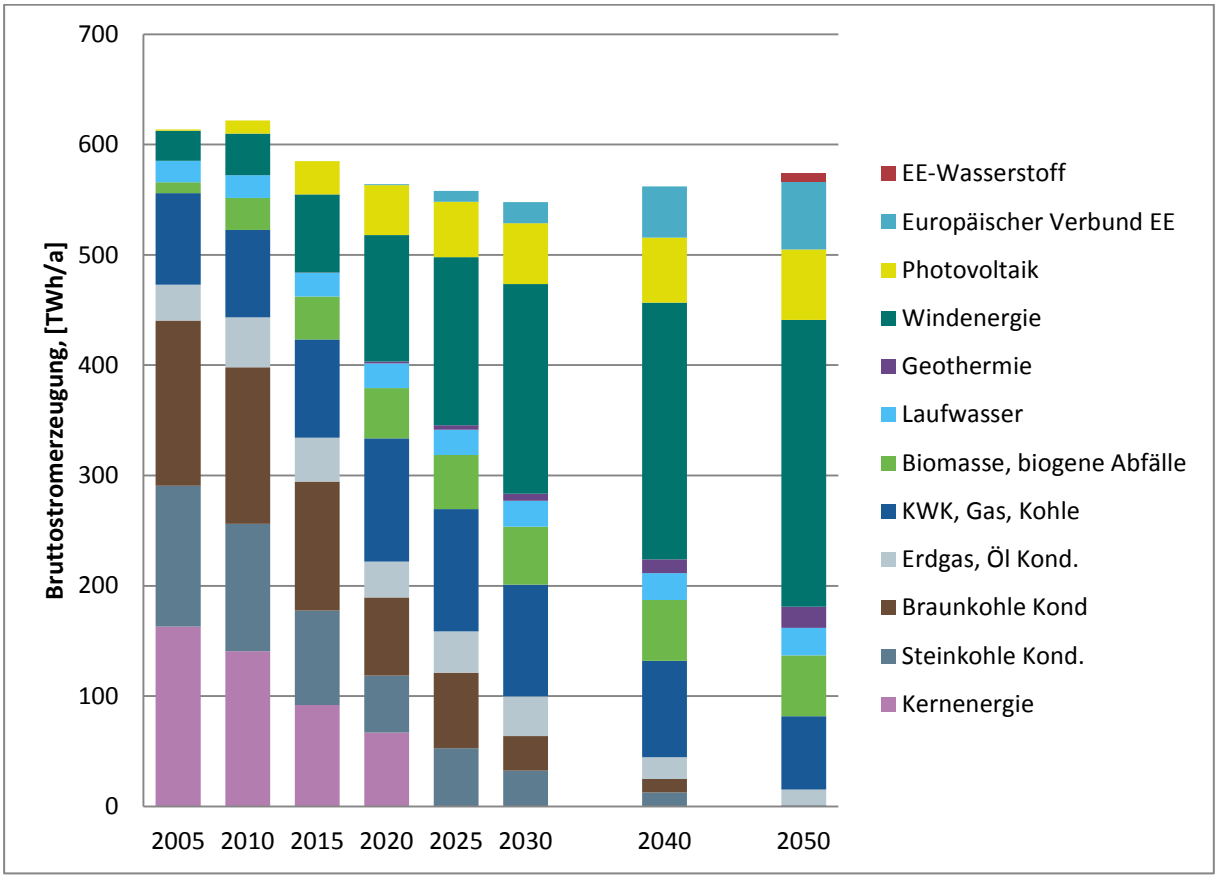

Abbildung 4: Entwicklung der Bruttostromversorgung in der Leitstudie 2012 des BMU
Quelle: BMU, 2012

[4] Das Szenario B des Szenariorahmens ist das am wahrscheinlichsten angenommene Szenario, während das Szenario A ein auf die Vergangenheit bezogenes und Szenario C ein erneuerbarenbetontes Szenario darstellt. Szenarien A und C sind im Szenariorahmen nur bis 2020 ausgeführt. Die angenommene installierte Kapazität von Braunkohlekraftwerken in Szenario A ist 21,2 GW, dazu müssten am bestehenden Kraftwerkspark weitreichende Retrofit- oder Neubaumaßnahmen durchgeführt werden.

Tabelle 3: Braunkohle im Szenariorahmen der Bundesnetzagentur

Technologie	Referenz 2010	Szenario A 2022	(Leit-) Szenario B 2022	Szenario B 2032	Szenario C 2022
Installierte Erzeugungsleistung [GW]					
Kernenergie	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,2	21,2	18,5	13,8	18,5
Steinkohle	25,0	30,6	25,1	21,2	25,1
Erdgas	24,0	25,1	31,3	40,1	31,3
Pumpspeicher	6,3	9,0	9,0	9,0	9,0
Öl	3,0	2,9	2,9	0,5	2,9
Sonstige	3,0	2,3	2,3	2,7	2,3
Summe konv. KW	**101,8**	**91,1**	**89,1**	**87,3**	**89,1**
Wasserkraft	4,4	4,5	4,7	4,9	4,3
Wind (onshore)	27,1	43,9	47,5	64,5	70,7
Wind (offshore)	0,1	9,7	13,0	28,0	16,7
Photovoltaik	18,0	48,0	54,0	65,0	48,6
Biomasse	5,0	7,6	8,4	9,4	6,7
Andere regenerative Erzeugung	1,7	1,9	2,2	2,9	2,0
Summe EE	**56,3**	**115,6**	**129,8**	**174,7**	**149,0**
Summe Erzeugung	**158,1**	**206,7**	**218,9**	**262,0**	**138,1**

Quelle: 50Hertz et al., 2011

Der Energy Forecast der Europäischen Kommission (EC) ermittelte installierte Kapazitäten in unterschiedlichen Szenarien für alle Länder Europas für die nächsten 20 Jahre basierend auf einer Modellrechnung des PRIMES Modelles (EC, 2009). Allerdings führt der Forecast keine Differenzierung der festen Brennstoffe in Stein- und Braunkohle durch, wodurch Aussagen bezüglich Braunkohlekapazitäten schwer zu treffen sind. Insgesamt nimmt, wie in Tabelle 4 dargestellt, die installierte Kapazität der mit festen Brennstoffen gefeuerten Kraftwerke von 2010 um ca. 15% ab, während bei Gaskraftwerken und Erneuerbaren starke Zuwächse zu verzeichnen sind.[5]

[5] Weitere Einschätzungen zur Zukunft der Braunkohle vermitteln u.a. Öko-Institut (2009), Kober, et al. (2012), EWI (2012) sowie Prognos (2012).

Tabelle 4: Feste Brennstoffe im Primes Energy Forecast

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Netzkapazität in MW	**112.510**	**121.873**	**143.633**	**165.802**	**173.108**	**185.047**	**196.941**
Kernenergie	**21.301**	**20.680**	**15.521**	**12.031**	**4.049**	**0**	**0**
Erneuerbare Energien	**10.477**	**24.021**	**40.427**	**58.576**	**68.805**	**83.006**	**98.953**
Wasser (ohne Pumpspeicher)	4.268	4.081	4.246	4.310	4.427	4.616	4.694
Wind	6.095	18.433	27.723	39.906	45.459	55.616	68.039
Solar	114	1.508	8.458	14.360	18.919	22.774	26.220
Wärmekraft	**80.731**	**77.172**	**87.685**	**95.195**	**100.254**	**102.041**	**97.988**
Anteil Kraft-Wärme-Kopplung	13.526	16.773	21.790	23.145	24.610	26.269	26.842
Anteil CCS	0	0	0	0	646	7147	14829
Feststoffe	51.482	48.960	48.589	49.004	45.725	41.647	42.696
Gas	20.674	19.428	28.704	36.205	39.248	44.379	40.506
Öl	6.659	6.354	5.356	4.176	8.758	9.179	7.715
Biomasseabfälle	1.916	2.430	5.006	5.781	6.442	6.662	6.769
Brennstoffzelle	0	0	0	0	0	0	0
Geothermie	0	0	30	30	81	174	304

Quelle: EC, 2009

2.4 Europarechtliche Rahmenbedingungen

Die Europäische Union hat sich einerseits auf einen anspruchsvollen CO_2-Minderungspfad festgelegt (-1,7% jährlich). Andererseits fordert die Industrieemissionsrichtlinie (2010/75/EU, Industrial Emissions Directive, IED) strengere Auflagen zum Ausstoß von Schwefel- und Stickstoffoxiden (SO_2, NO_x), Feinstaub und Schwermetallen. Durch die europäischen Vorgaben werden die Betreiber von Kohlekraftwerken somit gezwungen, bestehende Kraftwerke nachzurüsten oder stillzulegen. Neben der Aufstellung von Emissionsgrenzen zur Verminderung der Umweltverschmutzung, werden auch strengere Vorgaben zur Anpassung der Genehmigungsauflagen an europäische Standards und zur Durchführung von Umweltinspektionen festgelegt (Die Bundesregierung, 2012).

Nach einer Studie von Bloomberg (2012) wären ca. 60 % der europäischen Kohlekraftwerke, insbesondere in Großbritannien, Deutschland und Polen, nicht kompatibel mit den neuen

Emissionsstandards. In Deutschland beträfe es ungefähr die Hälfte aller Braun- und Steinkohlekraftwerke (Abbildung 5).

Im Jahr 2013 sollen die Regelungen der Richtlinie in nationales Recht übergehen und spätestens 2016 ihre Wirksamkeit entfalten. In Deutschland liegt der „Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie über Industrieemissionen“ vom 25. Mai 2012 vor. Anfang 2013 sollen der Europäischen Kommission zudem von allen Mitgliedsstaaten erste Planentwürfe eines Transitional National Plan (TNP) zur Reduzierung der Emissionen für die Periode 2016-2030 vorgelegt werden (Bloomberg, 2012).

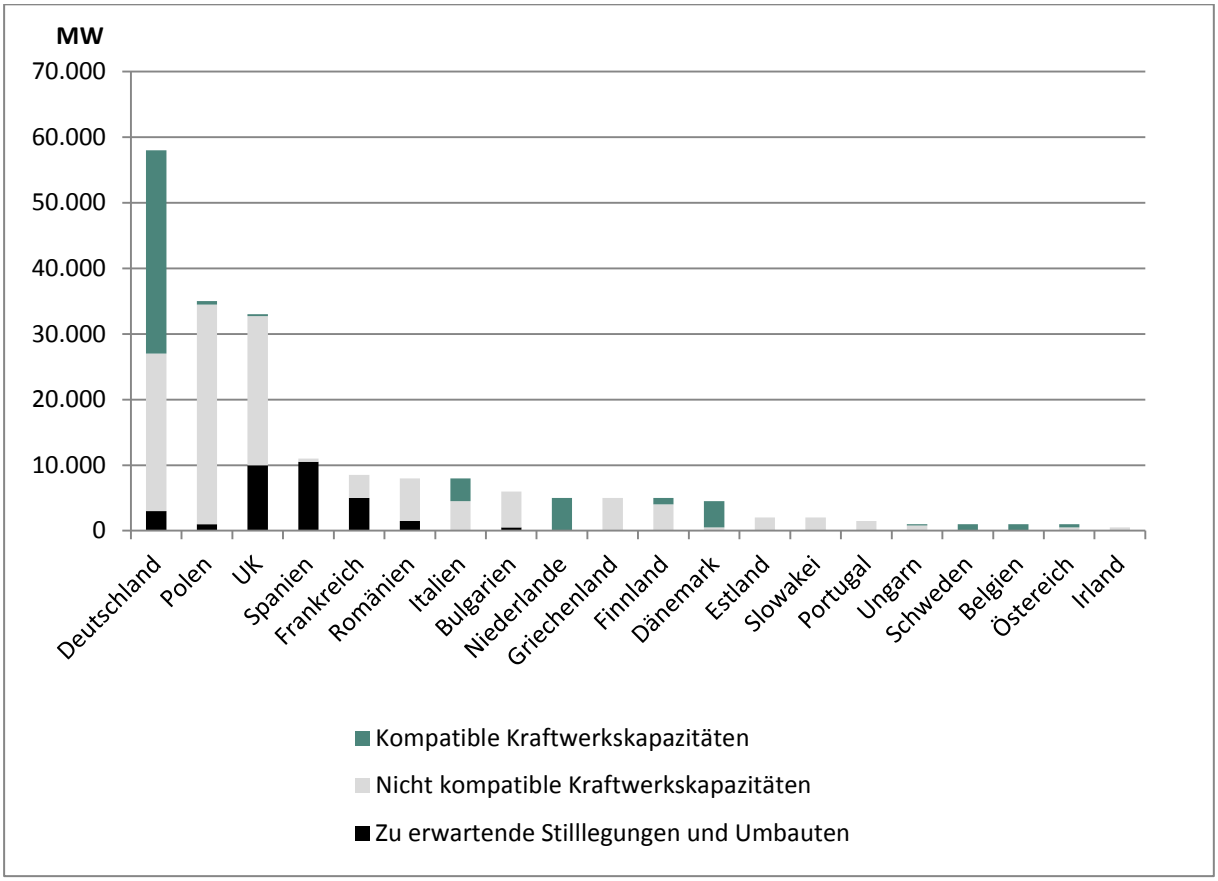

Abbildung 5: Kapazitäten europäischer Kohlekraftwerke und ihre Übereinstimmung mit den Emissionsgrenzen der EU-Emissionsrichtlinie

Quelle: Bloomberg, 2012

2.5 Stand der gegenwärtigen Planung in den Braunkohlerevieren Deutschlands

2.5.1 Rheinland

Im Rheinischen Becken befinden sich 5 Braunkohlekraftwerke in Betrieb. Darüber hinaus erwägt die RWE Power AG den Neubau eines Braunkohlekraftwerks BoAplus am Standort Bergheim-Niederaußem mit 1.100 MW. Das neue Kraftwerk soll auf einer 23 ha großen Anschlussfläche des bestehenden Kraftwerksstandorts entstehen. Für den Neubau des Kraftwerks BoAplus ist die Überarbeitung des Regionalplans Köln, Teilabschnitt Region Köln, notwendig, da die regionalplanerische Sicherung von Kraftwerken nach Landesplanungsgesetz NRW einer entsprechenden Markierung bedarf. So muss für die Erweiterung des Kraftwerksstandortes der bisher als allgemeiner Freiraum und Agrarbereich (AFAB) ausgewiesene Bereich hin zu einer gewerblich industriellen Nutzung (GIB) geändert werden. Der Entwurf zur Planänderung des Regionalplans liegt seit Mai 2012 vor. In ihm sind auch die vom Regionalrat Köln gestellten Forderungen an eine Kraftwerksneuplanung am Standort Niederaußem enthalten. Mögliche weitere Abbaugebiete wären Erp/Irresheim (teilweise wird auch Nörvenich genannt) oder die Erweiterung Hambach II.

Ein Regionalplan ist nach § 8 (2) ROG der Raumordnungsplan für eine Teilregion des Landes. Die Änderung eines solchen Plans bedarf nach § 9 ROG und UVPG Anlage 3 „Liste SUP-pflichtiger Pläne und Programme“ einer Strategischen Umweltprüfung (SUP). Diese untersucht die Auswirkungen von Plänen und Programmen auf die Schutzgüter Mensch, Tiere und Pflanzen, Biologische Vielfalt, Boden, Wasser, Klima/Luft, Landschaft, Kultur- und Sachgüter sowie ihrer Wechselwirkungen. Der innerhalb einer SUP zu erstellende Umweltbericht befindet sich momentan in der Konsultation, bei der Träger öffentlicher Belange sowie die Öffentlichkeit Stellungnahmen abgeben können. Durch die mögliche Beeinträchtigung nahegelegener FFH (Flora Fauna Habitat)-Gebiete ist zusätzlich eine FFH-Verträglichkeitsprüfung durchzuführen.

2.5.2 Mitteldeutschland

Der Bergbaubetreiber MIBRAG mbH diskutiert im Mitteldeutschen Revier den Aufschluss des „Feld Lützen“ des Tagebaus Profen in Zusammenhang mit einem geplanten Neubaukraftwerk Profen sowie die Erschließung des Feldes Egeln, südlich von Magdeburg. In Sachsen-

Anhalt werden nach § 8 (1) Landesplanungsgesetz Sachsen-Anhalt für Braunkohleabbauvorhaben regionale Teilentwicklungspläne aufgestellt. Die Teilentwicklungspläne legen auf der Grundlage des Landesentwicklungsprogramms und der Landesentwicklungspläne und in Abstimmung mit den Regionalplänen im Braunkohlenplangebiet Ziele der Raumordnung fest. Im LEP Anhang C-7 wurde das Feld Lützen als Vorranggebiet Rohstoffabbau Braunkohle aufgeführt und einer zusätzlichen Umweltprüfung unterzogen. Abbauarbeiten im Feld Egeln sind noch in der längerfristigen Planung, da konkurrierende Nutzungen, wie die Landwirtschaft in der Magdeburger Börde, dem Rohstoffabbau auf der ca. 9.500 ha großen Fläche entgegenstehen.[6]

2.5.3 Lausitz

Das Lausitzer Braunkohlerevier erstreckt sich auf zwei Bundesländer, es gelten somit unterschiedliche rechtliche und planerische Rahmenbedingungen und Zuständigkeiten. Der Betreiber der fünf aktiven Tagebaue, die Vattenfall Europe Mining AG diskutiert derzeit die Neuerschließung von fünf weiteren Braunkohle-Tagebauen: Jänschwalde-Nord, Welzow-Süd Teilfeld II, Nochten II, Bagenz-Ost sowie Spremberg-Ost.[7]

Durch das Gesetz zur Einführung der Regionalplanung und der Braunkohlen- und Sanierungsplanung im Land Brandenburg (RegBkPlG) obliegt die Entscheidung zum Braunkohlenbergbau in Brandenburg der gemeinsamen Landesplanungsabteilung Berlin-Brandenburg. Braunkohle- und Sanierungspläne werden auf der Grundlage des Landesentwicklungsprogramms und der Landesentwicklungspläne sowie in Abstimmung mit der Regionalplanung aufgestellt. Sie legen die Grundsätze und Ziele der Raumordnung fest. Im Lausitzer Revier Sachsens hingegen werden gemäß Landesplanungsgesetz (LPlG) Sachsen Braunkohlenpläne als Teilregionalpläne von den regionalen Planungsverbänden aufgestellt und beschlossen.

Bei den drei Tagebauen Jänschwalde Nord, Welzow-Süd Teilfeld II und Nochten II, welche sich momentan im Braunkohlenplanverfahren befinden, handelt es sich um bereits ausgewiesene, aber noch nicht genehmigte Tagebauflächen. Um diese Vorranggebiete in Abbau-

[6] Zusätzlich strebt die ROMONTA GmbH eine Fortschreibung des Teilentwicklungsplans (TEP) Amsdorf an, da die Rohstoffförderung des Gebietes Amsdorf ca. 2023 endet; auch Amsdorf ist als Vorranggebiet Braunkohleabbau im LEP 2010, Anhang C-7 ausgewiesen.

[7] Vgl. Webseiten von Vattenfall (2012), u.a. http://www.vattenfall.de/de/zukunftsfelder.htm (abgerufen am 19. November 2012).

felder zu überführen, müssten die bestehenden Braunkohlenpläne geändert werden. Bestandteil des Braunkohlenplanverfahrens ist ein Umweltbericht als Kernstück der durchzuführenden Strategischen Umweltprüfung (SUP) sowie eine Verträglichkeitsprüfung nach der Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie (Richtlinie 92/43/EWG). Zudem sieht die SUP eine weitreichende Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung vor.

3 Betriebswirtschaftliche Investitionsrechnung

3.1 Hintergrund

In diesem Abschnitt wird analysiert, ob sich die Investition in ein neues Braunkohlekraftwerk aus betriebswirtschaftlicher Perspektive lohnt. In der „alten Welt“ stellten Braunkohlekraftwerke aufgrund des Einsatzes in der Grundlast i.d.R. rentable Investitionen dar. So wurden in den 1970-1990er Jahren im Rheinischen Revier eine Vielzahl von privatwirtschaftlichen Entscheidungen zum Bau von Kohlekraftwerken gefällt. Die Internalisierung externer Umweltkosten hatte dabei keine Bedeutung. Im Mitteldeutschen sowie dem Lausitzer Revier erfolgten in den 1990er Jahren umfängliche Umstrukturierungsmaßnahmen, wobei i.d.R. staatliche Stellen die Finanzierung der Altlasten sowie der Umstrukturierung und Infrastruktur übernahmen, um somit das Investitionsrisiko für (teilweise) private Unternehmen zu minimieren.

Aus heutiger Perspektive haben sich die Rahmenbedingungen für Braunkohlekraftwerksinvestitionen drastisch verändert. Dies hängt zum einen mit dem Systemwechsel im Rahmen der Energiewende zusammen: Braunkohle (und andere fossile Energieträger) verlieren ihren Status als Grund- bzw. Mittellastträger und müssen sich um einen regelmäßig schrumpfenden Anteil an Residuallast bemühen. Diesbezüglich verfügt Braunkohle über einen systematischen Nachteil gegenüber Erdgaskraftwerken im Hinblick auf die Flexibilität („Rampen“).

Zum anderen hat die Bepreisung von CO_2-Ausstoß einen erheblichen Effekt auf die Wettbewerbsfähigkeit. Dies gilt insbesondere mit dem Ende der kostenlosen Zuteilung von CO_2-Zertifikaten und deren Versteigerung ab 2013. Erschwerend kommt eine gewisse Unsicherheit bzgl. der Ausgestaltung der mittel- und langfristigen CO_2- sowie Klimaziele hinzu. In diesem Abschnitt erfolgt daher eine betriebswirtschaftliche Investitionsrechnung für ein

hypothetisches Braunkohlekraftwerk. Dabei handelt es sich notwendigerweise um ein „generisches“ Kraftwerk ohne Berücksichtigung standortspezifischer Faktoren.

3.2 Modell

Im Folgenden wird ein Excel-basiertes Investitionsmodell verwendet, bei dem anhand energiewirtschaftlicher und anderer externer Parameter Szenarien und Korridorschätzungen für die Rentabilität eines Braunkohlekraftwerks durchgeführt werden. Auf Basis der eingegebenen Größen und deren Änderung ergeben sich über die Zeit Cash-Flows aus dem Verkauf von Strom. Die wichtigsten Eingabegrößen für das Investitionsmodell sind die Investitionskosten pro kW installierter Leistung, Annahmen über die zukünftigen Volllaststunden des Kraftwerkes und Annahmen über den Verlauf der Strom- und CO_2-Zertifikatspreise.

Das Modell ermittelt über den Betrachtungszeitraum von 40 Jahren jährliche Stromgestehungskosten sowie basierend darauf alle Einnahmen und Ausgaben aus der Stromproduktion. Zusammen mit den Kosten für die Finanzierung ergeben sich Cash-Flows, um den Kapitalwert der Investition, den internen Zinsfuß, und die Amortisationsdauer zu ermitteln. Ziel des Modells ist keine Punktschätzung sondern die Bestimmung robuster Korridore und Spannbreiten bzgl. der zu erwartenden Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

3.3 Daten und Annahmen

Bei der Beantwortung der Frage nach der zukünftigen Rolle der Braunkohle bedient sich diese Studie einer Reihe von Modellansätzen, welche die Bandbreite möglicher Entwicklungen abbilden. Dabei werden einige einheitliche Annahmen bzw. Szenarien vorgenommen: Dies bezieht sich u.a. auf exogen vorgegebene Parameter wie Strompreis, CO_2-Preis sowie Kostenstruktur. Darüber hinaus gehende Annahmen orientieren sich weitestgehend an den in Deutschland relevanten Dokumenten wie dem Energiekonzept der Bundesregierung (BMU, 2010), dem Szenariorahmen der Bundesnetzagentur 2012 (BNetzA, 2011), sowie der Leitstudie des Bundesumweltministeriums (BMU, 2012). Bezüglich Energiepreisprognosen bezieht sich die Studie auch auf die IEA (2011) und die Europäische Kommission (EC, 2011). Die CO_2-Preisannahmen basieren auf heutigen Werten als Startwerte und nehmen den Preispfad der PRIMES-Modellierung für die EC an. Hierbei wird in 2030/32 genauso wie von der Bundesnetzagentur ein CO_2-Preis von 43 €/t CO_2 (BNetzA, 2011) und in 2050 ein CO_2-Preis von 53 €/t CO_2 angenommen. Der Strompreis orientiert sich an den Großhandelsprei-

sen der EEX in 2011. Sonstige Kostenschätzungen basieren überwiegend auf Schröder et al. (2012).

Es wird angenommen, dass sich das Braunkohlekraftwerk vor allen durch den Verkauf von Strom auf dem Großhandelsmarkt (Spot bzw. Forward) finanziert. Erlöse aus Fernwärmenutzung sind nicht Teil der Betrachtung, da diese erfahrungsgemäß nur einen geringen Anteil des Umsatzes eines Braunkohlekraftwerkes ausmachen. Wie im Abschnitt 4 ausgeführt wird, geht die vorliegende Studie davon aus, dass Braunkohlekraftwerke keine Erlöse über Kapazitätsinstrumente erzielen werden. Diese Mechanismen werden regional- und technologiespezifisch ausgestaltet, so dass relativ inflexible Braunkohlekraftwerkskapazitäten, welche aufgrund der geologischen Verfügbarkeit nördlich der Staudinger-Main-Linie liegen (in Ost- bzw. West-, jedoch nicht in Süddeutschland), nicht Teil des Kapazitätsinstruments sein werden. Informationen über die angenommenen Volllaststunden für das Basisjahr basieren auf Annahmen des Netzentwicklungsplans 2012 und einem angenommenen jährlichen prozentualen Trend.

Die Rentabilität eines Braunkohlekraftwerks hängt von den Annahmen auf der Kosten- bzw. der Erlösseite ab. Unsicherheiten auf der Kostenseite beziehen sich vor allem auf die Kapital- und die variablen Brennstoffkosten. Bei den Erlösen sind die Unsicherheiten bzgl. der Volllaststunden sowie des Großhandelspreises zu berücksichtigen. Knopf et al. (2012) sowie Riedel und Lodowicks (2012) haben den Einfluss von Rohstoffpreisannahmen auf die Ergebnisse von Investitionsmodellen nachgewiesen.

In der Betrachtung eines Kraftwerksneubaus wird die Option eines Neubaus ohne und mit der CO_2-Abscheidungstechnologie „Carbon Capture Transportation & Storage“ (CCTS) separat betrachtet. Letzteres wird als sehr unwahrscheinlich erachtet, der Vollständigkeit halber dennoch durchgerechnet.

Tabelle 5 zeigt die Grundannahmen für die Investitionsrechnung inklusive jährlicher Änderung in Prozent. Aufgrund sich ändernder Marktsituationen, unter anderem bedingt durch den Ausbau der erneuerbaren Energieträger in Deutschland, sind zukünftige Entwicklungen und Trends in den Annahmen ausschlaggebend für die Rentabilität zukünftiger Kraftwerke. Daher wird hierauf in Sensitivitätsanalysen in Abschnitt 3.4.2 und einer Monte-Carlo Analyse in Abschnitt 3.4.3 gesondert eingegangen.

Tabelle 5: Eingabegrößen für alle Szenarien

Eingabegröße	Wert
Durchschnittsstrompreis	51 €/MWh
Brennstoffpreis	1,4 €/MWh$_{thermisch}$
Installierte Leistung	1.100 MW
Eigenkapitalrate	40%
Marktzins	6%
Interner Kalkulationszins	9%
Kapitalbindungsdauer	20 a
Betrachtungszeitraum	40 a
Indienststellung	2015
CO_2-Zertifikatspreis	8 €/t CO_2 (+9,25% p.a.)
Volllastbetriebsstunden	7.500 h (-2,2% p.a.)
Fixe Betriebskosten	30 €/kW/a (-0,33% p.a.)

Quelle: Eigene Annahmen

Betrachtet wird der Neubau eines Kraftwerkes mit 1.100 MW mit Netzintegration in 2015 und einer Laufzeit von 40 Jahren. Als Kapitalbindungsdauer wird 20 Jahre angenommen. Die Steigerungsrate des CO_2-Zertifikatspreises entspricht dem Wert des Szenariorahmen 2012 für das Jahr 2032 und wurde ebenfalls in Anlehnung an den Preispfad der Baseline Szenarios der PRIMES Berechnungen der Europäischen Kommission bis 2032 mit 9,25 %/Jahr festgelegt. In 2032 ergibt sich daher ein Preis von 43 €/t, bis 2042 steigt der Preis linear auf 53 €/t und bleibt danach konstant.[8]

Die Annahmen zu Volllaststunden orientieren sich am Szenariorahmen der Netzbetreiber, die für 2032 4.916 Volllaststunden für Braunkohle annehmen. Ausgehend von 7.500 Volllaststunden im Ausgangszustand ergibt sich eine Veränderung von -2,2 %/Jahr.[9] Tabelle 6 zeigt die Annahmen für beide Szenarien, da unterschiedliche Wirkungsgrade und insbesondere

[8] Vgl. für ähnliche Schätzungen zur CO_2-Preisentwicklung sowie den Strompreisen Traber, T, Kemfert, C. (2012): German Nuclear Phase-out Policy: Effects on European Electricity Wholesale Prices, Emission Prices, Conventional Power Plant Investments and Eletricity Trade. DIW Discussion Paper 1219, Berlin.

[9] Traber und Kemfert (2012) nehmen einen Rückgang der Volllaststunden von Kohleanlagen bereits bis 2020 von etwa 50% (~4380 Stunden) an.

die Investitions- und Betriebskosten divergieren. Mit spezifischen Investitionskosten von über 3.500 €/kW sind Investitionen im CCTS-Szenario sehr viel teurer als das Szenario ohne CCTS mit 1.700 €/kW. Für das Szenario mit CCTS wird eine CO_2-Emission von 0,1 t CO_2/MWh_{el} angenommen. Dieser Wert hat aufgrund der geringen Höhe allerdings keinen signifikanten Einfluss auf das Ergebnis.

Tabelle 6: Eingabegrößen für die Szenarien „Kein CCTS“ und „CCTS“

	Kein CCTS		Mit CCTS	
	Wert	Verän-derung	Wert	Verän-derung
Wirkungsgrad	43 %	0 %	30,6 %	0 %
CO_2-Emissionen	0,95 t $CO_2/MWh_{elektrisch}$	0 %	0,1 t $CO_2/MWh_{elektrisch}$	0 %
Spezifische Investitionskosten	1700 €/kW		3577 €/kW	
Variable Betriebskosten	6 €/MWh	0 %	32 €/MWh	- 0,3 %

Quelle: Eigene Annahmen

3.4 Ergebnisse

3.4.1 Übersicht

Der Bau eines 1.100 MW Braunkohlekraftwerks in der zweiten Hälfte des laufenden Jahrzehnts erscheint aus betriebswirtschaftlicher Perspektive nicht gerechtfertigt. Abbildung 8 bis Abbildung 12 zeigen die Ergebnisse für unterschiedliche Szenarienrechnungen auf, der überwiegende Teil der Fälle ergibt (teilweise erhebliche) negative Kapitalwerte.

Die Ergebnisse in Tabelle 7 der Investitionsanalyse zeigen für beide Szenarien, dass unter den gegebenen Annahmen Investitionen in neue Braunkohlekraftwerke negative Kapitalwerte aufweisen. Im Falle eines Kraftwerksneubaus ohne CCTS-Technologie hat die Investition einen negativen internen Zinsfuß und einen Kapitalwert von ca. -427 Mio. €. Insbesondere der Kapitalwert des Szenarios mit CCTS ist mit -2,475 Mrd. € stark negativ.

Tabelle 7: Ergebnisse der Investitionsanalyse

	Kein CCTS	Mit CCTS
Kapitalwert	-426.633.886 €	-2.475.754.692 €
Interner Zinsfuß	<0%	<0%
Dynamische Amortisationsdauer	keine Amortisation	keine Amortisation

Quelle: Eigene Berechnung

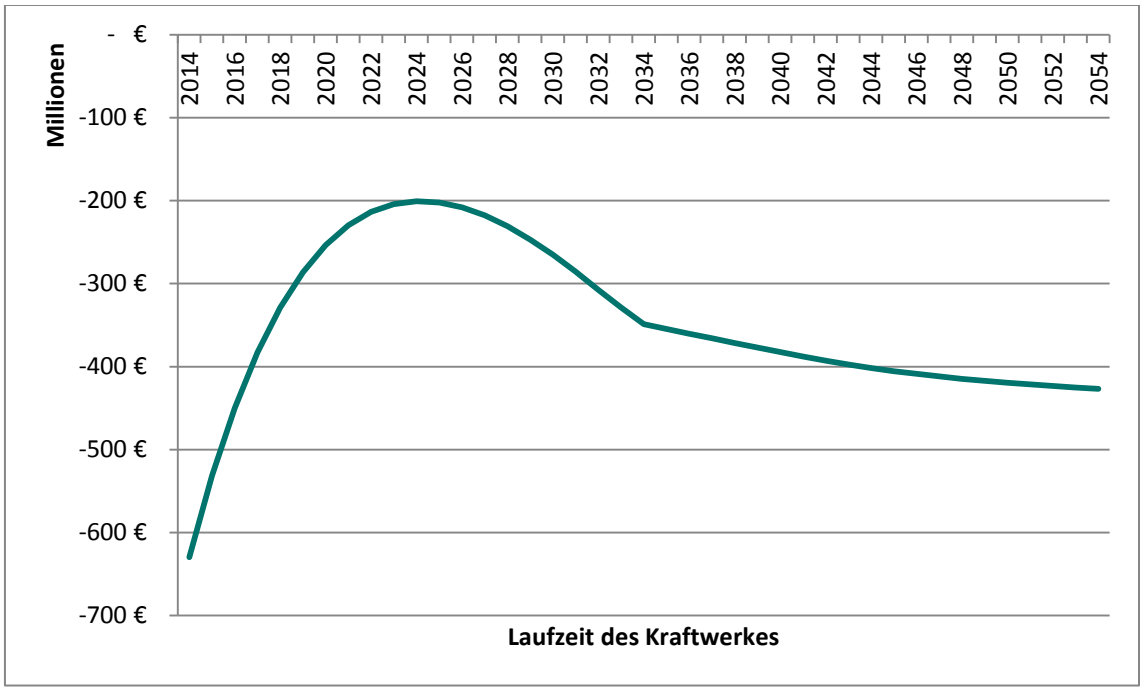

Abbildung 6: Kumulierter diskontierter Cash-Flow eines Kraftwerksneubaus ohne CCTS
Quelle: Eigene Berechnung

Abbildung 6 zeigt den kumulierten diskontierten Cash-Flow beim Neubau eines Kraftwerkes ohne CCTS. Bei abnehmenden Volllaststunden und steigenden CO_2-Preisen nimmt der diskontierte Cash-Flow auch nach dem Ende der Kapitalbindungsdauer noch ab, da die Erlöse aus dem Verkauf von Strom die fixen und variablen Kosten zeitweise nicht aufwiegen können. Mit der dynamischen Amortisationsberechnung kann somit keine Amortisation festgestellt werden. Im Szenario mit CCTS ist der Cashflow in den ersten 20 Jahren durchgängig negativ wie in Abbildung 7 dargestellt. Ab Jahr 21 der Kraftwerkslaufzeit ist der Cash-Flow zwar positiv, da keine Kapitalkosten mehr anfallen und die Kosten für die Emission von CO_2 relativ niedrig sind, allerdings ist er für eine solche Investition zu gering.

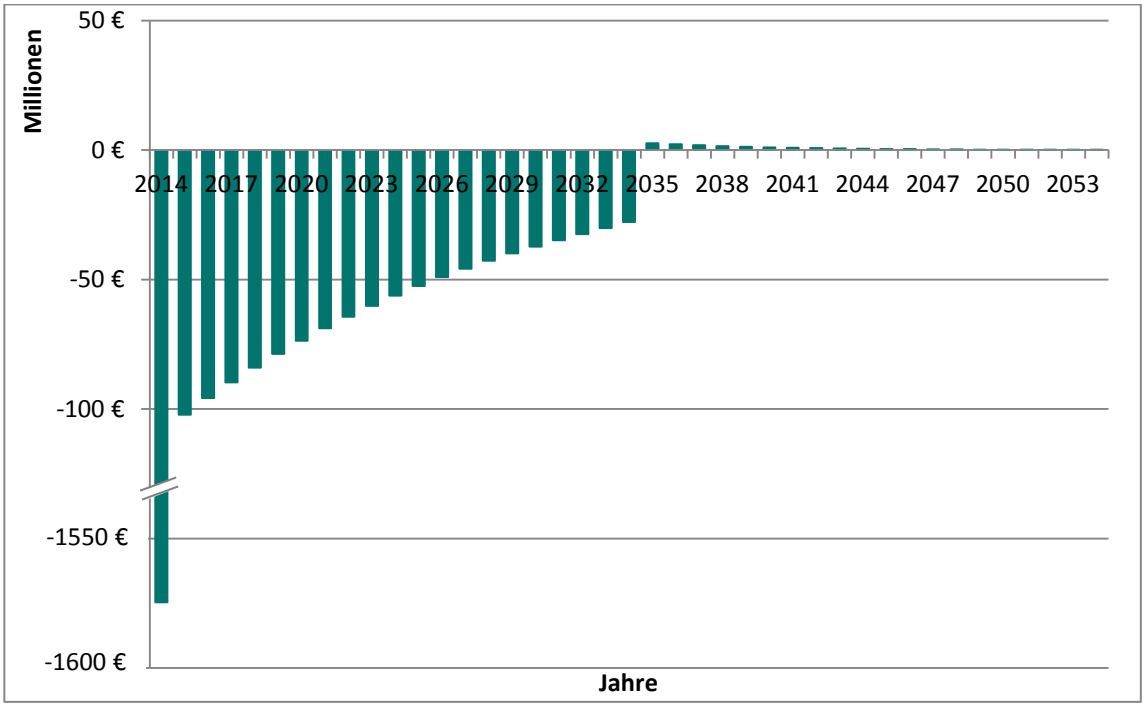

Abbildung 7: Diskontierter Cashflow für Investition mit CCTS
Quelle: Eigene Berechnung

3.4.2 Sensitivitätsanalysen

Bei der Betrachtung der Inputparameter wird deutlich, dass die derzeit angenommenen Eingabewerte zwar eine punktuelle Analyse ermöglichen, jedoch der Einfluss der Veränderung einzelner Inputparameter in der Zukunft einen starken Einfluss auf das Gesamtergebnis hat. Daher ermöglicht eine Sensitivitätsanalyse einen besseren Überblick über Entwicklungspfade und daraus hervorgehende Entscheidungsalternativen hinsichtlich der Investition. Dabei ändern sich die heutigen Annahmen nicht, sondern der Entwicklungspfad der Parameter wird entsprechend angepasst, um die zu beobachteten Werte zu realisieren.

Abbildung 8 zeigt den Effekt auf den heutigen Kapitalwert der Investition in Abhängigkeit von den Volllaststunden und CO_2-Preis in 2032. Hierbei wird deutlich, dass eine weitere Reduktion der angenommenen Volllaststunden oder eine Steigerung des CO_2-Preises einen hohen Einfluss auf den Kapitalwert haben, da der Kapitalwert schnell negativ wird. Jenseits eines CO_2-Preises von € 15/Tonne in 2032 ergeben sich bei Beibehaltung aller anderen Annahmen negative Kapitalwerte. Falls die CO_2-Preisentwicklung weniger stark als angenom-

men ist und so der Preis relativ niedrig bleibt, kann sich unter gegebenen Volllaststunden ein positiver Kapitalwert einstellen.

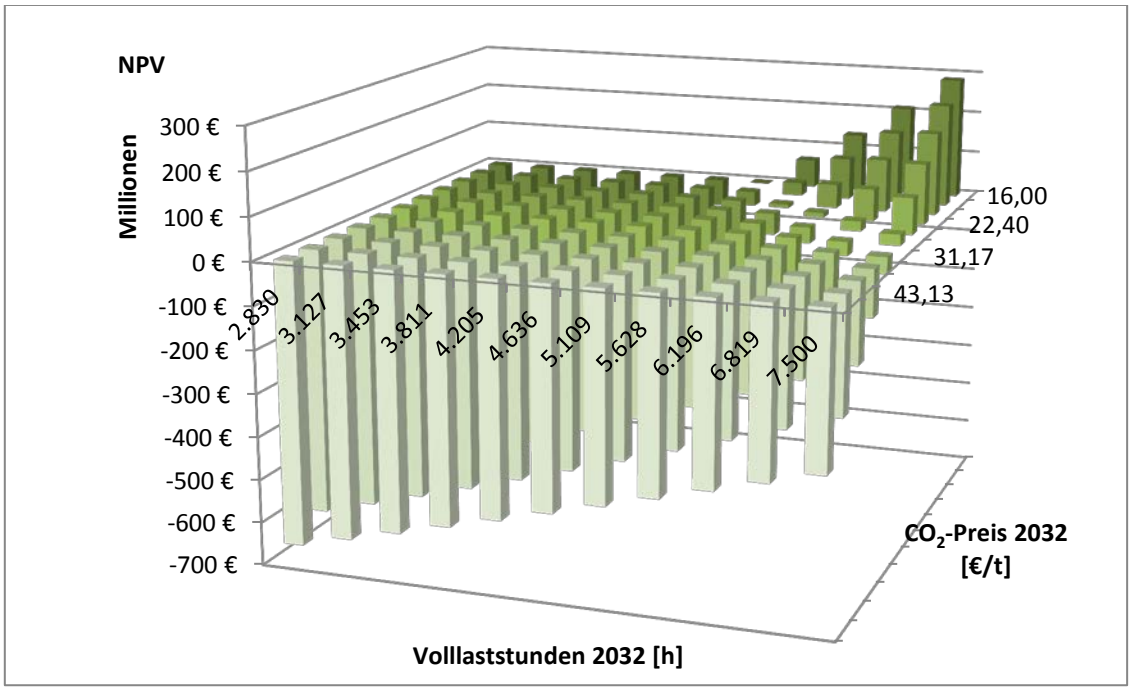

Abbildung 8: Kapitalwert der Investition ohne CCTS abhängig von Volllaststunden und CO_2-Preis
Quelle: Eigene Berechnung

Der Effekt unterschiedlicher Braunkohlepreise und Volllaststunden auf den Kapitalwert der Investition ergibt ein ähnliches Bild, dargestellt in Abbildung 9. Hier stellen sich auch bei sehr hohen Volllaststunden in 2032 und niedrig angenommenen Brennstoffpreisen keine positiven Kapitalwerte ein. Im Modell werden Annahmen bezüglich der Fremd- und Eigenkapitalverzinsung angenommen.

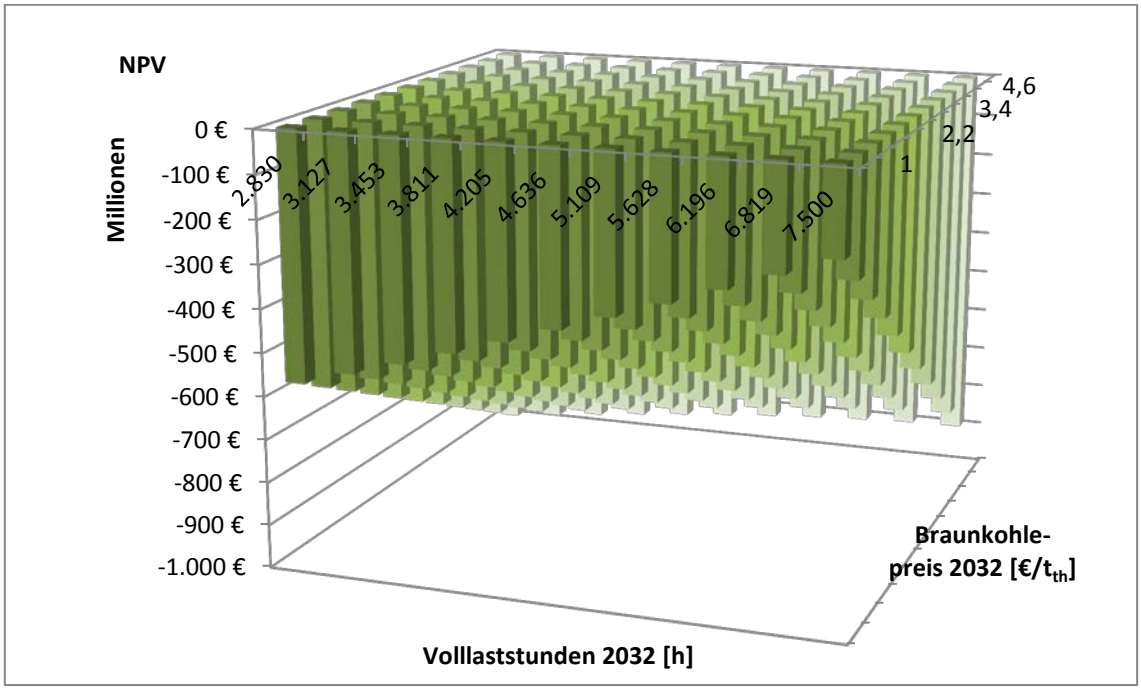

Abbildung 9: Kapitalwert für Investition ohne CCTS abhängig von Volllaststunden und Braunkohlepreis
Quelle: Eigene Berechnung

Der Einfluss unterschiedlicher Zinsannahmen ist in Abbildung 10 In allen Fällen bleibt der Kapitalwert der Investition negativ. Der Kapitalwert sinkt wie erwartet bei höheren Fremdkapitalzinsen. Ein gegenläufiger Effekt ist bei den Eigenkapitalzinsen zu beobachten. Dies liegt am negativen Cash-Flow, welcher einige Jahre nach Inbetriebnahme erwartet wird. Daher werden dieser bei niedrigen Zinsen weniger stark diskontiert und senken somit den Kapitalwert der Investition signifikant.

Unabhängig von der Spanne des CO_2-Preises oder den angenommenen Volllaststunden ist der Kapitalwert der Investition beim Bau eines Kraftwerkes mit CCTS immer negativ, wie dargestellt in Abbildung 11 und Abbildung 12. Auch bei stark vorteilhaften Annahmen bezüglich der Volllaststunden und des Braunkohlepreises ist diese Investition sehr unrentabel. Dies liegt an den im Vergleich zum Braunkohlekraftwerk ohne CCTS Technologie sehr viel höheren spezifischen Investitionskosten und variablen Betriebskosten. Dadurch ist der Cashflow einerseits durch höhere Rückzahlungen negativer, andererseits der Deckungsbeitrag pro verkaufter kWh Strom geringer. Der CO_2-Preis hat durch den geringen Ausstoß der Kraftwerke mit CCTS keinen signifikanten Einfluss auf das Ergebnis.

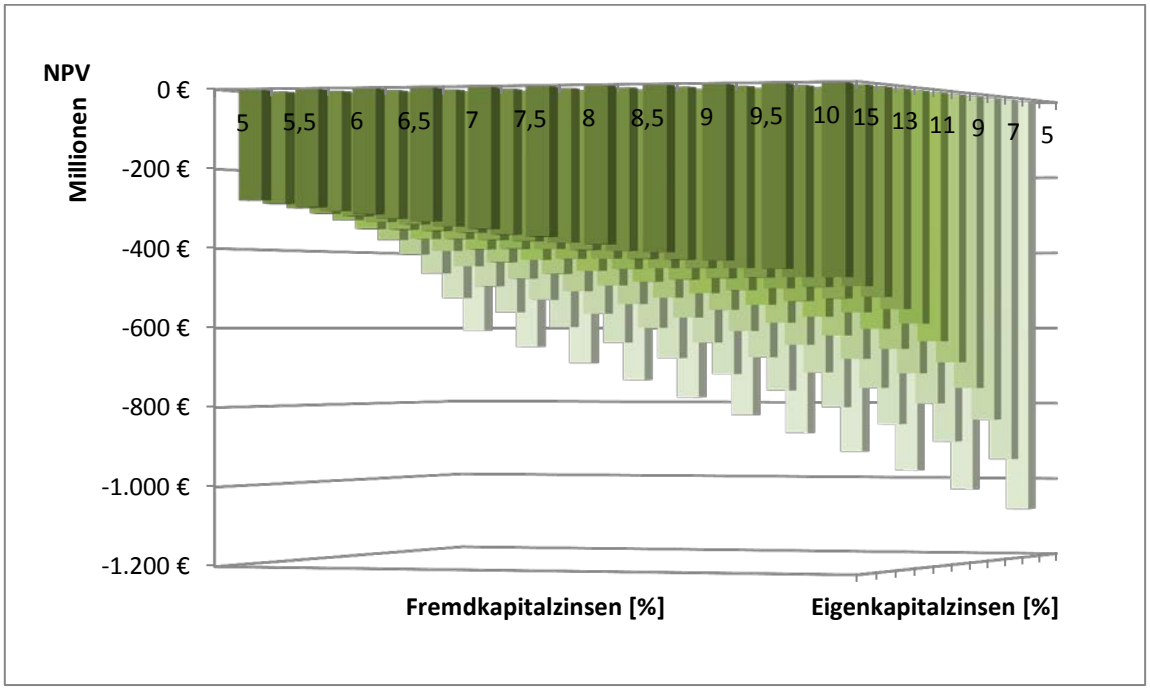

Abbildung 10: Kapitalwert für Investition ohne CCTS abhängig von Fremd- und Eigenkapitalzinssatz
Quelle: Eigene Berechnung

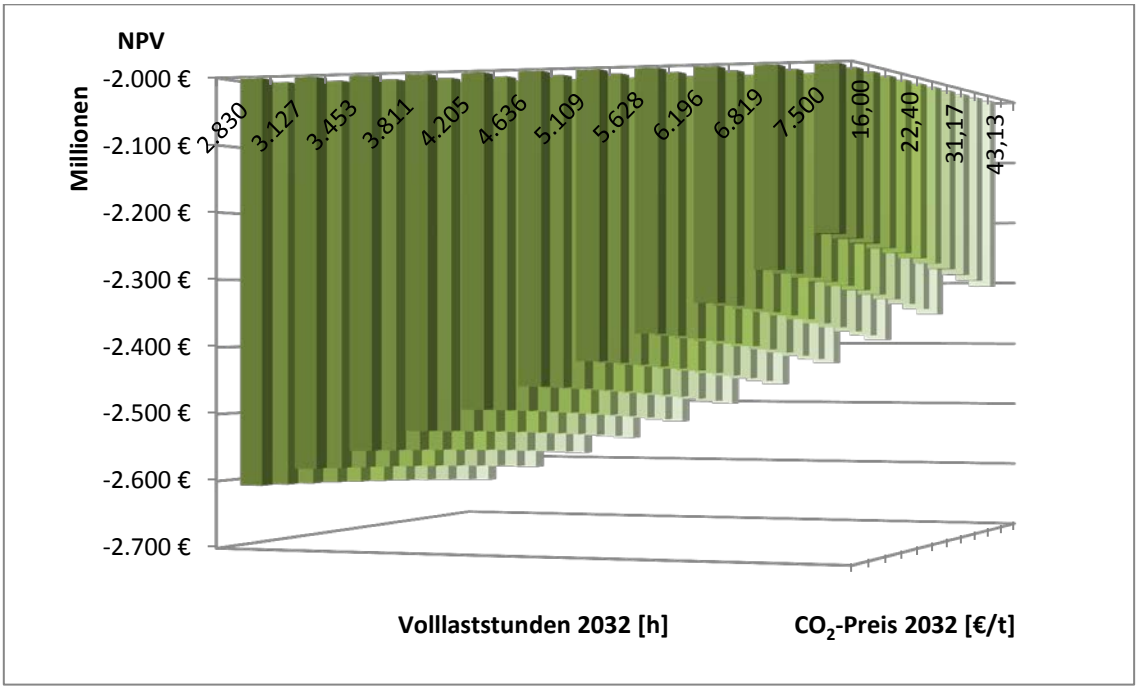

Abbildung 11: Kapitalwert der Investition mit CCTS abhängig von Volllaststunden und CO_2-Preis
Quelle: Eigene Berechnung

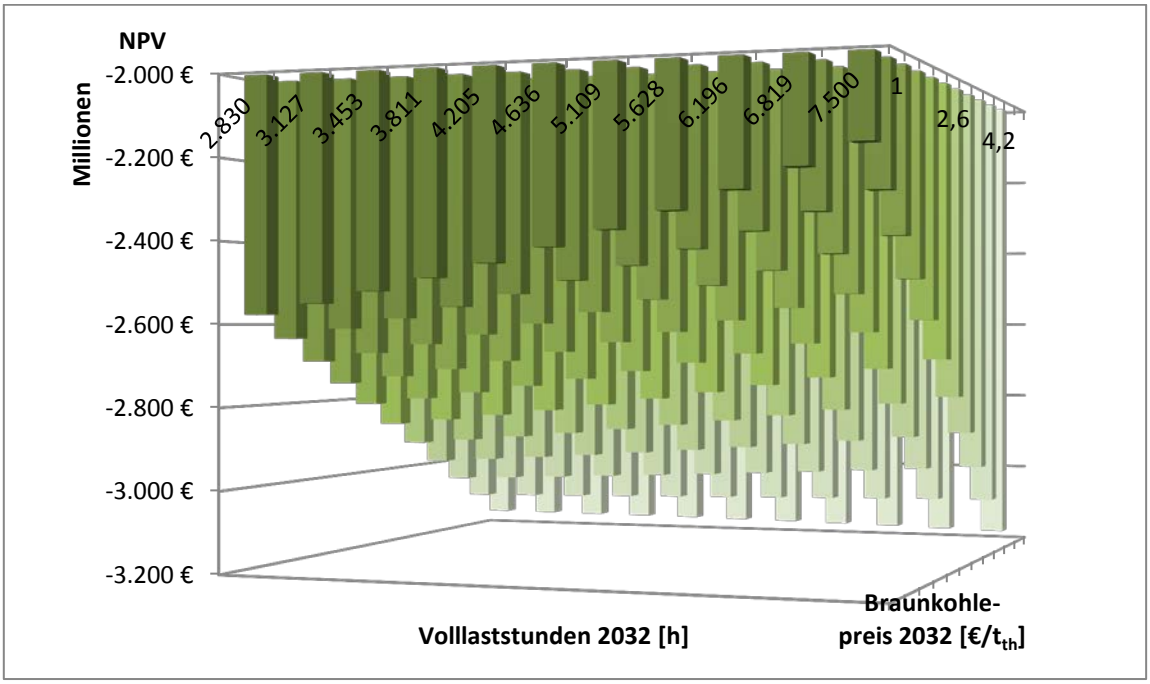

Abbildung 12: Kapitalwert für Investition mit CCTS abhängig von Volllaststunden und Braunkohlepreis
Quelle: Eigene Berechnung

3.4.3 Monte-Carlo Analyse

Um eine detaillierere Abschätzung der eventuell möglichen Korridore zu ermöglichen, die sich durch Unsicherheiten bezüglich der Eingabegrößen ergeben, wurde eine Monte-Carlo Analyse der vorliegenden Investitionsrechnung durchgeführt. Hierbei werden einige ausgewählte Parameter basierend auf determinierten Verteilungen zufällig variiert und die Ergebnisse genutzt, um eine Schätzung der Streuungsbreite der Ergebnisse der Investitionsanalyse zu ermöglichen.

Tabelle 8 zeigt die während der Monte-Carlo Analyse geänderten Parameter und deren Ober- und Untergrenzen. Diese basieren auf eigenen Schätzungen bezüglich potentieller zukünftiger Entwicklungen. Für alle Parameter wurde eine stetige Gleichverteilung angenommen. Basierend auf 100.000 Durchläufen ergibt sich die in Abbildung 13 dargestellte Verteilung der Kapitalwerte der Investition.

Tabelle 8: Annahmen für die Monte-Carlo Analyse

Parameter	Min	Max
Strompreisänderung pro Jahr	-1,5%	1,5%
CO_2 Preisänderung pro Jahr	7,00%	11,00%
CO_2 Preiskonvergenz (€/t)	43	60
Volllaststundenänderung pro Jahr	-1,50%	-3,50%

Quelle: Eigene Berechnung

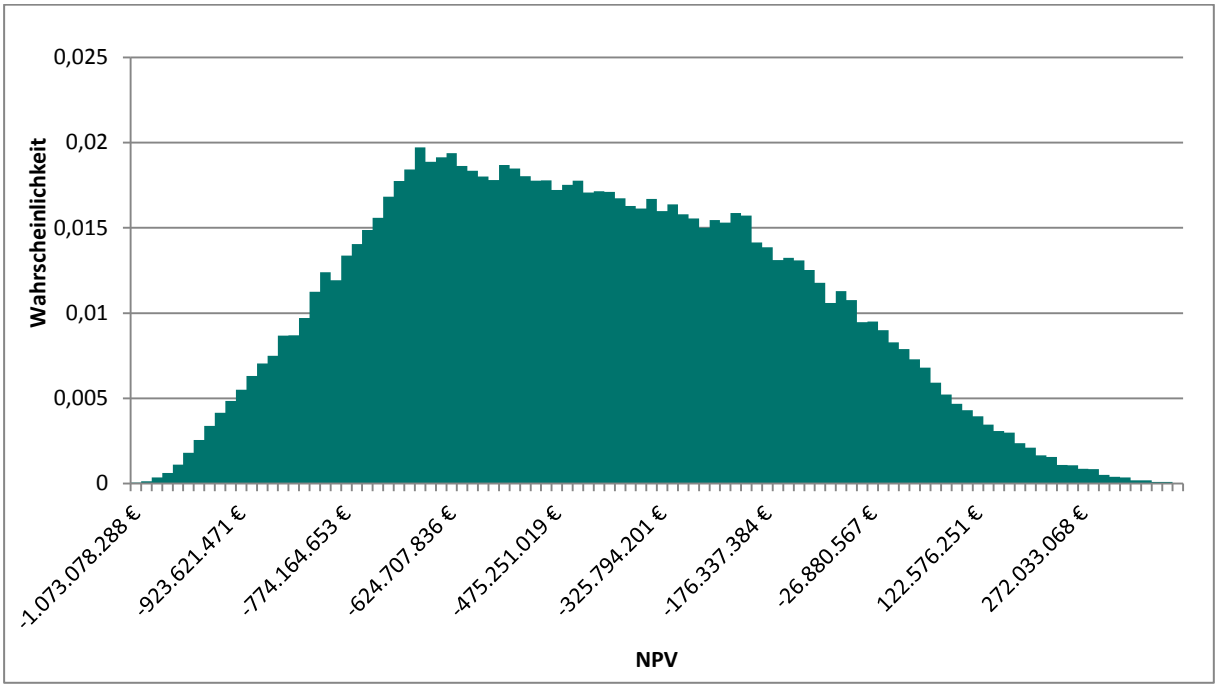

Abbildung 13: Verteilung der Kapitalwerte in der Monte-Carlo Analyse
Quelle: Eigene Berechnung

In ca. 8% aller Fälle stellt sich ein positiver Kapitalwert ein, allerdings wird der Großteil der Kapitalwerte der Investitionsanalyse wie erwartet negativ, da der Mittelwert aller 100.000 berechneten Kapitalwerte mit ca. -419 Mio. € dem Ergebnis der statischen Investitionsanalyse entspricht.

Abbildung 14 zeigt den Mittelwert der kumulierten diskontierten Cashflows. Dargestellte Indikatoren bezüglich der Streuungsbreite sind das Minimum und Maximum sowie der Mittelwert ± 2 Standardabweichungen (2σ), die ca. 90% aller Ergebnisse abdecken. Hierbei wird deutlich, dass die Schwankungsbreite der Kapitalwerte durch Entwicklungen über den Zeitverlauf beeinflusst ist. Da keine Unsicherheit bezüglich der Investitionssumme besteht, be-

ginnen alle Indikatoren im Jahr 0 der Betriebszeit des Kraftwerkes auf dem gleichen Level und divergieren mit fortschreitender Lebensdauer des Kraftwerkes. Der Mittelwert entspricht in etwa dem Verlauf der kumulierten diskontierten Cash-Flows aus Abbildung 6 und nimmt mit Ende der Kraftwerkslaufzeit den Kapitalwert der Investition an.

Ein Teil der kumulierten Cash-Flows ist positiv, auch Ausreißer in stark positive Kapitalwerte werden beobachtet. Allerdings ist wie erwartet ein Großteil der Ergebnisse negativ. Daher ist nicht davon auszugehen, dass risikoaverse Investoren basierend auf dieser Analyse in Kraftwerkskapazitäten investieren.

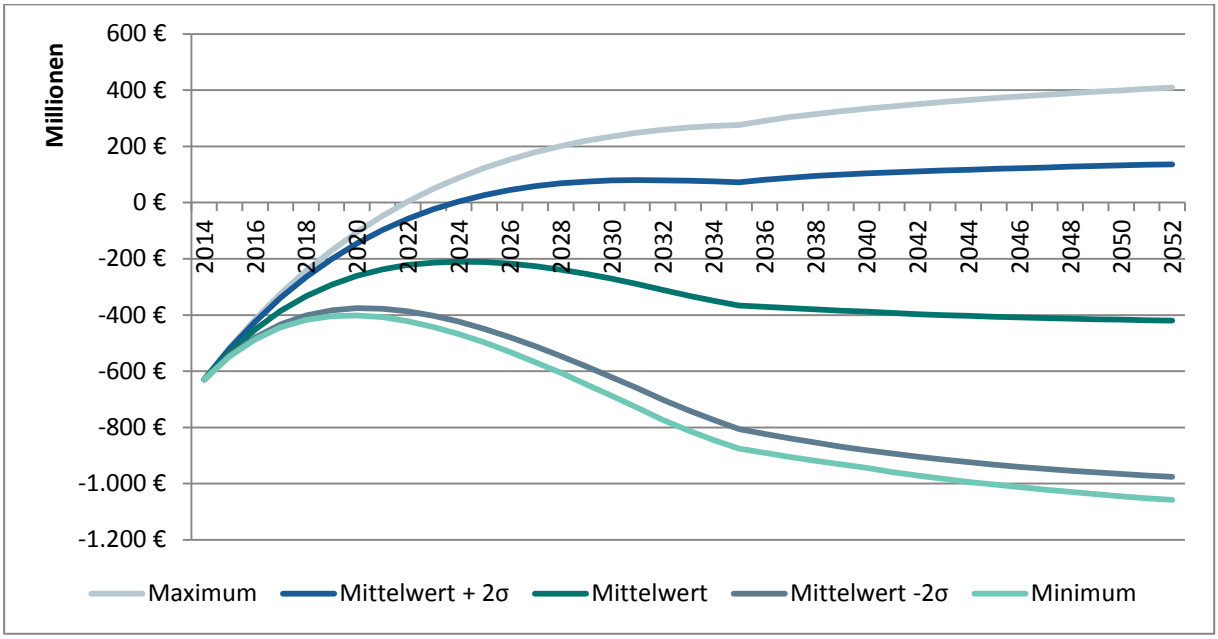

Abbildung 14: Kumulierte diskontierte Cashflows in der Monte-Carlo Analyse
Quelle: Eigene Berechnungen

3.5 Kraftwerksinvestitionen in Europa

Auch ein Vergleich alternativer Investitionsmöglichkeiten im europäischen Kontext weist darauf hin, dass es nicht mehr zum Bau neuer Braunkohlekraftwerke kommen dürfte. Dies ergibt die Modellierung der Investitionsmaßnahmen im europäischen Raum im Rahmen einer integrierten Betrachtung von Stromerzeugung und -transport. Das Modell enthält eine

variable, preiselastische Nachfragefunktion sowie die Möglichkeit des Zubaus von Speichertechnologien und Laststeuerung.[10]

Abbildung 15 zeigt den Zubau von Kraftwerkskapazität in Deutschland und Kontinentaleuropa für einen Referenzfall entsprechend dem aktuellen Szenariorahmen der Bundesnetzagentur und dem Netzentwicklungsplan, sowie einen Fall „ohne HGÜ“, bei dem es nicht zu einem großflächigen Ausbau von Höchstspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen kommt. Europaweit wird kein einziges Braunkohlekraftwerk zugebaut. Für Deutschland ist insbesondere der Fall „ohne HGÜ“ von Interesse, in dem 5,3 GW an Erdgaskraftwerken (GuD, Gas und Dampf) zugebaut werden. Abbildung 16 zeigt, dass sich dieser Neubau insbesondere auf Süddeutschland konzentriert.

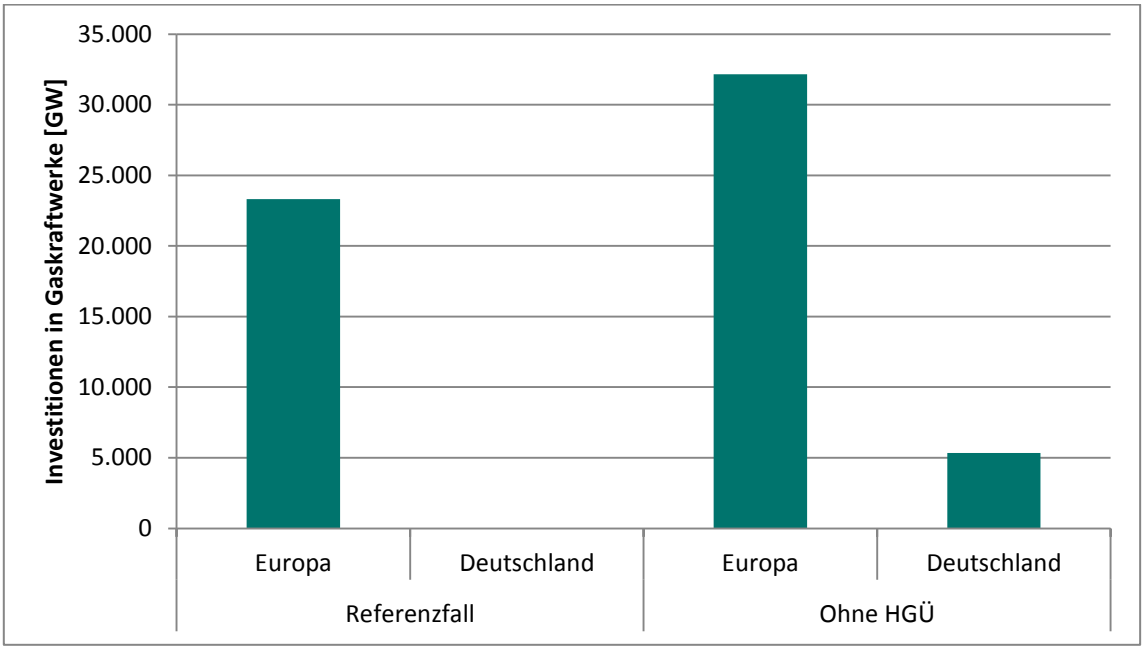

Abbildung 15: Investitionen in Gaskraftwerke
Quelle: Schröder et al., 2012

[10] Dieser Abschnitt wurde unter Mitarbeit von Andreas Schröder erstellt, er basiert auf Schröder und Bracke (2012) sowie Oei et al. (2012); eine ausführliche Modellbeschreibung findet sich bei Boldt, et al. (2012).

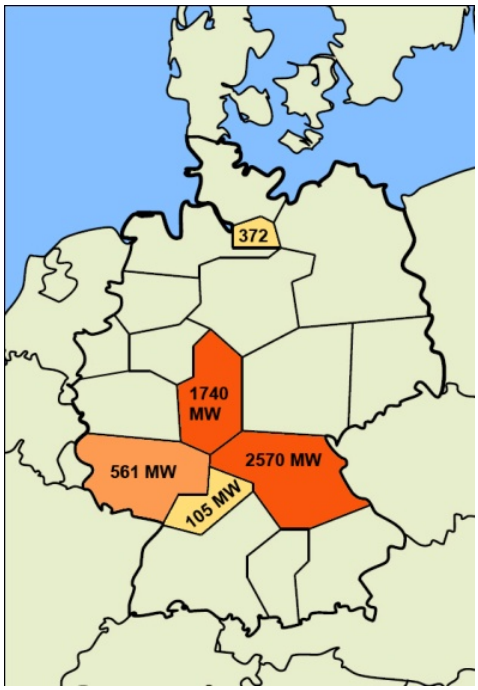

Abbildung 16: Ausbau von Kraftwerkskapazitäten im Szenario "weniger" HGÜ-Leitungen
Quelle: Schröder et al., 2012

3.6 Zwischenfazit

Die überwiegende Anzahl der betrachteten Szenarien ergibt negative Kapitalwerte für die Investition in Braunkohlekraftwerke. Zwar sind auch Konstellationen denkbar, unter denen sich eine Investition in ein Braunkohlekraftwerk lohnt, jedoch sind diese in Anzahl und Höhe gering. Berücksichtigt man darüber hinaus weitere mögliche Unsicherheiten sowie möglicherweise Risikoaversion beim Investor und die (hier vernachlässigten) Transaktionskosten, ergibt sich ein eindeutiges Ergebnis: Der Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks in Deutschland ist aus betriebswirtschaftlicher Perspektive nicht darstellbar. Auch ein Vergleich alternativer Investitionsmöglichkeiten im europäischen Kontext weist darauf hin, dass es nicht mehr zum Bau neuer Braunkohlekraftwerke kommen dürfte.

4 Energiewirtschaftliche Standortanalyse

4.1 Hintergrund

Neben der betriebswirtschaftlichen Betrachtung stellt sich auch die Frage, ob der Bau neuer Braunkohlekraftwerke unter Standortgesichtspunkten in das neue Energiesystem passt. Dies bezieht sich einerseits auf Fragen der Flexibilität und des Wettbewerbes mit anderen konventionellen Energieträgern bzw. Flexibilitätsoptionen um die Residuallast. Andererseits stellen sich im neuen Energiesystem auch Fragen der Netznutzungskonkurrenz sowie regionaler Stromdefizite.

4.2 Modell

Entwicklungsszenarien für die Braunkohle in der Energiewirtschaft von morgen werden in dem folgenden Modell für den deutschen Strommarkt betrachtet. Das lineare Optimierungsproblem, basierend auf dem technisch-ökonomischen Strommarktmodell ELMOD (Leuthold et al., 2012), ermittelt dafür den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz. Die räumliche Auflösung von Angebot und Nachfrage erfolgt mittels deren regionalen Verteilung auf die Umspannwerke des Höchstspannungsnetzes. Die Austauschkapazitäten zwischen den Netzwerkknoten sind durch die thermischen Beschränkungen der Leitungstrassen begrenzt. Außerdem bedingen die Kirchhoff'schen Gesetze im Netz Ringflüsse, die im Modell vereinfacht mittels des DC Load Flow Ansatzes abgebildet sind (Schweppe et al., 1988). Mittels einer stündlichen Auflösung wird jeweils über eine Woche (168 Stunden) optimiert, wobei Pumpspeicher zur Lastentnahme und Einspeisung im Rahmen ihrer technischen Restriktionen zur Verfügung stehen. Importe und Exporte sind für grenzüberschreitende Leitungen stündlich mit den Daten der vier deutschen Netzbetreiber exogen festgesetzt.

Auf Basis der aktuellen Szenarien des Netzentwicklungsplans für 2032/33 (50Hertz et al., 2012a/b/c) werden für 2032 die räumlichen Wechselwirkungen der Erzeugung von Erneuerbaren und Braunkohle analysiert. Wesentliche Betrachtungsgrößen sind dabei die räumlichen Unterschiede in Erzeugung und Nachfrage.

4.3 Daten und Annahmen

Zunächst wird als Ausgangssituation das Basisjahr 2011 erläutert. Das Modell betrachtet das deutsche Höchstspannungsnetz (VDE, 2012) mit 419 Netzknoten und 663 Leitungen (220kV-Leitungen sind in Abbildung 17 grün und 380kV-Leitungen rot gekennzeichnet). Einzelne

Verbindungen können dabei aus mehreren Leitungssystemen bestehen. Fünf der im EnLAG enthaltenen Leitungen, welche in der Planung sehr weit fortgeschritten sind oder 2011 bereits im Bau befindlich waren, sind zusätzlich enthalten und orange dargestellt.[11]

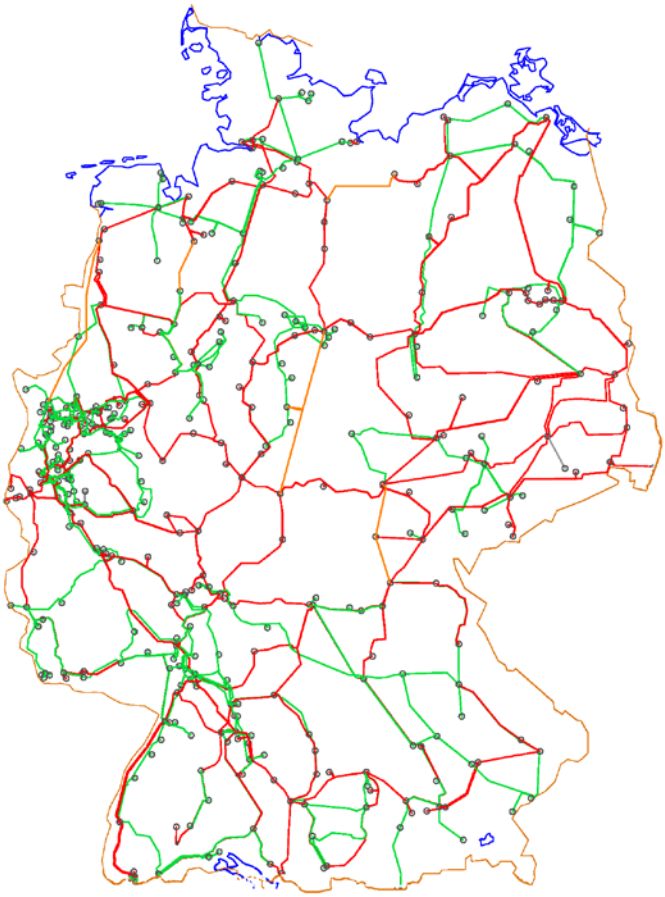

Abbildung 17: Deutsches Höchstspannungsnetz
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (VDE, 2012)

Für die nationale Stromnachfrage sind jährlich 535,4 TWh (50Hertz et al., 2012b) angenommen und anteilig der stündlichen Nachfragewerte über das ganze Jahr, also 8.760 Stunden verteilt (ENTSO-E, 2012). Die regionale Aufgliederung liegt gemittelt über die Typstunden des Regionenmodells Stromtransport 2013 der deutschen Netzbetreiber (50Hertz, 2009) in Auflösung der 18 sogenannten dena-Zonen vor (dena, 2010). Mit einem regionalen Schlüssel erfolgt die Zuweisung auf die einzelnen Netzwerknoten. Die konventionelle Erzeugung ist

[11] Hierbei handelt es sich um die Leitungen Dörpen/West - Niederrhein, Ganderkesee - St.Hülfe, Krümmel - Görris, Wahle – Mecklar und Vieselbach - Redwitz.

blockscharf aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2012) und der Kraftwerksliste des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2013 (50Hertz et al., 2012c) entnommen und den 419 Netzknoten zugeordnet. Die Erzeugungskapazitäten von Erneuerbaren basieren auf den Anlagenstammdaten der Netzbetreiber und sind mit den regionalen Ausbauzahlen aus dem vorläufigen Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2013 (50Hertz et al., 2012b) hochskaliert. Die Gesamtkapazitäten der einzelnen Erzeugungstechnologien sind in Tabelle 9 aufgeführt. Die durchschnittliche Verfügbarkeit von konventionellen Kraftwerken ist konstant mit 88% angenommen, die stündliche Verfügbarkeit von Wind und Photovoltaik basiert auf regionalen Erzeugungsdaten für 2011.

Tabelle 9: Technologiespezifische Erzeugungskapazitäten

	Ende 2011	NEP 2033 B
Kernkraft	12.068 MW	0 MW
Braunkohle	19.495 MW	11.757 MW
Steinkohle	25.372 MW	19.715 MW
Gaskraftwerke GuD	7.578 MW	26.704 MW
Gaskraftwerke Spitzenlast	18.764 MW	15.261 MW
Ölkraftwerke Spitzenlast	3.838 MW	894 MW
Abfall	1.299 MW	1.299 MW
Wasserkraft	3.628 MW	5.186 MW
Biomasse	5.861 MW	9.700 MW
Wind Onshore	28.219 MW	66.400 MW
Wind Offshore	188 MW	28.100 MW
Photovoltaik	24.670 MW	72.145 MW
Geothermie	6 MW	8 MW
Pumpspeicher	6.352 MW	10.898 MW

Quelle: BNetzA, 2012, 50Hertz et al., 2012b, 2012c

Zur kostenminimalen Optimierung des Kraftwerkseinsatzes erfolgt eine Betrachtung der variablen Erzeugungskosten der einzelnen Kraftwerksblöcke. Hier fließen Effizienz, variable O&M-Kosten, Brennstoffpreise, ggf. regionale Transportkosten für Steinkohle und der CO_2-Zertifikatspreis mit ein. Als Rohstoffpreis wird 4 €/MWh_{th} für Braunkohle angenommen. Die Preise der übrigen Energieträger basieren auf den Annahmen des NEP (50Hertz et al., 2012a) mit 11 €/MWh_{th} für Steinkohle, 27 €/MWh_{th} für Erdgas, und einem CO_2 Zertifikatspreis von 43 €/t. Daraus ergibt sich für das Jahr 2032/33 die Merit Order aus Abbildung 18. Die Kapazitäten von Wasserkraft, Wind und Photovoltaik sind mit variablen Erzeugungskosten von 0 €/MWh angesetzt und Biomasse mit 10 €/MWh. Damit werden diese Erzeugungsträger erst vom Markt genommen, wenn bereits alle konventionellen Kraftwerke aus dem Markt gegangen sind oder die Einspeisung aufgrund regionaler Netzengpässe nicht möglich ist.

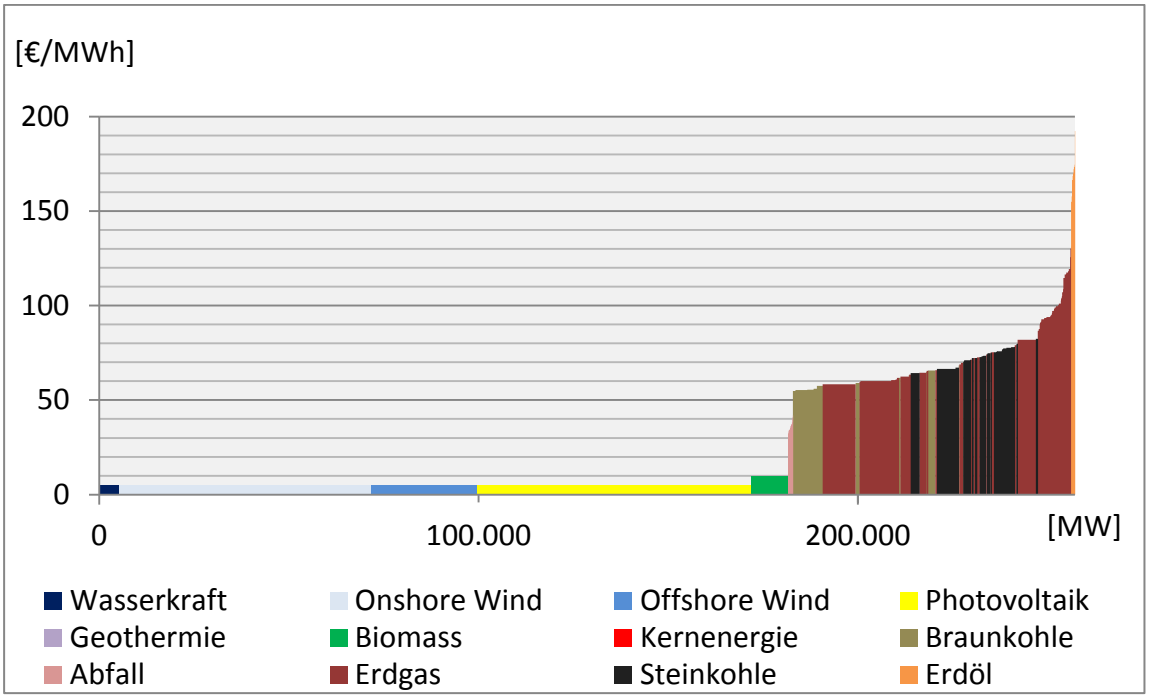

Abbildung 18: Merit Order für Deutschland im Jahr 2032
Quelle: Eigene Darstellung

Ein Großteil der 180 GW der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten unterliegt Fluktuationen in der Verfügbarkeit. Im Vergleich zur täglichen Lastkurve, die historisch durch Grund-, Mittel- und Spitzenlast abgedeckt wurde, ermöglicht die nach Abzug der erneuerbaren Erzeugung verbleibende residuale Lastkurve weniger kontinuierliche Volllaststunden für traditionelle Grundlastkraftwerke. Bei den angenommenen Marktpreisen folgen die meisten Braun-

kohlekraftwerke, nachdem 2032/33 keine Kernkraftwerke mehr verfügbar sind, als günstigste konventionelle Erzeugungstechnologie. Der Kostenvorteil gegenüber modernen Erdgaskraftwerken ist jedoch fast vollständig verschwunden, weshalb günstigere Erdgaspreise selbst die bestehenden Braunkohlekraftwerke um 2030 aus dem Markt drängen könnten. Bei weiter steigenden CO_2-Emissionspreisen erfolgt dieser Verdrängungsprozess bei den im Szenario angenommenen Preisdaten Ende der 2030er Jahre.

Neben den Modellergebnissen für die bereits beschriebenen Inputparameter (Netz 2012) wird der Einfluss eines stark ausgebauten Höchstspannungsnetzes betrachtet. Dafür werden teils Neubauten, teils Leitungsverstärkungen von 220 auf 380kV (rote Leitungen aus Abbildung 19) übernommen. Des Weiteren sind mehrere Nord-Süd Höchstspannungsgleichstromtrassen (violette Leitungen) vorgesehen. Das Ausbauszenario beschreibt die im Szenario 2022 B des Netzentwicklungsplan 2012 vorgesehenen Erweiterungen.

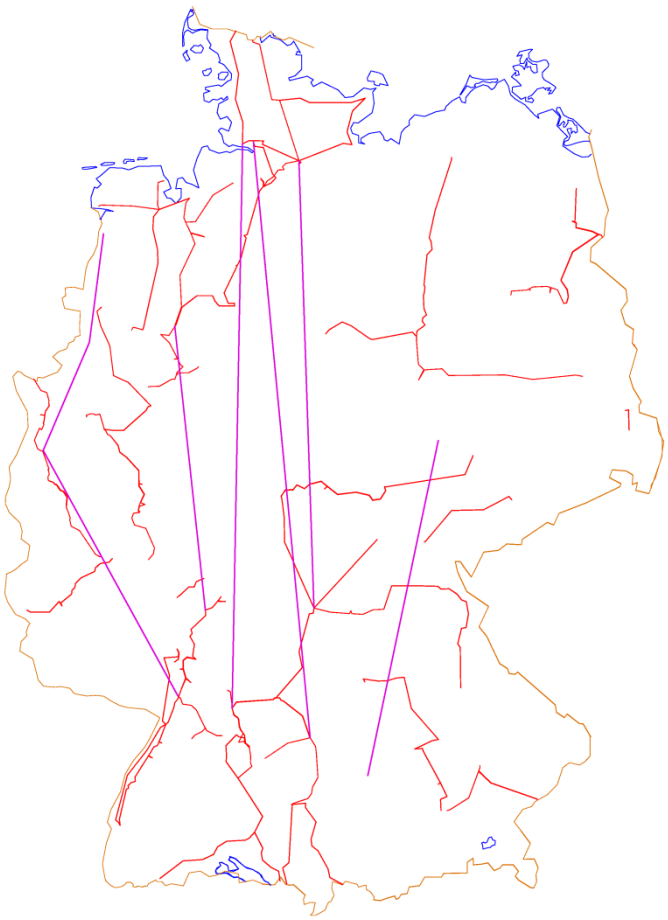

Abbildung 19: Deutsches Höchstspannungsnetz nach NEP 2012 Szenario 2022 B
Quelle: Eigene Darstellung

4.4 Ergebnisse

Im Anschluss werden die Ergebnisse für zwei verschiedene Szenarien analysiert, zunächst für das heutige Höchstspannungsnetz inklusive der in Abbildung 17 orange dargestellten EnLAG-Leitungen und anschließend für die aktuelle Netzausbauplanung des Netzentwicklungsplans 2012 im Szenario 2022 B. Die knoten- und leitungsscharfen Modellergebnisse sind in der Auswertung auf die fünf Regionen aus Abbildung 20 aggregiert.

- Dies sind die zwei windreichen Regionen im Nordwesten und Nordosten Deutschlands mit vergleichsweise geringer Nachfrage;
- im Westen schließt sich das Ruhrgebiet mit hoher Nachfrage und einem ausgeprägten fossilen Kraftwerkspark an;
- im Osten Mitteldeutschlands bilden Sachsen, Thüringen und Sachsen-Anhalt eine Region mit einem regionalen Angebotsüberschuss an Strom aus Braunkohle und Winderzeugung;
- die fünfte Region bildet das restliche Süddeutschland, welches durch den Kernenergieausstieg an konventionellen Erzeugungskapazitäten eingebüßt hat, dafür aber einen starken Zubau an Photovoltaik verzeichnet.

Abbildung 20: Zoneneinteilung des deutschen Stromsystems
Quelle: Eigene Darstellung

4.4.1 Stündliche Erzeugung in 2032 mit dem bestehenden Stromnetz 2012

In dem ersten Szenario wird die Rolle der Braunkohle unter starkem Zubau von Erneuerbaren, aber geringen Netzinvestitionen betrachtet. Dabei handelt es sich um ein Benchmarkszenario, anhand dessen sich im Vergleich zum zweiten Szenario die Auswirkungen von Netzausbau auf Braunkohlekraftwerke gut diskutieren läßt.

Die beschriebenen Unterschiede in der regionalen Verteilung und Verfügbarkeit von Angebot und Nachfrage erfordern für den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz Austauschflüsse. In windreichen Stunden wird verstärkt ein Nord-Süd Stromfluss auftreten, während an sonnigen Tagen durch die verstärkte Photovoltaikerzeugung Flüsse von Süd nach Nord zunehmen.

Diese Entwicklung für Photovoltaik kann Abbildung 21 entnommen werden. An nachfrageschwachen Tagen wird dabei tagsüber die komplette Nachfrage in den mittleren Regionen von eigener Photovoltaik-Erzeugung sowie Erzeugungsüberschüssen aus Süddeutschland und relativ konstantem Offshorewind aus der Nordsee bedient. Dadurch sind alle Braunkohlekraftwerke zu einem Halbtagsbetrieb gezwungen. Unter Berücksichtigung von im Modell nicht enthaltenen Kostenfaktoren (wie z.B. des Hoch- und Runterfahrens) könnten Braunkohlekraftwerke unter derartigen Marktbedingungen an Wochenenden komplett stillstehen.

Für eine Winterwoche mit viel Winderzeugung (Abbildung 22) gibt es eine von konventionellen Kraftwerken zu deckende, residuale Last in West- und Süddeutschland. Darin begründet sich ein Unterschied in der Auslastung der Braunkohlekraftwerke. Im Rheinland laufen die beiden verbleibenden Kraftwerke Neurath und Niederaußem trotz starker Winderzeugung mit hohen Volllaststunden weiter. Die Kraftwerke im Mitteldeutschen Braunkohlerevier und der Lausitz unterliegen sehr vielen Laständerungen und bevorzugen es damit ggf. für mehrere Tage komplett aus dem Markt zu gehen. In diesen Fällen würden verstärkt gasbefeuerte GuD- oder Spitzenlastkraftwerke zum Einsatz kommen.

Allgemein zeigen die beiden Wochen, dass die Braunkohle in immer mehr Stunden aus dem Einsatz gedrängt wird, was eine Reduktion der Volllaststunden und damit ihrer Wirtschaftlichkeit zur Folge hat. Mit dem geplanten Leitungsausbau zwischen der Nordsee und dem Ruhrgebiet sind weitere Einschnitte in die Bänder der Braunkohle durch bessere Windintegration zu erwarten.

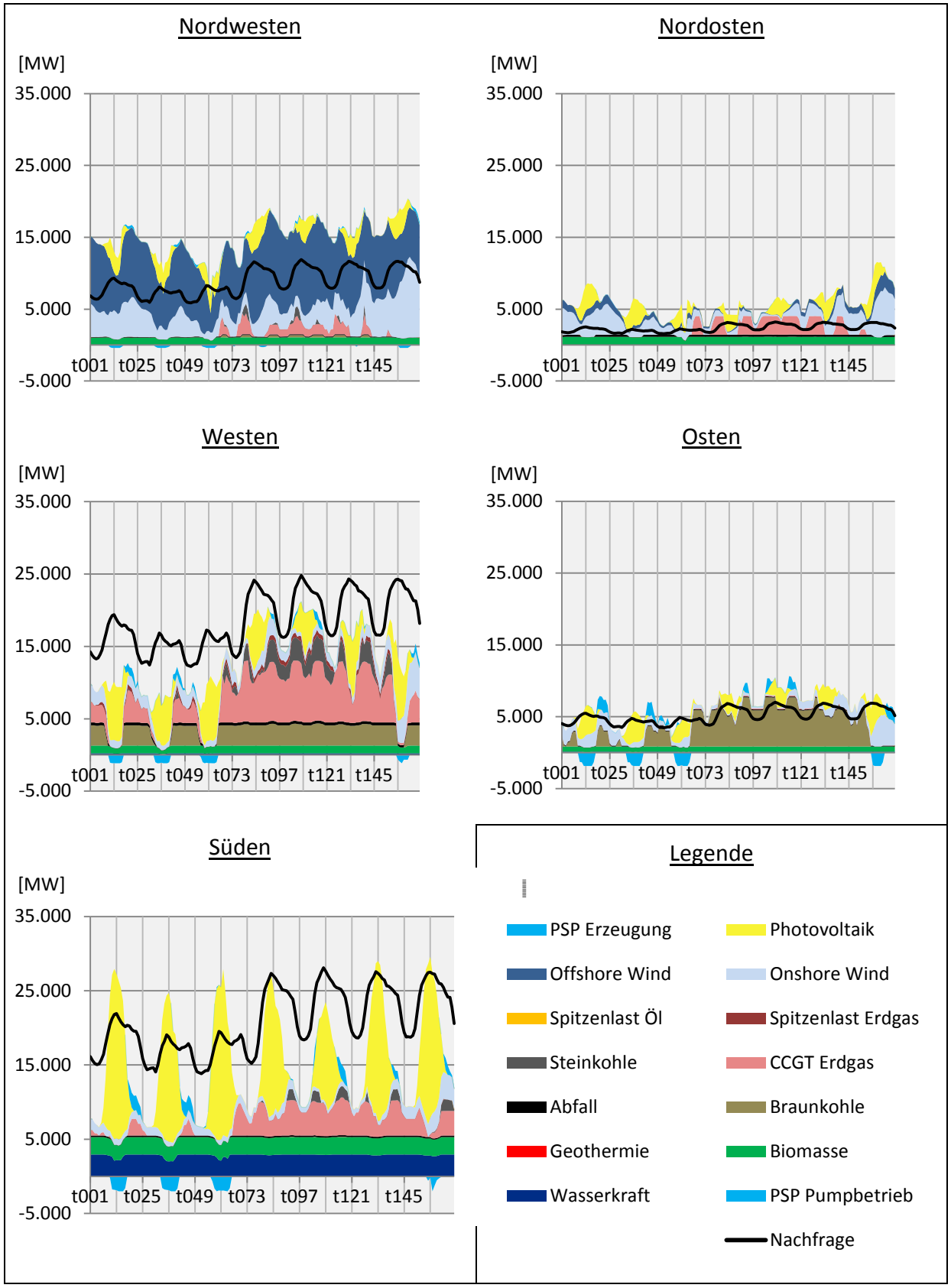

Abbildung 21: Regionale Erzeugungs- und Lastkurve einer Sommerwoche, Netz 2012

Quelle: Eigene Darstellung

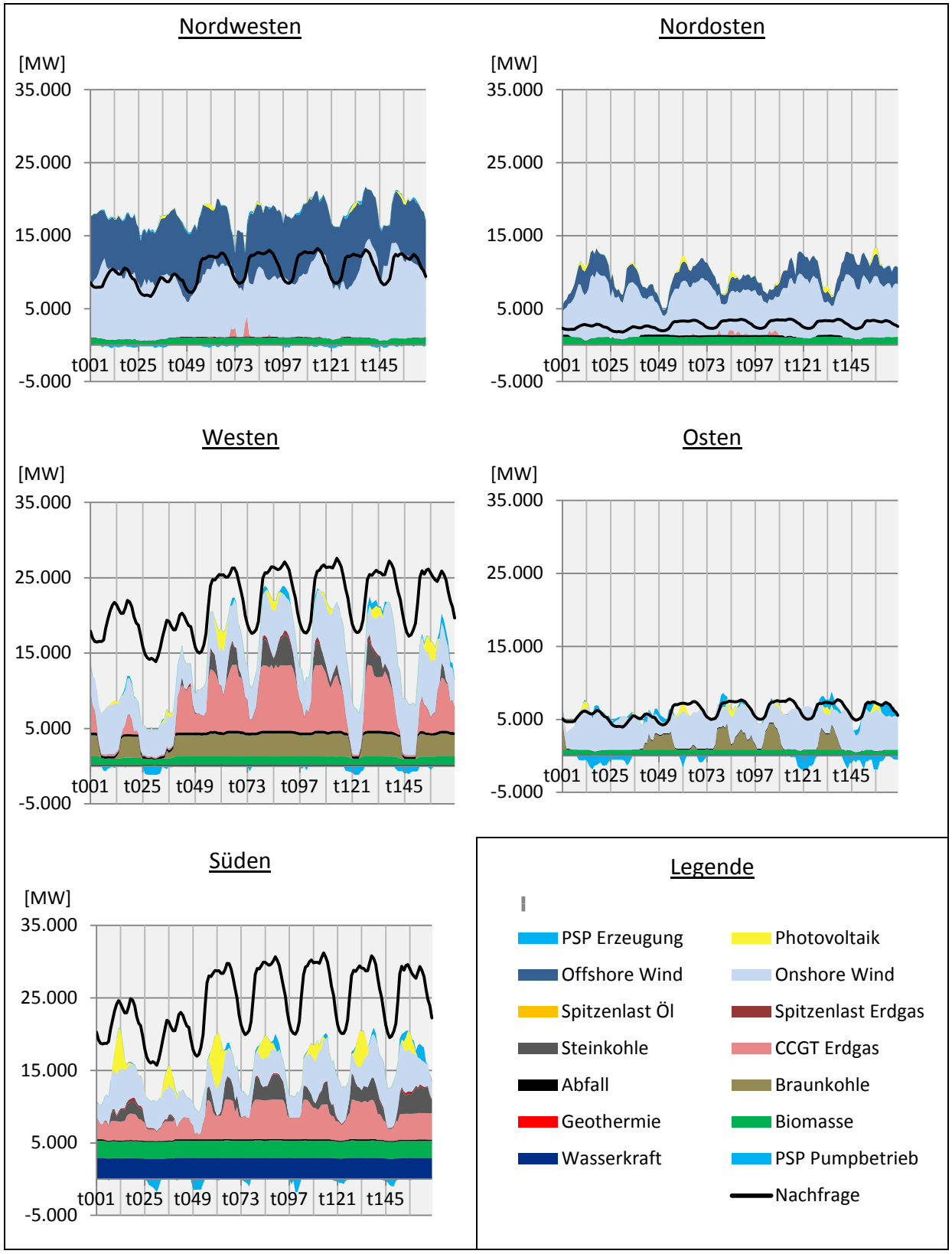

Abbildung 22: Regionale Erzeugungs- und Lastkurve einer Winterwoche, Netz 2012

Quelle: Eigene Darstellung

4.4.2 Stündliche Erzeugung in 2032 mit Netzausbau NEP Szenario 2022 B

Im zweiten Szenario wird der im aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 für 2022 B vorgesehene Netzausbau (Abbildung 19) mit in die Betrachtung aufgenommen. Dieser beinhaltet eine Verstärkung des bestehenden Höchstspannungsnetzes mit Leitungsneubauten auf der 380kV Ebene und die Erhöhung der Leitungsspannung bei Leitungen von heute 220kV auf 380kV. Außerdem sind sechs Hochspannungsgleichstromtrassen berücksichtigt, fünf davon für die Integration des Windstroms aus dem Nordwesten Deutschlands.

Die bedeutendste Auswirkung ist eine bessere Integration von Windenergie, besonders der Offshore-Winderzeugung aus der Nordsee. Im Nordwesten können mit dem Ausbau bis zu 30.000 MW (vorher 20.000 MW) und im Nordosten 15.000 MW (statt 12.000 MW) ins Stromnetz eingespeist werden. Obwohl es weiterhin Stunden gibt, in denen nicht die komplette Erzeugung aus Erneuerbaren ins Netz eingespeist werden kann, reduziert sich die ungenutzte Energie um etwa die Hälfte.

Für die Braunkohlekraftwerke ist die Bedeutung des geplanten Netzausbaus abhängig von der Region. In der Region „Westen“ ergibt sich durch den Leitungsausbau von der Nordsee ins Ruhrgebiet eine Verringerung der Einsatzzeiten von Braunkohlekraftwerken. In der Region „Osten“ nimmt dagegen deren Einsatz mit den zusätzlichen Leitungskapazitäten nach Süddeutschland relativ zu (Abbildung 23 und Abbildung 24).

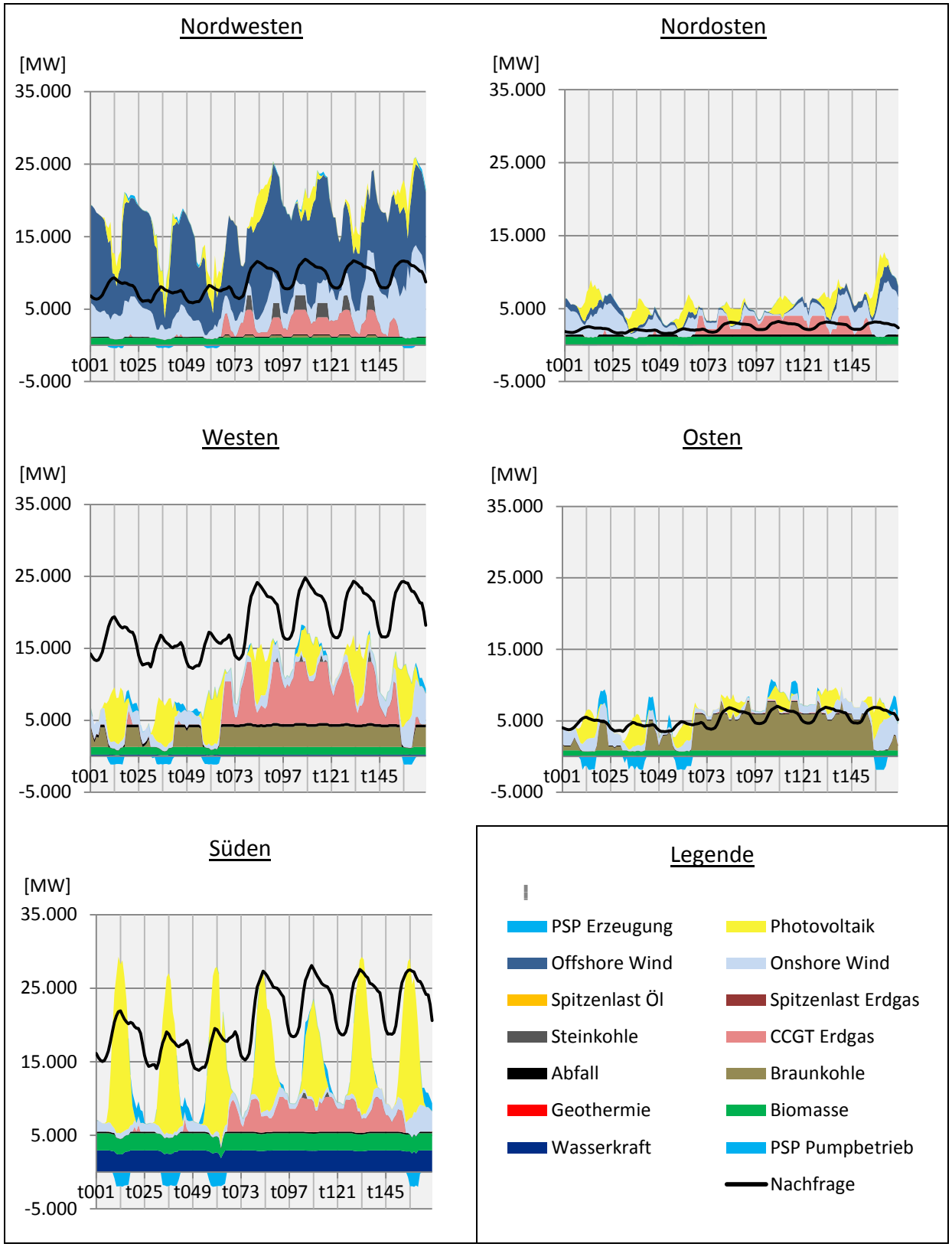

Abbildung 23: Regionale Erzeugungs- und Lastkurve einer Sommerwoche, Netz NEP 2022 B

Quelle: Eigene Darstellung

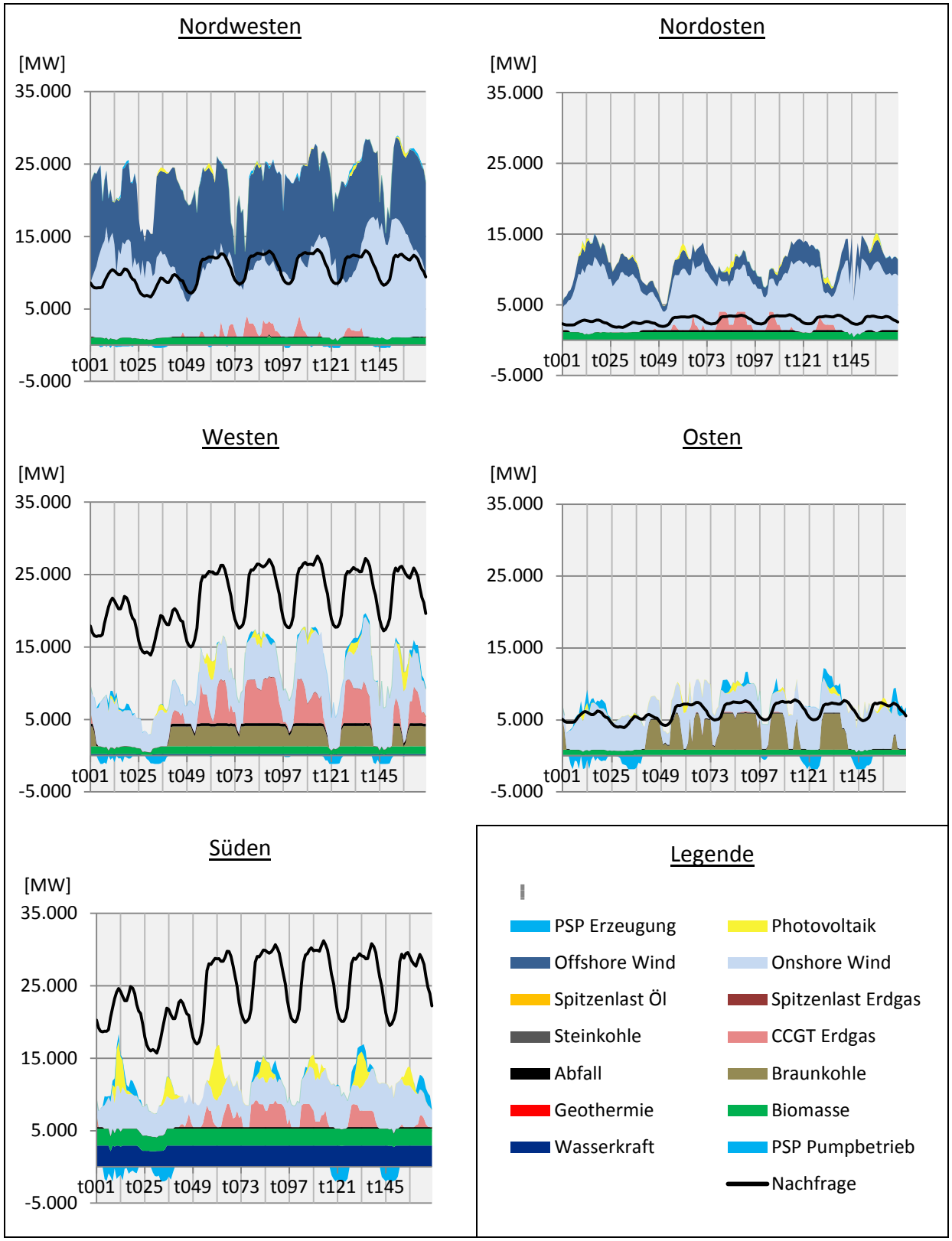

Abbildung 24: Regionale Erzeugungs- und Lastkurve einer Winterwoche, Netz NEP 2022 B

Quelle: Eigene Darstellung

4.4.3 Regionale Energiebilanzen

In Abbildung 25 wird die Auswirkung der Topologie (1) 2012, (2) 2022 ohne HGÜ und (3) 2022 mit HGÜ-Leitungen auf die regionalen Energiebilanzen im Jahr 2032 gezeigt. Zum einen wird ersichtlich, dass im Energiesystem 2032 in allen drei Szenarien die größten Stromüberschüsse basierend auf Erneuerbaren im Nordwesten und Nordosten auftreten, da die Erzeugung die Nachfrage übersteigt. Im Osten gibt es Überschüsse, wobei die Erzeugung hauptsächlich auf konventioneller Basis mit Braunkohle erfolgt. Der Westen und Süden importieren hingegen aus den anderen Regionen. Zum anderen bestehen weiterhin starke regionale Unterschiede im Anteil der erneuerbaren und konventionellen Erzeugung an der Nachfrage.

Mit dem Netzzubau wird eine bessere Integration des Offshore Windes im Nordwesten erreicht. Der Nutzen des Netzausbaus im Nordosten und Osten wird dagegen aus den absoluten jährlichen Energiebilanzen nicht ersichtlich.

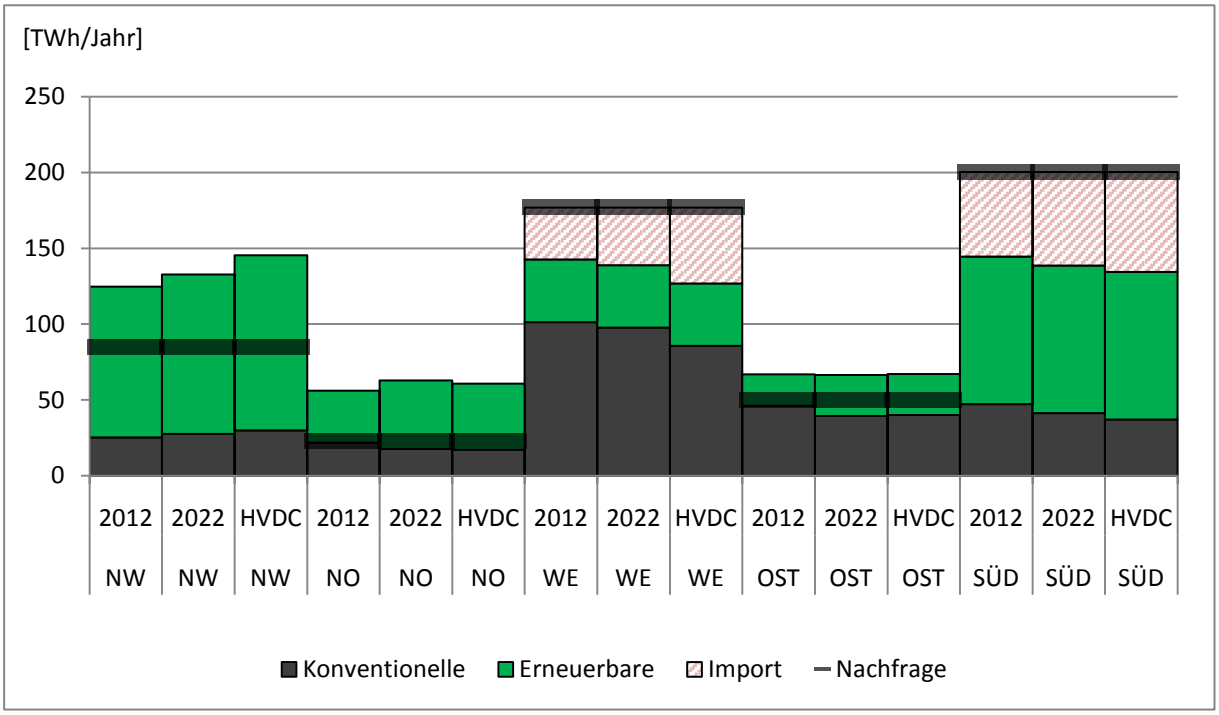

Abbildung 25: Kumulierte regionale Erzeugung und Nachfrage im Jahr 2032 bei unterschiedlichen Topologien
Quelle: Eigene Darstellung

4.5 Zwischenfazit

Aus energiewirtschaftlicher Sicht liegen die Braunkohlestandorte ungünstig. Während Süddeutschland ein erhebliches Stromdefizit aufweist, gibt es in den Braunkohlegebieten Mitteldeutschland und Lausitz einen erheblichen Erzeugungsüberschuss; zusätzliche Braunkohlekapazitäten werden dort nicht benötigt. Gesteigerte Exporte von Braunkohlestrom aus Mitteldeutschland und der Lausitz nach Süddeutschland sind aufgrund von Netzausbaurestriktionen in Richtung Süddeutschland auch schwer darstellbar. In der Region „Westen“ gibt es ebenfalls ein Erzeugungsdefizit. Dieses wird jedoch durch deutlich ausgebaute Übertragungskapazitäten mit der Region „Nordwesten“ kompensiert, in der deutlich mehr erneuerbarer Strom erzeugt als verbraucht wird. Vor diesem Hintergrund kann die Braunkohle nur einen eingeschränkten Beitrag zum zukünftigen Energiesystem leisten und trügen keinen Beitrag zur Verringerung der erwarteten Kapazitätslücke in Süddeutschland bei; daher würden neue Braunkohlekraftwerke auch nicht als Empfänger von (wie auch immer ausgeprägten) Kapazitätszahlungen profitieren.

5 Szenariorechnungen für den Fall der CO_2-Abscheidung (CCTS)

5.1 Hintergrund

Angesichts der hohen CO_2-Intensität der Braunkohleverstromung wurde in Deutschland als auch in anderen europäischen Ländern bis vor Kurzem die Möglichkeit diskutiert, durch Entwicklung einer CO_2-Abscheide-, -Transport- sowie -Speicherungstechnologie den direkten CO_2-Ausstoß erheblich zu verringern. Dieser Komplex, im Angelsächsischen als CCTS bezeichnet (carbon capture, transport and sequestration), wurde zu Beginn des vergangenen Jahrzehnts als vielversprechende Lösung vieler fossiler Verbrennungsprozesse erachtet (IPCC, 2005, IEA, 2009). Auch in Deutschland gab es bis 2011 Erwartungen an eine Durchsetzung der CCTS-Technologie: So gingen die Energieszenarien für die Bundesregierung davon aus, dass die CCTS-Technologie bereits in den 2020er Jahren kommerziell zur Verfügung stünde. Dieselbe Annahme lag auch Energieszenarien auf europäischer Ebene zugrunde (EC, 2009).

Sowohl auf deutscher als auch auf gesamteuropäischer Ebene hat sich die Erwartung, dass die CCTS-Technologie einen signifikanten Beitrag zur Dekarbonisierung betragen könnte inzwischen zerschlagen. Die öffentliche Bekanntgabe des damaligen Bundesumweltministers Norbert Röttgen vom 29.10.2011, der zufolge die CCTS-Technologie bei der Energiewende keine Rolle spielen wird, sowie die Absage des CCTS-Demonstrationsprojekts am Standort Jänschwalde durch den Energiekonzern Vattenfall am 05. Dezember 2011, erfordern ein Umdenken in der Energiewende (Hirschhausen et al. 2012a). Auch auf europäischer Ebene liegen ernüchternde Befunde vor (Herold et al., 2011): Von den ersten sechs europäischen Pilotprojekten wird keines auf absehbare Zeit seine Ziele, eine geschlossene CCTS Kette und somit die dauerhafte Vermeidung von CO_2, erreichen. Viele EU-Mitgliedsstaaten haben bis heute die europäische CCTS-Richtlinie 2009/31/EC nicht in nationales Recht umgesetzt, in Deutschland wurde lediglich ein „Forschungsgesetz" verabschiedet, welches keine Grundlage für eine großindustrielle Nutzung liefert.

Durch den breiten Misserfolg sämtlicher CCTS-Förderprogramme und die Absage vieler Pilotprojekte durch die Energiewirtschaft und die Politik ist es höchst unwahrscheinlich geworden, dass CCTS auf absehbare Zeit eine relevante Rolle in der neuen Energiewirtschaft spielt. Trotz der niedrigen Wahrscheinlichkeit, dass es noch zu einem Einsatz der CCTS-Technologie kommt, erfolgen in diesem Abschnitt der Vollständigkeit halber Wirtschaftlichkeitsrechnungen für unterschiedliche Konstellationen, in denen es doch zu einem Durchbruch von CCTS kommt. Dabei wird zwischen einem europaweiten Roll-Out sowie einem auf die Nordseeregion beschränkten Infrastrukturausbau unterschieden.[12]

5.2 Modell

Das Modell CCTSMOD ermöglicht es, für beliebig wähl- und skalierbare geografische Regionen den Beitrag zur CO_2-Emissionsminderung durch CCTS abzubilden. Dies geschieht durch eine regional hochaufgelöste Abbildung der gesamten CCTS-Infrastruktur entlang der Wertschöpfungskette. Berücksichtigt werden Emissionen der Kraftwerke und der Industrie. Die Entscheidung zur Abscheidung, des Transports und der Speicherung wird in Abhängigkeit eines exogenen CO_2-Zertifikatepreispfades getroffen, Skaleneffekte in der Transportinfra-

[12] Dieser Abschnitt wurde unter Mitarbeit von Roman Mendelevitch bearbeitet.

struktur werden berücksichtigt. Eine ausführliche Modellbeschreibung liegt in Oei et al. (2011) vor.

CCTSMOD simuliert eine kostenminimale CCTS-Infrastrukturentwicklung über mehrere Perioden. Die Inputdaten bilden variable und fixe Abscheide-, Transport- und Speicherkosten, ein CO_2-Zertifikatpreispfad, CO_2-Emissionsquellen des Energie- und Industriesektors in Europa über 0,1 Mt CO_2 pro Jahr sowie die Lage und das Volumen verfügbarer Speicherstätten ab. CO_2-Senken und -Quellen werden entsprechend ihrer geographischen Position Knoten zugeordnet und können mit Hilfe von Pipelines miteinander verbunden werden.

Abbildung 26 stellt den Entscheidungsbaum des CCTSMOD vereinfacht dar. Es wird für jeden Emittenten auf Grundlage seiner jährlichen CO_2-Emission die kostengünstigste Vermeidungsoption gewählt. Die Auswahl besteht hierbei im Kauf von CO_2-Zertifikaten, deren Preispfad exogen vorgegeben ist, oder in der Investition in die CCTS-Technologie. Dies führt zu einer Reduktion der zertifikatpflichtigen Emission um 90 Prozent. Eine beliebige Kombination aus diesen beiden Optionen ist möglich, diese wird jedoch i.d.R. aufgrund von Skaleneffekten in der CCTS-Anwendung nicht gewählt. Betrachtet wird der Zeitraum von 2010 bis 2050 in Fünfjahresschritten, wobei Kapazitätsinvestitionen erst mit einer Verzögerung von fünf Jahren nutzbar sind.[13]

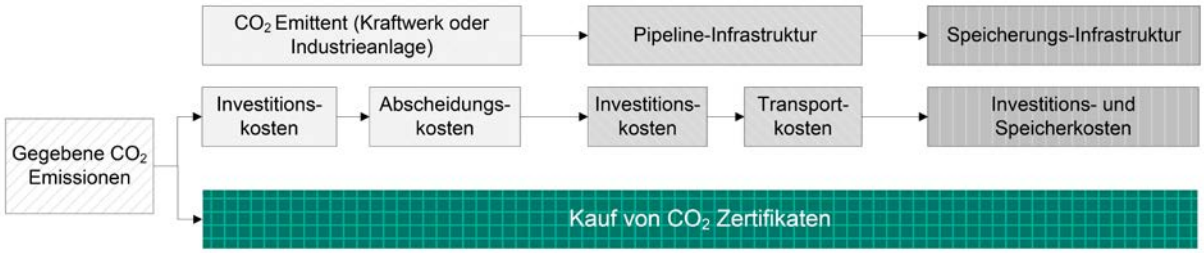

Abbildung 26: Entscheidungsbaum des CCTSMOD
Quelle: Oei et al., 2011

5.3 Daten und Annahmen

Daten bezüglich der Anzahl und Größe der in CCTSMOD berücksichtigten Emittenten von CO_2 sind EEA (2011) entnommen. Die Lebensdauer von Kraftwerken beträgt 40 Jahre, von

[13] Die Modellberechnungen laufen bis zum Jahre 2055, um Investitionen auch im Jahr 2050 abzubilden.

Erdgaskraftwerken 30 Jahre. Somit gehen im Modellzeitraum sämtliche fossil befeuerten Kraftwerke aus dem Markt. Dieser Rückgang wird nur teilweise durch bereits angekündigte oder sich im Bau befindende Neubauten kompensiert (VGB, 2011 und Platts, 2011). Es kommt somit zu einer Reduzierung der energiebedingten CO_2-Emissionen. Für die berücksichtigten Industrien Eisen- und Stahlerzeugung, Zementproduktion sowie Raffinerien wird von einem gleichbleibenden Produktionsniveau ausgegangen. Die Kosten für die einzelnen Prozessstufen bei der Anwendung von CCTS sind in Tabelle 10 und Tabelle 11 dargestellt.[14]

Tabelle 10: Übersicht über die verschiedenen CO_2-Abscheidungskosten

	Sektor	2010	2020	2030	2040	2050
Investitionskosten in jährliche Abscheidekapazität (€ / t CO_2)	Kohle	175	175	149	127	108
	Gas	275	275	220	176	141
	Zement	243	243	207	176	150
	Stahl	91	91	77	65	55
	Raffinerien	170	170	145	123	105
O&M Kosten (€ / t CO_2)	Kohle	10	10	9	8	7
	Gas	7	7	6	5	4
	Zement	21	21	18	15	13
	Stahl	5	5	4	3	3
	Raffinerien	18	18	15	13	11
Kosten für den austretenden Energieverlust (€ / t CO_2)	Kohle	54	54	53	52	51
	Gas	47	47	46	45	44
	Zement	16	16	16	16	16
	Stahl	28	28	27	26	25
	Raffinerien	43	43	42	41	40

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Mendelevitch, 2012, Rubin et al., 2007, Worley, et al., 2011 sowie Kuramochi et al., 2012

[14] Die Daten für die CO_2-Abscheidung basieren auf Rubin et al. (2007), WorleyParsons et al. (2011) sowie Kuramochi et al. (2012). EC (2010) beinhaltet Angaben zu den Transportkosten von CO_2. Die Speicherkosten für leere Öl- und Gasfelder und saline Aquifere sind IEAGHG und ZEP (2011) entnommen. Die Kosten bei der Anwendung von CO_2 für Enhanced Oil Recovery (EOR) basieren auf unterschiedlichen Angaben von BERR (2007), Kemp und Kasim (2012) sowie Gozalpour et al. (2005).

Tabelle 11: Transport- und Speicherkosten bei der Anwendung von CCTS

	Art	Investitionskosten €/tCO_2	Variable Kosten €/tCO_2
Transportkosten	Onshore	(0.5 (ROW) +0.87) / km	0,01 / km
	Offshore	(0.5 (ROW) +2.61) / km	0,01 / km
Speicherkosten	Saline Aquifere Offshore	169	6
	Hydrocarbon Field Offshore	96	6
	Saline Aquifere	89	4
	Hydrocarbon Field	68	4
	EOR Field	104	37

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf EC 2010, IEAGHG und ZEP, 2011, BERR, 2007, Kemp et al., 2012 sowie Gozalpour et al., 2005

5.4 Ergebnisse

5.4.1 Europaweite CCTS-Modellierung

Im Falle eines linear ansteigenden CO_2-Preises auf 50 €/t im Jahr 2050 ermittelt das Modell Investitionen in die CCTS-Infrastruktur nur für einzelne Industrieemittenten, insbesondere für den Stahlsektor. Diese bilden sich zu kleinen regionalen Verbundnetzen zusammen, welche sich insgesamt auf 17.000 Pipelinekilometer belaufen. Die damit verbundenen Investitionskosten für den gesamten modellierten Zeitraum bis 2050 umfassen 146 Mrd. €, hierzu kommen weitere 432 Mrd. € an aufsummierten variablen Kosten. Im Jahr 2050 verbleiben noch 76 der ursprünglichen 94 Gt an möglichem unterirdischem CO_2-Speichervolumen (Abbildung 27).

In einem weiteren Szenario wurde ein stärkerer Anstieg des Zertifikatepreises auf 100 €/t CO_2 im Jahr 2050 modelliert. Unter diesen Voraussetzungen lohnen sich auch Investitionen für einige der Kraftwerksbetreiber, so dass auch eine verstärkte Nutzung der teureren Offshorespeicherung erfolgt. Insgesamt würden 33.000 km Pipeline gebaut werden. Die Investitionskosten belaufen sich auf 413 Mrd. € mit zusätzlichen aufsummierten variablen Kosten von 1.319 Mrd. €. Das verbleibende Speicherpotential von 50 Gt CO_2 würde noch für weitere 25 Jahre ausreichen (Abbildung 28).

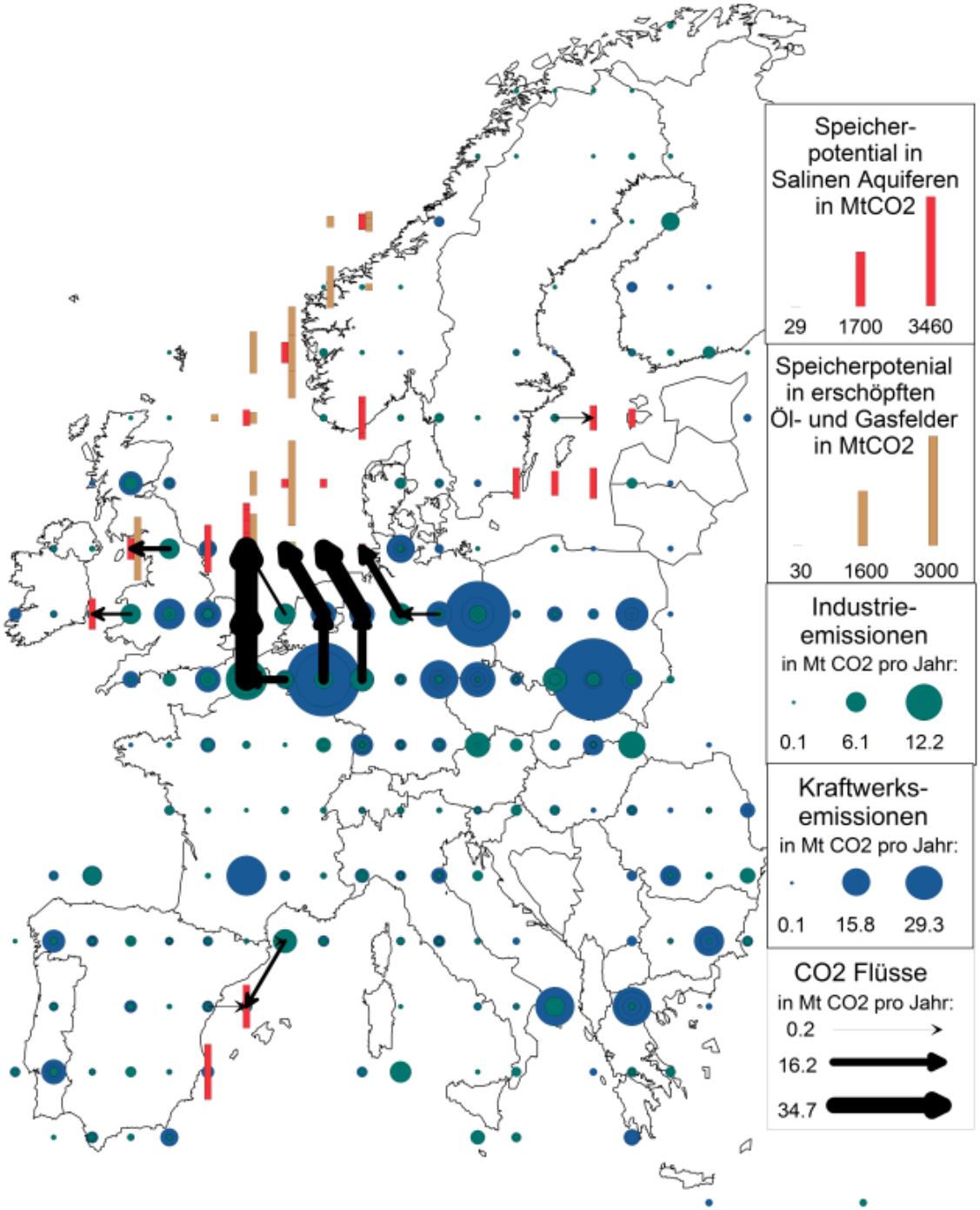

Abbildung 27: CCTS-Infrastruktur im Jahr 2050 bei einem CO_2-Zertifikatepreis von 50€/t
Quelle: Eigene Darstellung

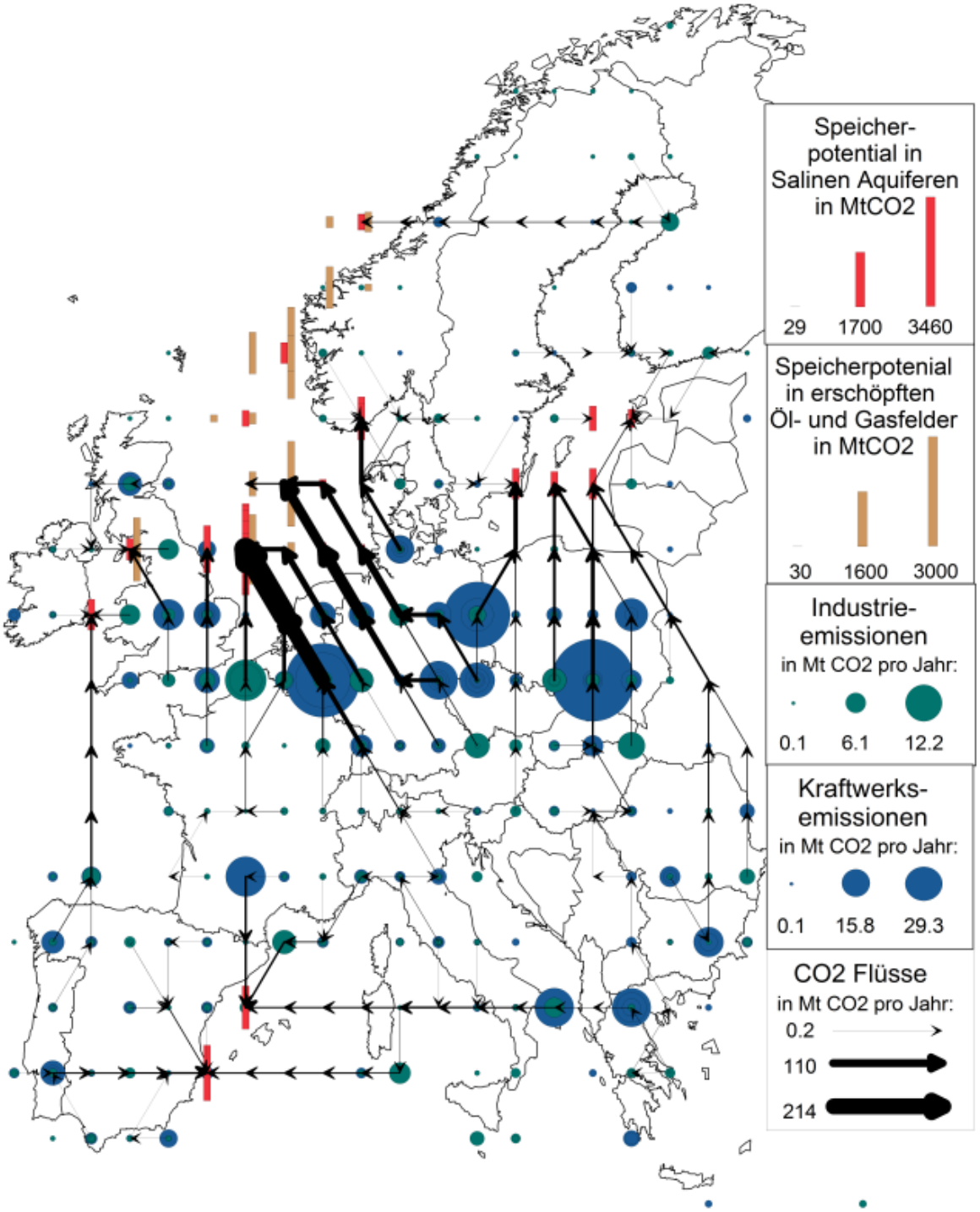

Abbildung 28: CCTS-Infrastruktur im Jahr 2050 bei einem CO_2-Zertifikatepreis von 100€/t
Quelle: Eigene Darstellung

In der Tabelle 12 werden die Ergebnisse weiterer Szenarien zusammengefasst dargestellt. Der Szenarioname setzt sich hierbei aus der Art der unterirdischen Speicherung (On: On- und Offshore storage ist möglich; Off: lediglich Offshore storage ist erlaubt) und dem CO_2-Preis im Jahr 2050 zusammen. Die Ergebnisse zeigen, dass CCTS insbesondere eine Vermeidungsoption für Industrieemittenten darstellt. Die angegebenen Kosten als auch das benötigte Pipeline-Netzwerk stehen hierbei für eine kostenminimale CO_2-Infrastruktur, welche von einem allwissenden Planer unter perfekter Information bis zum Jahr 2050 aufgebaut werden würde (Herold et al. 2012).

Tabelle 12: Zusammenfassung der Modellierungsergebnisse von CCTSMOD

Szenario	Anteil der Industrie an gesamter Abscheidung	Pipeline Netzwerk [km]	Gespeicherte Emissionen [$GtCO_2$]	Verbleibende Speicher in 2050 [$GtCO_2$]	Investitions-kosten [Mrd. €]	Variable Kosten [Mrd. €]
On 75	86%	> 30.000	42	52	467	878
Off 75	82%	> 18.300	21	29	200	667
On 50	100%	> 17.000	18	76	146	432
Off 50	100%	> 9.500	7,7	42,5	127	203
On 100	88%	> 33.000	44	50	413	1.319
Off 100	88%	> 57.000	41	9	417	1.337

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf CCTSMOD (Herold et al., 2012)

5.4.2 Fokus auf Enhanced Oil Recovery (EOR) im Nordseeraum

In der nachfolgenden Fallstudie soll untersucht werden, was für einen Einfluss die Verwendung von CO_2 zur Enhanced Oil Recovery (EOR) auf den Aufbau einer CCTS-Infrastruktur in Europa hätte. Beim EOR wird zusätzliches CO_2 in Ölfelder eingespritzt, um die Viskosität des Öls zu erhöhen. Gleichzeitig wird dadurch auch der Druck im Ölfeld erhöht, was die Förderung erleichtert. Durch solch ein Vorgehen können zusätzliche Mengen von 4-23% der ursprünglichen Fördermenge gefördert werden (Meyer 2007 und Tzimas et al. 2005). Der derzeitige Welthandel zur Nutzung von CO_2 umfasst ungefähr 80 Mt CO_2 pro Jahr, wovon der Großteil (50 Mt) in den USA und Kanada für EOR-Projekte verwendet wird.[15] Das CO_2 ent-

[15] In Kanada wird beispielsweise im Weyburn Oil field seit September 2000 EOR angewendet. Hierzu werden ungefähr 18 Mio. t CO_2 gebraucht, die dauerhaft im Feld gespeichert bleiben sollen. Über den Gesamtzeitraum von 25 Jahren sollen so insgesamt 130 Mio. Barrel Öl gefördert werden, was bei deren Verbrennung zu zusätzlichen 43 Mio. t CO_2 führt (Herold et al. 2010).

stammt hierbei in 80% der Fälle aus natürlichen Quellen und wird zu Preisen zwischen 15-19 US$ pro Tonne gehandelt. Durch die Nutzung von anthropogenen CO_2 Emissionen aus Industrie- und Kraftwerksbetrieben in EOR Prozessen erhoffen sich Investoren finanzielle Vorteile. Somit kann EOR aufgrund der zusätzlichen Erlöse aus der Erdölförderung eine Technologie sein, um CCTS wirtschaftlicher zu machen. Sie ist allerdings nicht als klimaneutral zu betrachten.

Das EOR-Szenario beschränkt sich auf die Region der Nordseeanrainerstaaten, da sich ein Großteil der europäischen, für EOR nutzbaren Felder in der Nordsee befindet. Es wird zudem ein steigender CO_2-Preispfad angekommen, der im Jahr 2050 ca. 50 €/t beträgt. Zusätzlich zu den EOR-Feldern in der Nordsee gibt es weitere Speicheroptionen in salinen Aquiferen und erschöpften Gasfeldern in der Nordsee.

Ähnlich wie in den vorherigen Szenarien lohnt sich der Einsatz von CCTS hauptsächlich für den Industriesektor, insbesondere für die Stahlbetriebe. Diese investieren ab dem Jahr 2020 in den Aufbau einer CCTS-Infrastruktur, um Gewinne durch das Potential der EOR-Felder abzuschöpfen. Nach dem Auslaufen der EOR-Felder wird die Infrastruktur ab 2030 erweitert, um andere CO_2-Senken zu erreichen. Insgesamt werden somit 500 Mio. t CO_2 bis zum Jahr 2050 gespeichert. Das hierfür benötigte Pipelinenetzwerk umfasst ungefähr 9.300 km (Abbildung 29).[16]

Das EOR-Szenario weist darauf hin, dass die EOR-Technologie dazu dienen könnte, ökonomische Anreize für den Aufbau einer CCTS-Infrastruktur zu setzen. Nach dem Ausschöpfen des EOR Potentials könnte die Infrastruktur auch für den konventionellen Speicherbetrieb erweitert werden, wenn die CO_2-Zertifikatspreise hoch genug liegen. Der Einsatz der CCTS-Technologie lohne sich jedoch in erster Linie für die Stahlindustrie, da diese geringere Abscheidekosten als die Kraftwerksbetriebe besitzt. Für den Kraftwerkssektor setzt auch sie keine Anreize.

[16] Alle Berechnungen der Szenarien erfolgen auf der Entscheidungsbasis eines zentralen allwissenden Planers und unterschätzen somit die auftretenden Kosten.

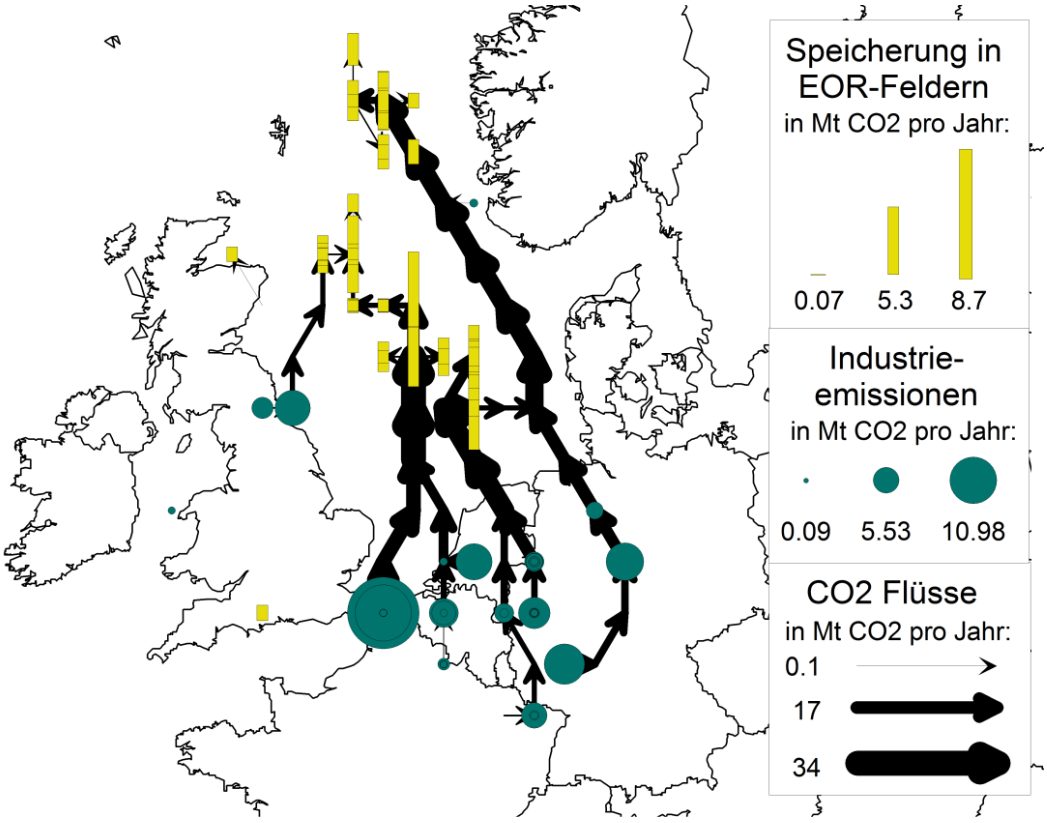

Abbildung 29: CO_2-Flüsse zur EOR-Nutzung
Quelle: Eigene Darstellung

5.5 Zwischenfazit

Selbst für den sehr unwahrscheinlichen Fall der großindustriellen Durchsetzung von CCTS sowie eines grenzüberschreitenden Pipelinenetzes dürfte diese Vermeidungstechnologie auch für potenzielle zukünftige Braunkohlekraftwerke keine Rolle spielen. So legen die Modellergebnisse nahe, dass im Fall der Onshore-Speicherung die Industrie günstigere Abscheidebedingungen als die Energiewirtschaft aufweist. Die Energiewirtschaft könnte sich dem Trend zur Nutzung von Synergievorteilen anschließen, jedoch lassen erhebliche Transaktionskosten sowie ein Netz von 17.000 km (Fall Onshore 50) bzw. 33.000 km (Fall Onshore 100) dieses als praktisch aussichtslos erscheinen. Etwas anders stellt sich die Situation für den Fall dar, dass das abgeschiedene CO_2 zur Förderung von Ölvorkommen in der Nordsee genutzt wird, jedoch kommt es auch in diesem Fall nicht zur Durchsetzung von CCTS im Braunkohlesektor. Grund hierfür sind wiederum die wesentlich günstigeren CO_2-Abscheidekosten in der Industrie sowie die eingeschränkt verfügbaren CO_2-Senken in der Nordsee.

6 Kraftwerke und Tagebaue in den einzelnen Becken

Geht man davon aus, dass wie in den Abschnitten 3 bis 5 beschrieben keine neuen Braunkohlekraftwerke gebaut werden, stellt sich die Frage nach der Ausgestaltung des Auslaufens der Braunkohle in den nächsten drei Jahrzehnten. Insbesondere für die unterschiedlichen Becken ist die Entwicklung von Tagebauen und Kraftwerkseinsatz zu prüfen. Hierfür werden im Folgenden Szenarien dargestellt, wie in jedem der betroffenen Becken ein Auslaufen der Braunkohle darstellbar ist. Dabei erweist es sich, dass an allen drei Standorten der Betrieb der Kraftwerke mit den bereits genehmigten Abbaugebieten möglich und somit der Aufschluss neuer Braunkohlegebiete nicht notwendig ist.

Die Berechnungen basieren auf den Annahmen, dass Braunkohlekraftwerke mit einer Volllaststundenzahl von 7.500 Stunden im Jahr 2013 betrieben werden. Die jährliche Reduktion der Volllaststunden von -2,2% liegt an der zunehmenden Einspeisung erneuerbarer Energien, insbesondere in Zentral- und Ostdeutschland (50 Hertz et al. 2012a); dabei ergeben sich durchschnittliche Volllaststunden von 6.418 (2020), 5.138 (2030) sowie 4.113 (2040). Die Braunkohlekraftwerke werden nach einer Laufzeit von 40 Jahren bzw. spätestens im Jahr 2045 stillgelegt, in dem aufgrund geringer Volllaststunden kein rentabler Kraftwerksbetrieb mehr angenommen wird. Die nachfolgenden Abschnitte modellieren eine mögliche Belieferung der Kraftwerke durch die bereits bestehenden genehmigten Tagebaue.

6.1 Rheinisches Becken

Das Rheinische Braunkohlerevier besteht aus den drei aktiven Tagebauen Garzweiler, Hambach und Inden, die für die Belieferung der Kraftwerke Frimmersdorf (1.000 MW), Neurath (4.000 MW), Niederaußem (3.500 MW) und Weisweiler (2.000 MW) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig sind. Im Folgenden betrachtet die Studie eine stilisierte Matrix zwischen Rohstoffvorkommen und Verstromung in den Kraftwerken, die bis 2040/2045 entstehen kann.

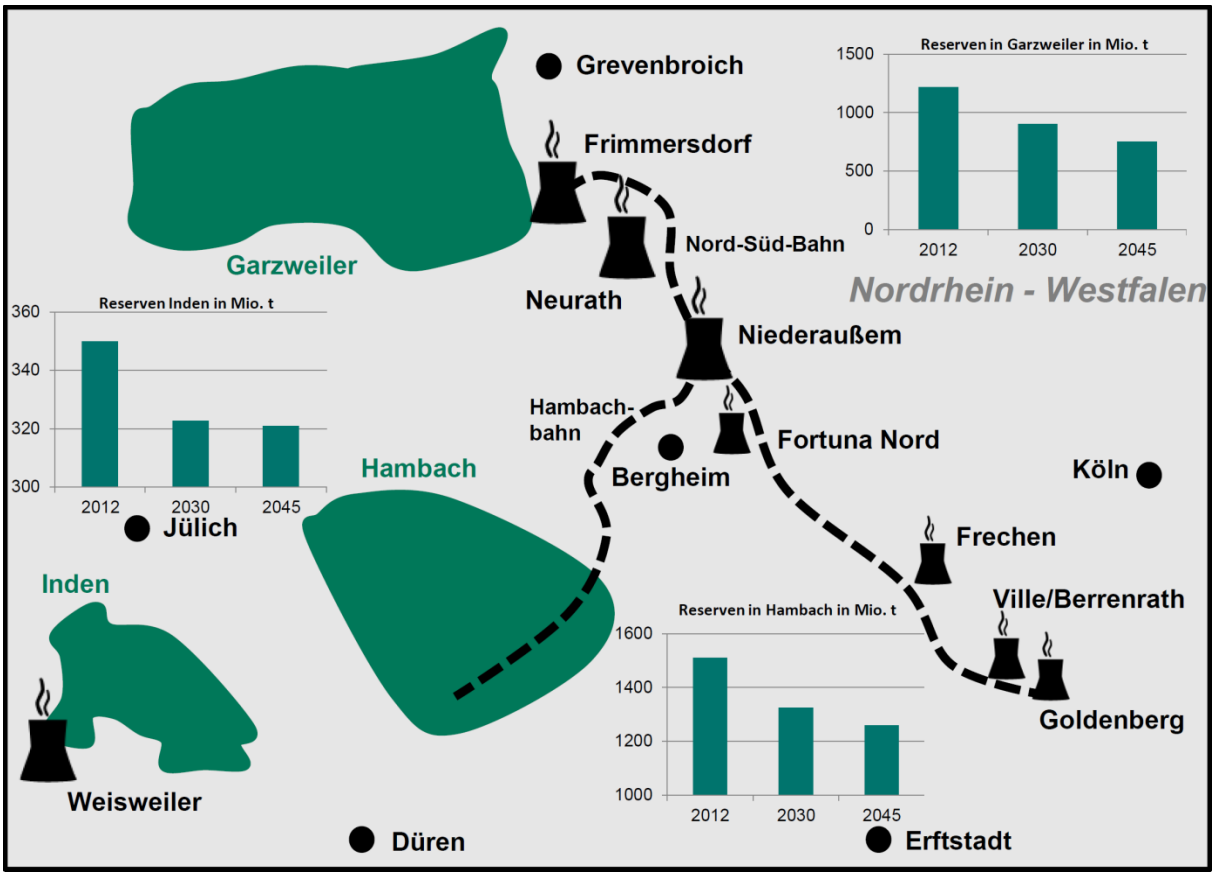

Abbildung 30: Revierkarte Rheinland
Quelle: Eigene Darstellung

Der Gesamtvorrat der bereits genehmigten Braunkohle im Jahr 2013 liegt bei ungefähr drei Milliarden t. (RWE, 2011 und 2012). Die Kraftwerke Frimmersdorf und Neurath werden bis zu ihrer Abschaltung durch den anliegenden Tagebau Garzweiler beliefert (Abbildung 31 und Abbildung 32). Sollten durch die im Jahr 2012 ans Netz gegangenen BoA-Blöcke des Kraftwerks Neurath Bedarfsspitzen entstehen, die über die jährlichen Förderkapazitäten des Tagebaus hinausgehen, können diese vom benachbarten Tagebau Hambach aufgefangen werden. Das Kraftwerk Niederaußem sowie weitere kleinere Abnehmer wie die Fabrik Frechen, Ville/Berrenrath und das Kraftwerk Goldenberg können über den gesamten Zeitraum durch den Tagebau Hambach I versorgt werden (Abbildung 33). Der Tagebau Inden ist nicht mit den anderen Tagebauen verbunden und hauptsächlich für die Versorgung des anliegenden Kraftwerks Weisweiler zuständig (Abbildung 34), er schließt mit dem Auslaufen des Kraftwerks zum Ende dieses Jahrzehnts.

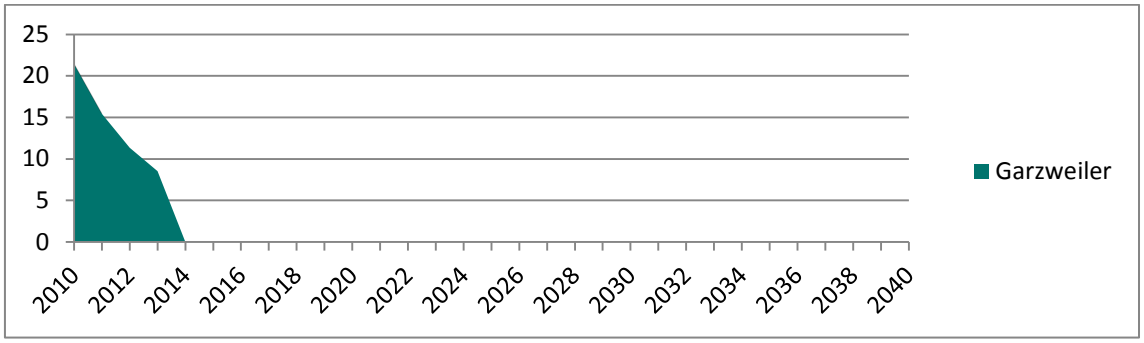

Abbildung 31: Belieferung Kraftwerk Frimmersdorf [mio. t BK/Jahr]
Quelle: Eigene Darstellung

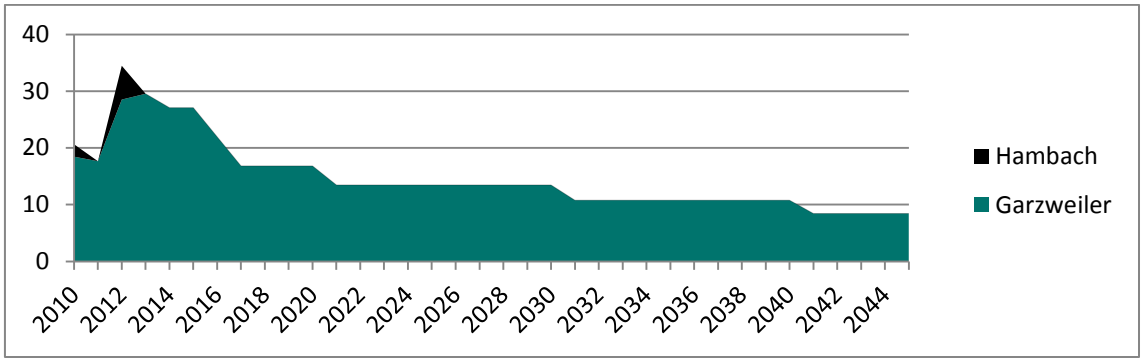

Abbildung 32: Belieferung Kraftwerk Neurath [mio. t BK/Jahr]
Quelle: Eigene Darstellung

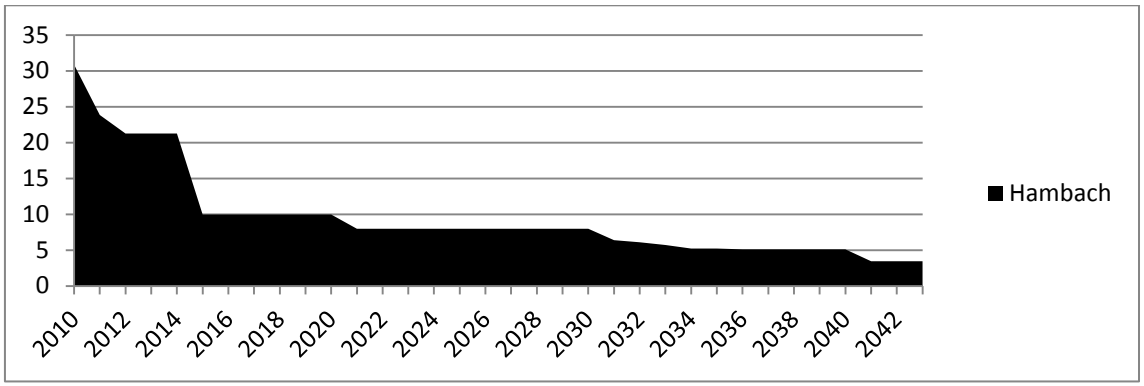

Abbildung 33: Belieferung Kraftwerk Niederaußem und andere kleine Kraftwerke [mio. t BK/Jahr]
Quelle: Eigene Darstellung

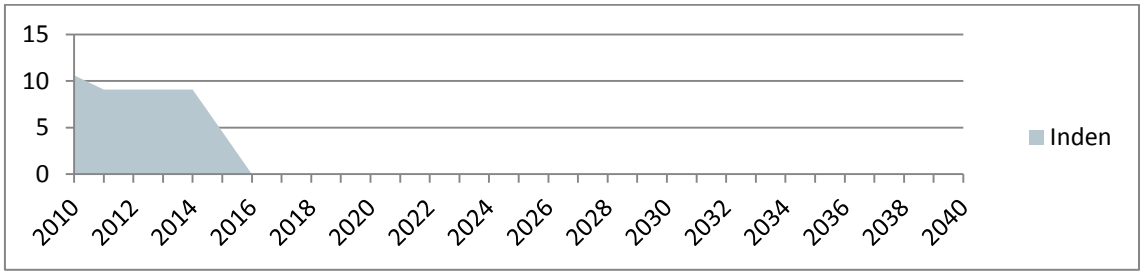

Abbildung 34: Belieferung Kraftwerk Weisweiler [mio. t BK/Jahr]
Quelle: Eigene Darstellung

Andere kleinere Verbraucher, die zusammen weniger als 1 Mio. t BK/Jahr benötigen, werden im Zuge der Modellierung immer vom nächstgelegenen Tagebau versorgt. Die Berechnungen zeigen, dass mit ca. 2 Mrd. t nach dem angenommenen Auslaufen der Braunkohleverstromung im Jahr 2045 ein Großteil der bereits planerisch genehmigten Rohbraunkohlemenge im Rheinischen Revier verbleibt. Davon liegen jeweils ca. 750 Mio. t in Garzweiler, 1.260 Mio. t in Hambach sowie ca. 320 Mio. t in Inden. Abbildung 35, Abbildung 36 sowie Tabelle 13 zeigen die entsprechenden Belieferungspfade, Abbaumengen und Reserven im Jahr 2045. Der Aufschluss neuer Abbaugebiete (Hambach II, Erp/Irresheim) ist nicht notwendig.

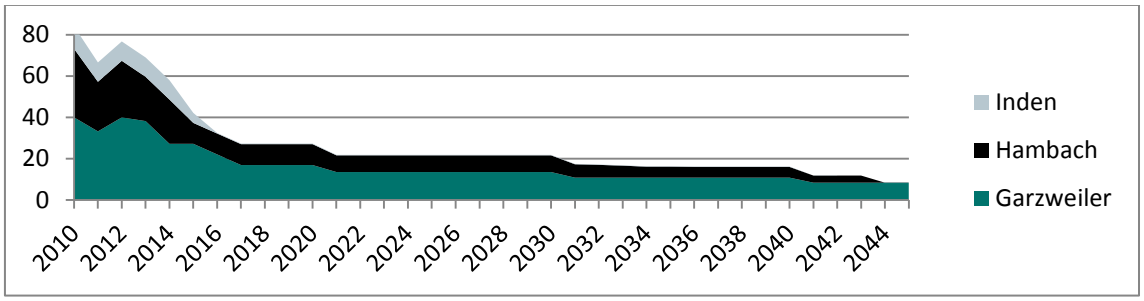

Abbildung 35: Tagebaufördermengen im Rheinischen Revier [mio. t BK/Jahr]
Quelle: Eigene Darstellung

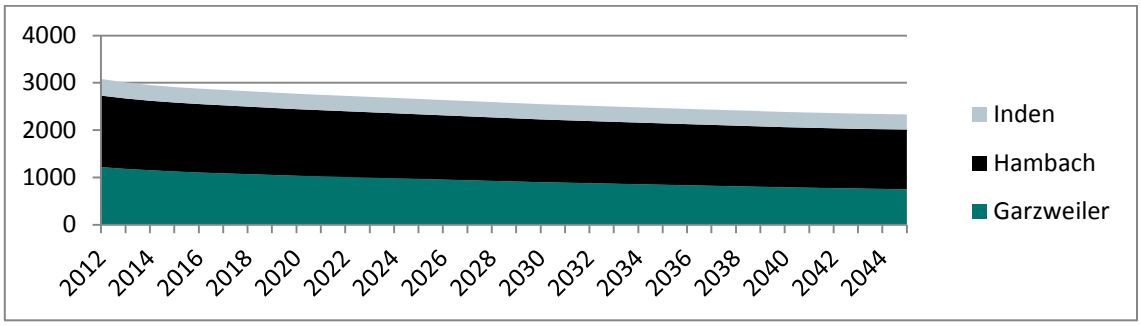

Abbildung 36: Tagebaurestmengen im Rheinischen Revier [mio. t BK/Jahr]
Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 13: Überblick über verbleibende Vorräte im Rheinischen Revier

Name	Abbaustart	Bereits genehmigte Vorräte Anfang 2013 [mio t]	Jährliche max. Abbaumenge [mio t]	Verbleibende Vorräte 2040 [mio t]
Garzweiler	1907	1220	40	751
Hambach	1978	1510	45	1260
Inden	1978	350	25	321

Quelle: Eigene Berechnungen

6.2 Mitteldeutsches Revier

Im Rahmen des Mitteldeutschen Braunkohlereviers sind die Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain für die Belieferung der Kraftwerke Lippendorf (1.750 MW) und Schkopau (900 MW) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig sind (Abbildung 37). Der Gesamtvorrat der bereits genehmigten Braunkohle im Jahr 2013 liegt bei ungefähr einer halben Milliarde Tonnen (MIBRAG, 2012 und ROMONTA, 2012). Die Tagebaue Profen (9 - 10 Mio. t/a) und Schleenhain (11 Mio. t/a) werden von der Mitteldeutschen Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG) betrieben.[17]

In der Perspektive bis zum Jahr 2040 ist der Tagebau Profen für die Belieferung des Kraftwerks Schkopau sowie einiger weiterer zu der MIBRAG gehörender Abnehmer in Deuben, Mumsdorf und Wählitz zuständig (zusammen weniger als 2 Mio. t BK/Jahr) (Abbildung 38). Andere kleinere Verbraucher, wie die Kraftwerke in Chemnitz, Dessau und Könnern (ca. 2 Mio. t BK/Jahr) werden immer vom nächstgelegenen Tagebau mit Restkapazitäten versorgt. Das Kraftwerk Lippendorf wird durch eine etwa 14 Kilometer lange Bandanlage vom Tagebau Vereinigtes Schleenhain beliefert (Abbildung 39).

[17] Die ROMONTA GmbH betreibt den deutlich kleineren Tagebau Amsdorf, in welchem eine besonders bitumenhaltige Braunkohle zur Herstellung von Rohmontanwachs gefördert wird.

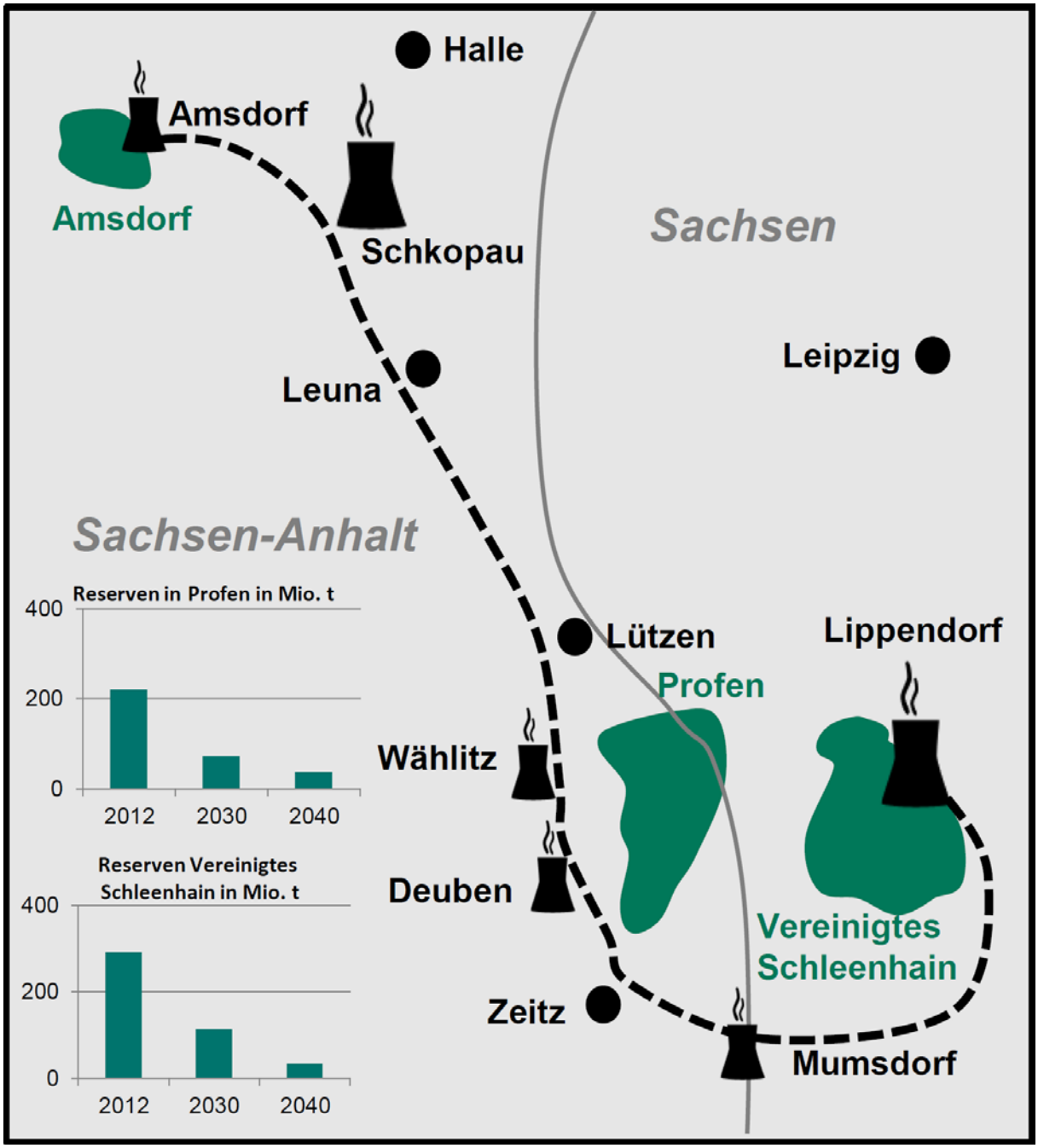

Abbildung 37: Revierkarte Mitteldeutschland
Quelle: Eigene Darstellung

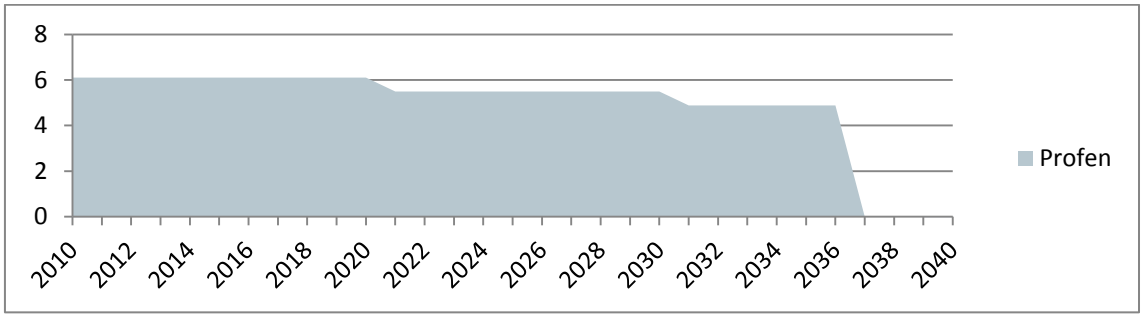

Abbildung 38: Belieferung Kraftwerk Schkopau [mio. t BK/Jahr]
Quelle: Eigene Darstellung

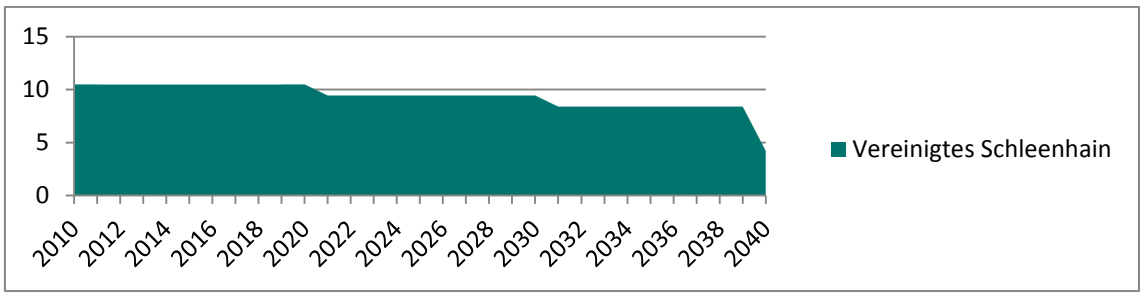

Abbildung 39: Belieferung Kraftwerk Lippendorf [mio. t BK/Jahr
Quelle: Eigene Darstellung

Durch die beschriebenen Belieferungspfade der einzelnen Kraftwerke ergeben sich die Tagebauabbaumengen und Restvorräte im Jahr 2040 dargestellt in Abbildung 40, Abbildung 41 und Tabelle 14. Es zeigt sich, dass unter den getroffenen Annahmen ausreichend Kohlevorräte bis zum Jahr 2040 in allen Tagebauen vorhanden sind. Es verbleiben noch Braunkohlereserven von knapp 100 Mio. Tonnen, etwa hälftig in Profen bzw. Schleenhain. Die Erweiterung des „Feld Lützen“ sowie die Neuerschließung des Feldes „Egeln“ (südlich von Magdeburg) wird somit nicht benötigt.

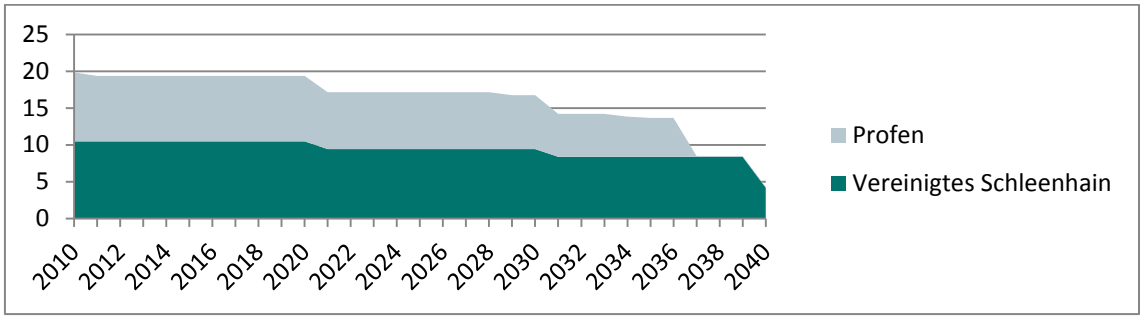

Abbildung 40: Tagebaufördermengen im Mitteldeutschen Revier [mio. t BK/Jahr]
Quelle: Eigene Darstellung

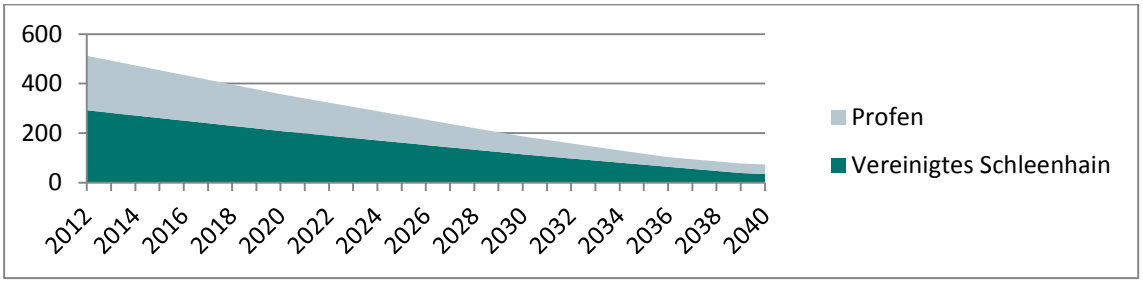

Abbildung 41: Tagebaurestmengen im Mitteldeutschen Revier [mio. t BK/Jahr]
Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 14: Überblick über verbleibende Vorräte im Mitteldeutschen Revier

Name	Abbaustart	Bereits genehmigte Vorräte Anfang 2013 [mio t]	Jährliche max. Abbaumenge [mio t]	Verbleibende Vorräte 2040 [mio t]
Profen	1941	220	10	39
Vereinigtes Schleenhain	1949	292	11	34

Quelle: Eigene Berechnungen

6.3 Lausitzer Revier

Das Lausitzer Braunkohlerevier besteht aus den fünf aktiven Tagebauen Cottbus-Nord, Jänschwalde, Welzow-Süd (Teilfeld I), Nochten und Reichwalde, die für die Belieferung der drei Kraftwerke Jänschwalde (2.800 MW), Schwarze Pumpe (1.500 MW) und Boxberg (2.475 MW) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig sind. Der Gesamtvorrat der bereits genehmigten Braunkohle im Jahr 2013 liegt bei ungefähr einer Milliarde t (Prognos 2008, Grüne Liga 2008, Schuster 2007, und Vattenfall 2012 sowie Webseiten).

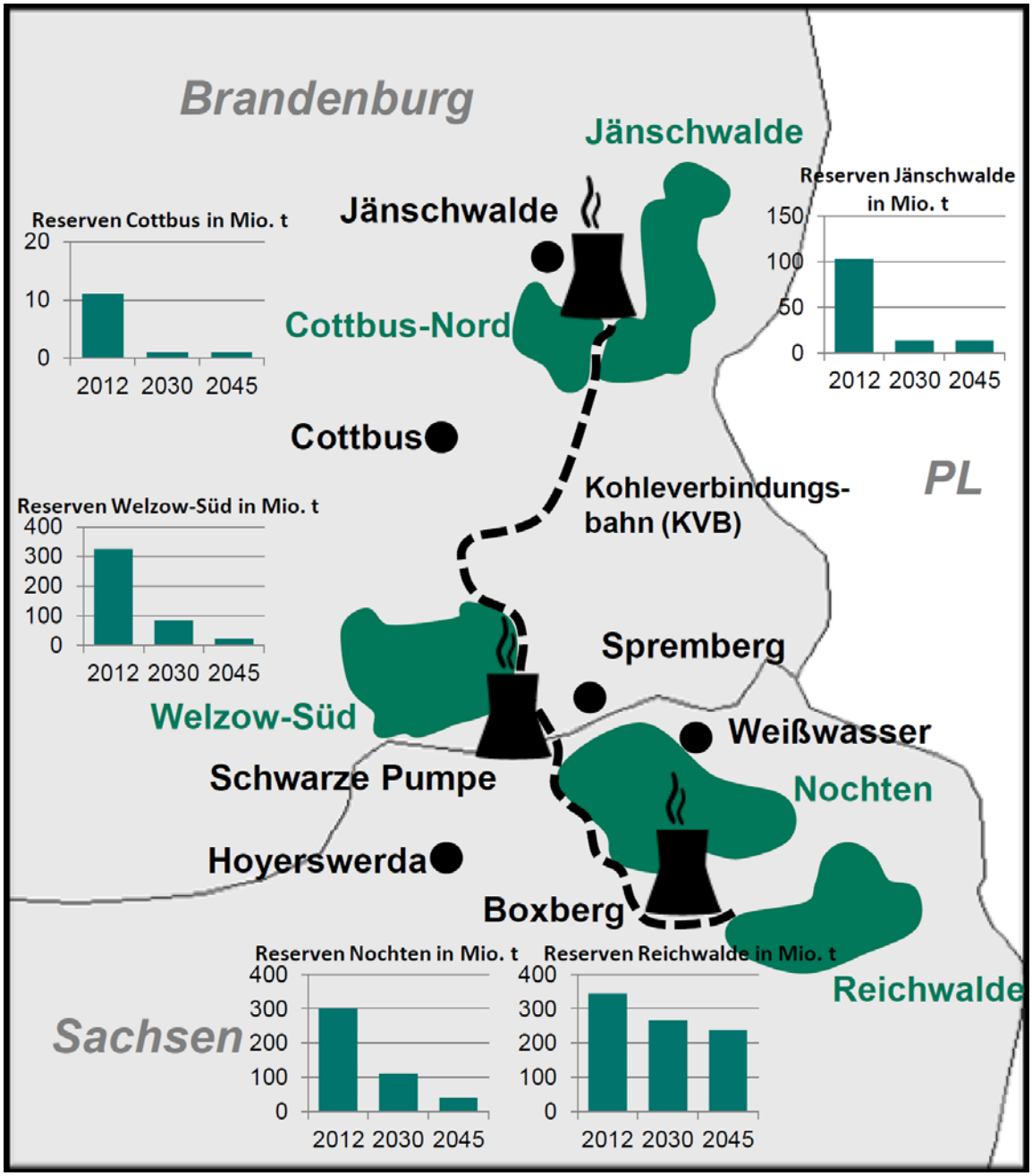

Abbildung 42: Revierkarte Lausitz
Quelle: Eigene Darstellung

Das Kraftwerk Jänschwalde wird bis zur Stilllegung in den 2020er Jahren durch die Tagebaue Cottbus-Nord und Jänschwalde versorgt. Zusätzliche Kohlemengen können mit Hilfe der Kohleverbindungsbahn (KVB) vom Tagebau Welzow-Süd (Teilfeld I) beschafft werden

(Abbildung 43).[18] Bei den Berechnungen verfügbarer Braunkohlemengen wird angenommen, dass kein Neubau eines CCTS-Kraftwerks am Standort Jänschwalde erfolgt. Die Energiestrategie des Landes Brandenburg bis zum Jahr 2030 setzte für einen Neubau die Verfügbarkeit der CCTS-Technologie voraus. Diese Annahme hat sich mit dem Ausstieg aus dieser Technologie im Jahr 2011 erübrigt (Hirschhausen et al., 2012).

Das Kraftwerk Schwarze Pumpe wird größtenteils vom anliegenden Tagebau Welzow-Süd versorgt. Darüber hinaus können weitere Mengen aus den Tagebauen Nochten und Reichwalde angeliefert werden (Abbildung 44). Das Kraftwerk Boxberg wird durchgängig durch die Tagebaue Nochten und Reichwalde beliefert (Abbildung 45).Hier kommt es im Jahr 2019 bzw. 2020 zur Abschaltung der Blöcke N bzw. P, was zu dem in Abbildung 45 dargestellten Bedarfsrückgang führt. Weiterhin ist zu beachten, dass die Braunkohle aus dem Tagebau Reichwalde niedrigere Heizwerte hat und deshalb zu einer geringeren Energieausbeute beim Verbrennungsprozess führt. Bei den folgenden Berechnungen wurde daher ein Höchstanteil von 20 % für Braunkohle aus dem Tagebau Reichwalde gewählt.

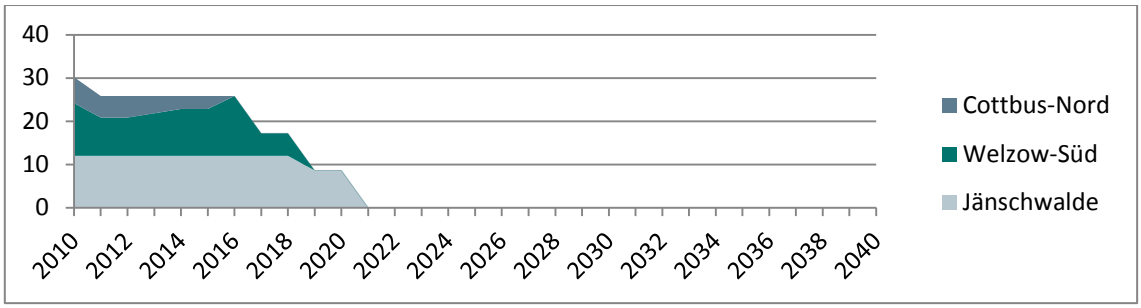

Abbildung 43: Belieferung Kraftwerk Jänschwalde [mio. t BK/Jahr]
Quelle: Eigene Darstellung

[18] Die Kapazitäten der bereits bestehenden Kohleverbindungsbahn müssten in solch einem Szenario durch eine durchgehende zweite Trasse erhöht werden, um Transportengpässen in den Jahren 2014-2017 entgegen zu wirken. Das deutlich kleinere HKW Cottbus und das noch bis 2016 mit Braunkohle betriebene Kraftwerk in Berlin Klingenberg werden weiterhin von Welzow-Süd (Teilfeld I) versorgt.

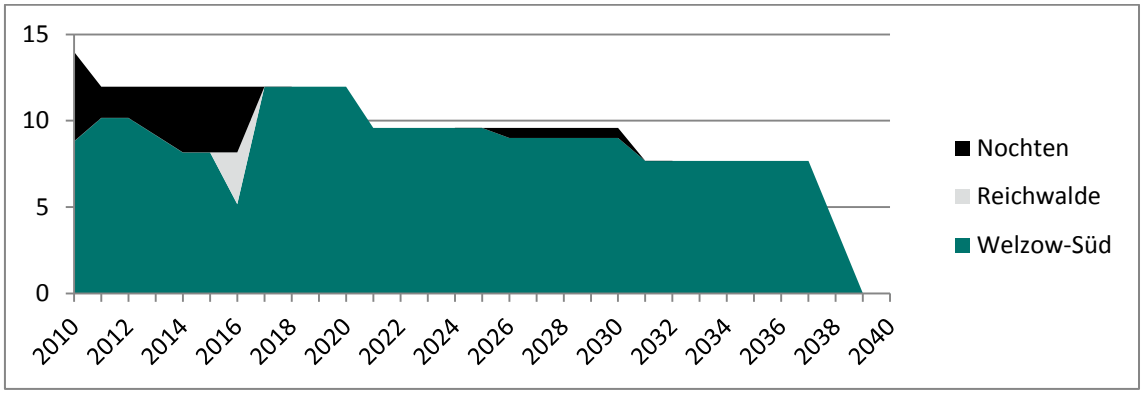

Abbildung 44: Belieferung Kraftwerk Schwarze Pumpe [mio. t BK/Jahr]
Quelle: Eigene Darstellung

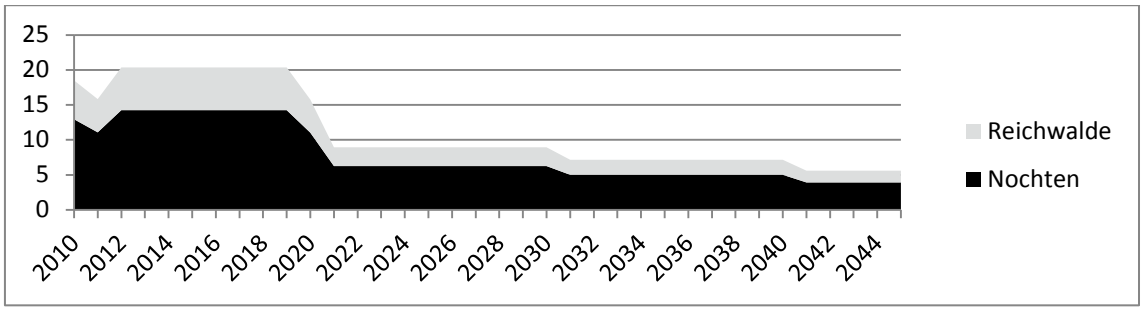

Abbildung 45: Belieferung Kraftwerk Boxberg [mio. t BK/Jahr]
Quelle: Eigene Darstellung

Durch die beschriebenen Belieferungspfade ergeben sich die in der Abbildung 46, Abbildung 47 und Tabelle 15 dargestellten Tagebauabbaumengen und Restvorräte. Es zeigt sich, dass auch in der Lausitz ausreichend planerisch bestätigte Braunkohlereserven zur Versorgung des Kraftwerksparks bis 2045 vorliegen. Während die Tagebaue Cottbus-Nord und Jänschwalde weitgehend ausgekohlt werden verbleiben in den anderen Tagebauen (Welzow-Süd (Teilfeld I), Nochten sowie Reichwalde) erhebliche Mengen. Dadurch erübrigt sich insbesondere der derzeit diskutierte Aufschluss neuer Tagebaue in Jänschwalde Nord, Welzow-Süd (II) sowie Nochten II; dies gilt umso mehr für die neuen Tagebaue Bagenz und Spremberg.

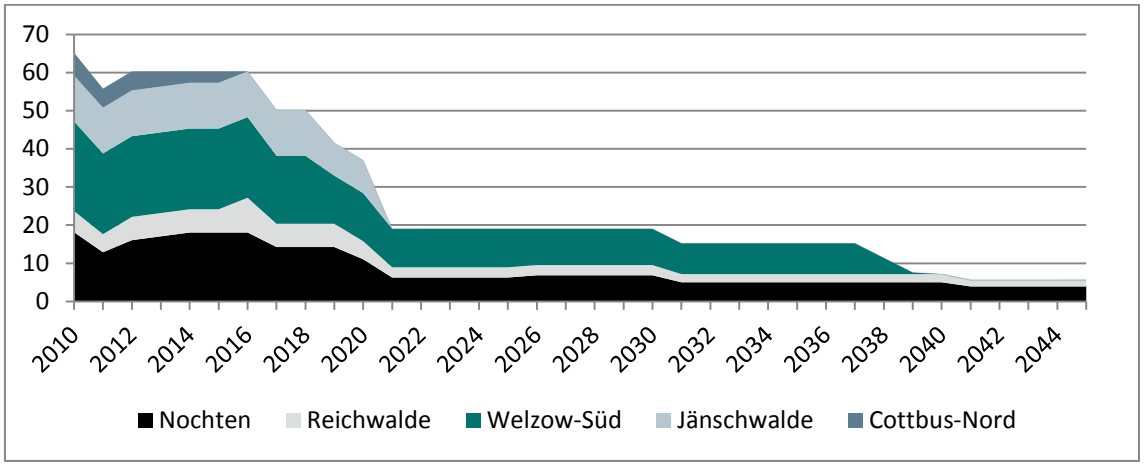

Abbildung 46: Tagebaufördermengen im Lausitzer Revier [mio. t BK/Jahr]
Quelle: Eigene Darstellung

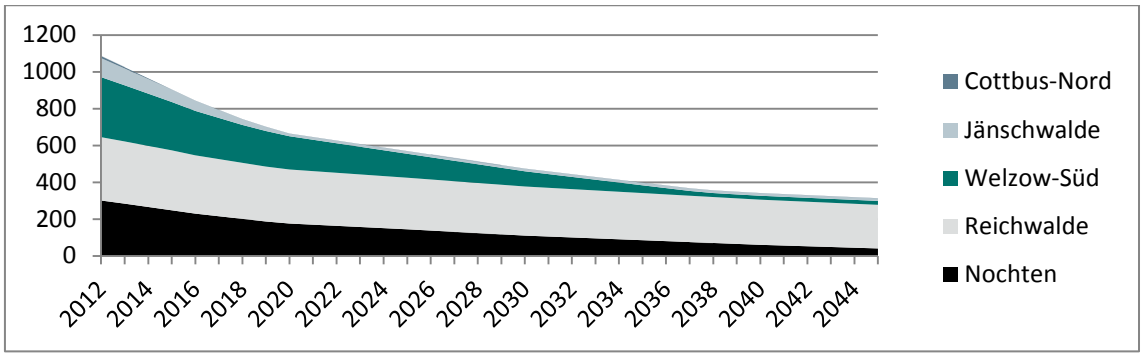

Abbildung 47: Tagebaurestmengen im Lausitzer Revier [mio. t BK/Jahr]
Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 15: Überblick über verbleibende Vorräte in der Lausitz

Name	Abbaustart	Bereits genehmigte Vorräte Anfang 2013 [mio t]	Jährliche max. Abbaumenge [mio t]	Verbleibende Vorräte 2040 [mio t]
Cottbus-Nord	1981	11	6	1
Jänschwalde	1976	103	12	14
Welzow-Süd (Teilfeld I)	1966	326	21	21
Nochten	1973	301	20	41
Reichwalde	1987	344	10	237

Quelle: Eigene Berechnungen

6.4 Zwischenfazit

Die bereits genehmigten Braunkohlevorräte im Rheinischen Revier sind mehr als doppelt so hoch wie die bis zum Jahr 2040/45 benötigten Mengen. Das Mitteldeutsche Braunkohlerevier verfügt über ausreichend Braunkohle, um alle bestehenden Kraftwerke bis zu ihrem Auslaufen vollständig zu versorgen; selbiges gilt auch für die Lausitz. Die in diesem Abschnitt vorgestellten Belieferungsszenarien weisen darauf hin, dass in den bereits genehmigten Tagebaugebieten ausreichend Kohle vorhanden ist, um die bestehenden Braunkohlekraftwerke ausreichend zu versorgen. Weitere Aufschlüsse von Tagebauen erübrigen sich somit.

7 Gesamtfazit und Ausblick

Die Zukunft der Braunkohle in einer zunehmend von erneuerbaren Energieträgern geprägten Stromwirtschaft wird derzeit kontrovers diskutiert. In allen drei Braunkohlerevieren (Rheinland, Mitteldeutschland, Lausitz) gibt es Pläne zum Bau neuer Braunkohlekraftwerke sowie zum Aufschluss neuer Tagebaue. Die Studie kommt jedoch zu dem Schluss, dass der Bau neuer Braunkohlekraftwerke aus ökonomischer, energiewirtschaftlicher sowie umweltpolitischer Perspektive nicht sinnvoll ist:

- Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive dürfte der Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks aufgrund hoher Investitionskosten und abnehmender Volllaststunden nicht rentabel sein; auch bei einem Vergleich alternativer Investitionsmöglichkeiten im europäischen Kontext werden keine Braunkohlekraftwerke gebaut sondern Erdgaskraftwerke;
- unter Berücksichtigung von Übertragungsnetzrestriktionen und einer regional differenzierten Stromnachfrage sind die deutschen Braunkohlereviere zudem ungünstig gelegen; Braunkohlekraftwerke trügen keinen Beitrag zu der erwarteten Kapazitätslücke in Süddeutschland bei und würden somit auch nicht von Kapazitätszahlungen profitieren;
- aus umweltpolitischer Perspektive hat die Absage an die CO_2-Abscheidetechnologie (CCTS) durch die Energiewirtschaft und die Politik Vorstellungen einer „sauberen“ Kohleverstromung zunichte gemacht; hieran ändern auch Wirkungsgradverbesserungen in Höhe einiger Prozentpunkte nichts. Selbst der sehr unwahrscheinliche Fall der

Durchsetzung der CO_2-Abscheidetechnologie (CCTS) würde vor allem der Stahl- sowie anderen Industriezweigen nützen, jedoch aufgrund sehr hoher Kosten nicht der Braunkohlewirtschaft.

Somit zeichnet sich ein relativ kurzer Horizont für die Braunkohle ab: Entsprechend den Analysen laufen die bestehenden Kraftwerke und Tagebaue im Horizont 2040/45 aus. Die planerisch genehmigten Tagebauabbaumengen reichen in allen Braunkohlerevieren aus, um die bestehenden Kraftwerke bis ans Ende ihrer Lebensdauer zu versorgen, somit erübrigt sich der Aufschluss neuer Tagebaue in den drei Regionen.

Aber handelt es sich wirklich, wie manchmal behauptet, um eine „kurze“ Übergangszeit?

Dreißig Jahre, eine volle Generation menschlichen Lebens, erscheint als eine sehr lange Zeit, in der die Energiewende auch in traditionellen Braunkohlerevieren gelingen kann. In Mitteldeutschland und der Lausitz bedeuten drei Jahrzehnte eine längere Zeit, als seit der politischen „Wende“ 1989/90 vergangen ist; im Rheinland liegen ebenfalls wertvolle Erfahrungen der Konversion von Steinkohlegebieten vor. In allen drei Regionen ist die Belieferung bestehender Kraftwerke gesichert, betriebsbedingte Kündigungen sind nicht zu erwarten, und alle drei Regionen verfügen über gute Potenziale zur Umstrukturierung.

Der wirtschaftspolitische Handlungsbedarf liegt nunmehr vor allem auf einer strukturpolitischen Begleitung der betroffenen Regionen im Sinne einer Zukunftsorientierung. Dies könnte sich beispielsweise auf die Neuausrichtung der Energieregionen auf Zukunftstechnologien, Energieforschung sowie Pilotprojekte im Rahmen der Energiewende beziehen. Zudem sollte an einer Verbesserung der Rahmenbedingungen zur Konversion der Bergbaugebiete gearbeitet werden. Im Rheinland liegen bereits Erfahrungen mit der Konversion von Steinkohlegebieten vor. Beim absehbaren Auslaufen der Braunkohlekraftwirtschaft bleibt genügend Zeit für eine wirtschaftspolitische Unterstützung des Strukturwandels, so dass die Energiewende auch in traditionellen Braunkohlerevieren gelingen kann.

8 Referenzen

50Hertz (2009): Regionenmodell Stromtransport 2013. http://www.50hertz.com/de/file/090901_Regionenmodell_Stromtransport_2013.pdf abgerufen am 01.11.2012.

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2011): "Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 - Eingangsdaten der Konsultation."

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2012a): Netzentwicklungsplan 2012, 2.Entwurf, http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012_2/NEP2012_2_Kapitel_1_bis_8.pdf abgerufen am 01.11.2012.

50Hertz, Amprion, TenneT, and TransnetBW (2012b): Entwurf des Szenariorahmen für den NEP 2013.

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2012c): Kraftwerksliste zum NEP 2013. http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/pdf/NEP%202013%20Kraftwerksliste_0.pdf abgerufen am 01.11.2012.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2012): Tabelle zur Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 – 2011. Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi.

BERR – Departement of Business, Enterprise and Regulatory Reform (2007): Development of a CO_2 -transport and storage network in the North Sea: report to the North Sea Basin Task Force. BEER in Association with Element Energy, Pöyry Energy, Britsh Geological Survey.

Bezirksregierung Köln (1995): Landesentwicklungsplan NRW. Abschnitt Energieversorgung. http://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/organisation/abteilung03/dezernat_32/regionalplanung/lepnrw.pdf abgerufen am 12.10.2012.

Bezirksregierung Köln (2012): Regionalplan für den Regierungsbezirk Köln. 5. Planänderung. Kraftwerksstandort Bergheim-Niederaußem, (Planung Kraftwerk BOAplus). http://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/gremien/regionalplanung/teilabschnitt_koeln/index.html abgerufen am 11.10.2012.

Bloomberg (2012): Industrial Emissions Directive: game over for EU coal? European Power – Research Note. Bloomberg Finance L.P. Roderick McKinley, Michael Lawn, 18. Oktober 2012.

BMU – Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): Energiekonzept–für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 2010.

BMU – Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Stuttgart.

BNetzA – Bundesnetzagentur (2011): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2012, Bonn, 2011.

BNetzA – Bundesnetzagentur (2012): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Bonn.

Boldt, J., Hankel, L., Laurisch, L.C., Lutterbeck, F., Oei, P., Sander, A., Schröder, A., Schweter, H., Sulerz, J. (2012): Renewables in the Grid - Modeling the German Power Market of the Year 2030. TU Dresden Electricity Markets Working Paper, WP-EM-48.

BUND – Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (2001): Braunkohle. Abbau sozialverträglich beenden. Zukunftsorientierte Arbeitsplätze schaffen. BUND-Position 35.

DEBRIV – Bundesverband Braunkohle (2012): Bundesverband Braunkohle. Offizielle Webseite des Betreibers. http://www.braunkohle.de/pages/layout3sp_link.php?page=14 abgerufen am 22.10.2012.

dena – Deutsche Energie-Agentur (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020, mit Ausblick 2025. gefördert durch BMU und BMWi. Berlin.

dena – Deutsche Energie-Agentur (2012): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. Berlin, Gutachten im Auftrag der RWE.

Die Bundesregierung (1980): Bundesberggesetz (BbergG). Zuletzt geändert durch Art. 15a G v. 31.7.2009. Informationen zur Aufstellung von Betriebsrahmenplänen. http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bbergg/gesamt.pdf abgerufen am 25.10.2012.

Die Bundesregierung (2008): Raumordnungsgesetz (ROG). Zuletzt geändert durch Art. 9 G v. 31.7.2009. http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/rog_2008/gesamt.pdf abgerufen am 25.10.2012.

Die Bundesregierung (2010): Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG). Zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 17.8.2012. Anlage 3: Liste „SUP-pflichtiger Pläne und Programme“. http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/uvpg/gesamt.pdf abgerufen am 24.10.2012.

Die Bundesregierung (2012): Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie über Industrieemissionen. http://www.derenergieblog.de/wp-content/uploads/2012/05/314-12.pdf abgerufen am 13.11.2012.

Die Landesregierung NRW (2010): Gesetz zur Änderung des Landesplanungsgesetzes NRW (LPIG) vom 16. März 2010. Gesetz- und Verordnungsblatt (GV. NRW.) Ausgabe 2010 Nr. 12 vom 7.4.2010. https://recht.nrw.de/lmi/owa/br_vbl_detail_text?anw_nr=6&vd_id=12095&vd_back=N#NORMFUSS abgerufen am 12.10.2012.

Die Landesregierung Sachsen-Anhalt (2010): Landesentwicklungsplan 2010 des Landes Sachsen-Anhalt. Anhang C7. Vorranggebiete für Rohstoffgewinnung. http://www.landesrecht.sachsen-anhalt.de/jportal/portal/t/19cb/page/bssahprod.psml?doc.hl=1&doc.id=jlr-LEPST2010rahmen%3Ajuris-lr00&documentnumber=2&numberofresults=41&showdoccase=1&doc.part=X&paramfromHL=true#focuspoint abgerufen am 24.10.2012.

EC – European Commission (2009): EU Trends to Energy 2030. Brussel.

EC – European Commission (2010): Directorate-General Energy. Feasibility Study for Europe-wide CO_2-Infrastructures. Issue rev.01. Ove Arup & Partners Ltd. United Kingdom. October 2010.

EC – European Commission (2011): Energy Roadmap 2050, Brussels, 2011.

EEA – European Environmental Agency (2011): The European Pollutant Release and Transfer Register. Kopenhagen, Dänemark.

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity (2012): Stündliche Nachfragedaten für Deutschland 2011, https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/consumption/ abgerufen am 01.11.2012.

EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Köln.

Gozalpour, F., Ren. S. R., Tohidi, B. (2005): CO_2-Eor and Storage in Oil Reservoir. Oil & Gas Science and Technology 60 (3) (maiatzak): 537–546. doi:10.2516/ogst:2005036.

Grüne Liga (2008): Neue Löcher braucht das Land? Ein Hintergrundpapier zur Braunkohlepolitik in Brandenburg. Grüne Liga Brandenburg. Facharbeitskreis Braunkohle. Januar 2008. Potsdam.

Hankel, L., Laurisch, L., Lorenz, C., Oei, P., Sander, A., Schröder, A. (2012): Stellungnahme zum Konsultationsverfahren des Netzentwicklungsplans Strom 2012. http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/consultation/Stellungnahme_vom_DIW_Berlin_zum_NEP_Strom_2012.pdf abgerufen am 11.10.2012.

Herold, J., Oei,P., Tissen, A., Mendelevitch, R. (2012): Carbon Capture, Transport and Storage: Modeling a European Infrastructure, University of Potsdam, Chair for Economic Policy and TU Berlin, Workgroup for Economic and Infrastructure Policy, Resource Markets Working Paper WP-RM-36, Berlin, Deutschland. März 2012.

Herold, J., Rüster, S., Hirschhausen, C. von (2010): Carbon Capture, Transport and Storage in Europe - A problematic energy bridge to nowhere? Centre for European Policy Studies. CEPS Working Document No. 341/November 2010.

Herold, J., Oei, P., Tissen, A. und Hirschhausen, C.von (2011): Ökonomische Aspekte von CCTS im Industriesektor - Potentialabschätzung, Infrastruktur und Nutzungskonkurrenzen. Bericht im Auftrag des WWF Deutschland. Berlin.

Hirschhausen, C. v., Oei, P.-Y., Gerbaulet, C., Haftendorn, C., Kemfert, C. (2012): Energiestrategie Brandenburg 2030 – Erneuerbare forcieren, Braunkohleausstieg fair gestalten. DIW Berlin Wochenbericht 12/11, S. 10-17, Berlin.

Hirschhausen, C. von, Herold, J., Oei, P., Haftendorn, C. (2012a): CCTS-Technologie ein Fehlschlag: Umdenken in der Energiewende notwendig, DIW Berlin Wochenbericht 6/2012, Berlin.

Hirschhausen, C. von, Herold, J., Oei, P. (2012b): How a ´Low Carbon´ Innovation Can Fail - Tales from a ´Lost Decade´ for Carbon Capture, Transport, and Sequestration (CCTS) in Journal of Economics of Energy and Environmental Policy (EEEP), Vol. 1, No. 2, März 2012, Cleveland, Ohio, USA.

Ibi – Innovative Braunkohlen Integration in Mitteldeutschland (2012): Offizielle Webseite des Betreibers, http://ibi-wachstumskern.de/tl/index.php abgerufen am 22.10.2012.

IEA – International Energy Agency (2009): CO_2 Capture and Storage - A Key Carbon Abatement Option. Tech. rep., Paris, France.

IEA – International Energy Agency (2011): World energy outlook 2011., Paris, 2011, ISBN: 9789264124134 9264124136.

IEAGHG - IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ZEP - European Technology Platform for Zero Emission Power Plants (2011): The Costs of CO_2 Storage - Post Demonstration CCS in the EU. Brussels, Belgium.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change (2005): IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Cambridge University Press. Cambridge.

Kemp, A. G, Kasim, S. (2012): The Economics of CO_2-EOR Cluster Developments in the UK Central North Sea/Outer Moray Firth.

Knopf, B., Pahle, M., Edenhofer, O. (2012): Die Energiewende hängt vom Strompreis ab – aber noch fehlt eine robuste Energiestrategie. Energiewirtschaftliche Tagesfragen (5/2012).

Kober, T., Fahl, U., Blesl, M. Voß, A. (2012): Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenutzung in Deutschland - Szenarioanalysen bis zum Jahr 2030 mit Ausblick auf die kommenden Jahrzehnte. Stuttgart, Institut für rationelle Energieverwendung (IER).

Krischer, O. (2012): Stellungnahme/Einwendung zur Änderung des Regionalplans für ein geplantes neues Braunkohlekraftwerk in Niederaußem. Sprecher für Energiewirtschaft. Bündnis 90 die Grünen. Düren. 4. Oktober 2012.

Kuramochi, T., Ramírez, A., Turkenburg, W., Faaij, A. (2012): Comparative assessment of CO_2 capture technologies for carbon-intensive industrial processes. Progress in Energy and Combustion Science 38 (1) (otsailak): 87–112. doi:10.1016/j.pecs.2011.05.001.

Land Brandenburg (2012): Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg. Katalog der Strategischen Maßnahmen. http://www.energie.brandenburg.de/media/bb1.a.2865.de/Energiestrategie_2030_Massnahmekatalog.pdf abgerufen am 24.10.2012.

Lep – Gemeinsame Landesplanungsabteilung Berlin-Brandenburg (2009): Landesentwicklungsplan Berlin-Brandenburg. http://gl.berlin-brandenburg.de/imperia/md/content/bb-gl/landesentwicklungsplanung/lep_bb_broschuere.pdf abgerufen am 2.10.2012.

Lep – Gemeinsame Landesplanungsabteilung Berlin-Brandenburg (2011): Entwurf Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd, Weiterführung in den räumlichen Teilabschnitt II und Änderung im räumlichen Teilabschnitt I (brandenburgischer Teil). http://gl.berlin-brandenburg.de/imperia/md/content/bb-gl/braunkohle/bk_welzow_sued_entwurf_20_07_11.pdf abgerufen am 12.10.2012.

Leuthold, F.U., Weigt, H., Hirschhausen, C.von (2012): A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market. Networks and Spatial Economics, 12, 75–107.

Mendelevitch, R. (2012): The Role of CO_2-EOR for the Development of a CCTS Infrastructure in the North Sea Region – A Techno-Economical Model and Applications. Diplomarbeit an der TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik, Berlin, November 2012.

Meyer, B., Küchle, S. (2010): Staatliche Förderungen der Stein-und Braunkohle im Zeitraum 1950-2008. Berlin: Forum ökologisch-soziale Marktwirtschaft eV..

Meyer, J. (2007): Summary of Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO2 EOR) Injection Well Technology. Contek Solutions, report prepared from the American Petroleum Institute (API).

MIBRAG – Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (2012): Offizielle Webseite des Betreibers. www.mibrag.de/ abgerufen am 22.10.2012.

Ministerium für Infrastruktur und Landwirtschaft (2011): Entwurf Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd, Weiterführung in den räumlichen Teilabschnitt II und Änderung im räumlichen Teilabschnitt I (brandenburgischer Teil). Gemeinsame Landesplanungsabteilung Berlin-Brandenburg, Referat GL 6, Entwurfsstand: 20. Juli 2011.

Oei, P., Herold, J., Tissen, A. (2011): CO_2-Speicherung in Deutschland: Eine Brückentechnologie als Klimalösung? Zeitschrift für Energiewirtschaft 35 (4), 263–273.

Oei, P., Schröder, A., Sander, A., Hankel, L., Laurisch, L., Lorenz, C. (2012): Szenarienrechnungen zum Netzentwicklungsplan (NEP) 2012 – HGÜ-Leitungen überdimensioniert. in Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Edition 09/2012, 80-82; ETV Energieverlag GmbH, Essen, Deutschland.

Öko-Institut e.V. – Institut für angewandte Ökologie, Prognos AG (2009): Modell Deutschland: Klimaschutz bis 2050 – Vom Ziel her denken. Berlin.

Platts (2011): Power System Database Europe. London.

Prognos AG (2012): Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende. Endbericht. Auftraggeber: Verein der Kohlenimporteure e.V., November 2012, Berlin.

Prognos AG (2011): Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland. Auftraggeber Vattenfall Europe AG, Berlin in Zusammenarbeit mit MIBRAG mbH, September 2011, Zeitz, Berlin.

Prognos AG, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie Oktober 2012. Basel, Köln, Osnabrück.

Regionaler Planungsverband Oberlausitz-Niederschlesien (2011): Braunkohlenplan Tagebau Nochten Fortschreibung, Planfassung Entwurf zur Beteiligung nach § 10 Abs. 1 ROG i. V. m. § 6 Abs. 2 SächsLPlG. Stand vom 4. Oktober 2011.

Regionaler Planungsverband Oberlausitz-Niederschlesien (2012): Informationen zum Verfahrensstand im Braunkohleplanverfahren Tagebauerweiterung Nochten. Offizielle Website. http://www.rpv-oberlausitz-niederschlesien.de/braunkohlenplanung/braunkohlenplanung/tagebau-nochten/fortschreibung-des-braunkohlenplans-nochten.html abgerufen am 28.10.2012.

Riedel, M., Lodowicks, A. (2012): Energiewende-Praxis: Bewertungsfragen beim Bau konventioneller Stromerzeugungsanlagen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen (Ausgabe 05/2012).

ROMONTA Unternehmensverbund (2012): Offizielle Webseite des Betreibers. http://www.wachs-und-mehr.de/index.php/de/ abgerufen am 22.10.2012.

Rubin, E., Yeh, S., Antes, S., Berkenpas, M., Davison, J. (2007): Use of experience curves to estimate the future cost of power plants with CO_2-capture. International Journal of

Greenhouse Gas Control 1 (2) (apirilak): 188–197. doi:10.1016/S1750-5836(07)00016-3.

RWE Power AG (2011): Die Zukunft des Rheinischen Braunkohlereviers. Markus Kosma. Vortrag der RWE Power AG bei der von BUND organisierten Tagung in Grevenbroich. Das Braunkohlerevier nach der Braunkohle. Stand und Perspektiven, Dezember 2011.

RWE Power AG (2012): Offizielle Webseite des Betreibers. https://www.rwe.de/web/cms/de/1159564/privatkunden/ abgerufen am 22.10.2012.

Schiffer, H.-W. (2010): Energiemarkt Deutschland. M 72/0083. 11. Auflage.

Schröder, A. und Bracke, M. (2012): Integrated Electricity Generation Expansion and Transmission Capacity Planning: An Application to the Central European Region. DIW Berlin, Discussion Paper 1250.

Schröder, A., Bracke, M., Gerbaulet, C., Mendelevitch, R., Islam, M., Hirschhausen, C. von (2012): Current and Prospective Costs for Electricity Generation, Storage, Demand-Side, and Transmission - Background Paper for the Project "Modeling the Energy Transformation" and Other Modeling Exercises. Berlin: DIW Berlin, TU Berlin.

Schuster, R. (2007): Zur Zukunft der Lausitzer Braunkohle. Kohlebedarf des konventionellen Kraftwerkparks sowie Folgen für den Klimaschutz und die Inanspruchnahme von Siedlungen, Gutachten für die Fraktion „Die Linke", Februar 2007,Cottbus.

Schweppe, F.C., Caramanis, M.C., Tabors, R.D., Bohn, R.E. (1988): Spot Pricing of Electricity. Kluwer Academic Publishers. Boston/Dordrecht/London.

Traber, T., Kemfert, C. (2012): German Nuclear Phase-out Policy: Effects on European Electricity Wholesale Prices, Emission Prices, Conventional Power Plant Investments and Eletricity Trade. DIW Discussion Paper 1219, Berlin.

Tzimas, E., Georgakaki, A., Garcia, C., Peteves, S.D. (2005): Enhanced Oil Recovery using Carbon Dioxide in the European Energy System. Petten,The Netherlands: JRC, Institute of Energy.

Vattenfall (2008): Verfahrensführende Unterlagen zum Braunkohlenplan Tagebau Jänschwalde-Nord, Vattenfall Europe Mining AG, HA Bergbauplanung/-infrastruktur, Cottbus, Dezember 2008.

Vattenfall (2012): Offizielle Webseite des Betreibers. http://www.vattenfall.de/de/index.htm abgerufen am 22.10.2012.

VDE – Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2012): Deutsches Höchstspannungsnetz Wandkarte. Berlin.

VGB PowerTech e.V. (2011): Geplante Neubauprojekte in der EU, Stand: 17.02.2011.

WorleyParsons, Schlumberger (2011): Economic Assessment of Carbon Capture and Storage Technologies: 2011 Update. Canberra, Australia: The Global CCS Institute.