

Mieth, Robert et al.

Research Report

Perspektiven für eine sichere, preiswerte und umweltverträgliche Energieversorgung in Bayern

DIW Berlin: Politikberatung kompakt, No. 97

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Mieth, Robert et al. (2015) : Perspektiven für eine sichere, preiswerte und umweltverträgliche Energieversorgung in Bayern, DIW Berlin: Politikberatung kompakt, No. 97, ISBN 978-3-938762-88-2, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, https://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0084-diwkompakt_2015-0976

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/110633>

Standard-Nutzungsbedingungen:

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

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

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

Terms of use:

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

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

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

Politikberatung kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

2015

Perspektiven für eine sichere, preiswerte und umweltverträgliche Energieversorgung in Bayern

Robert Mieth, Clemens Gerbaulet, Christian von Hirschhausen,
Claudia Kemfert, Friedrich Kunz und Richard Weinhold

IMPRESSUM

© DIW Berlin, 2015

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 3-938762-88-8
ISBN-13 978-3-938762-88-2
ISSN 1614-6921
urn:nbn:de:0084-diwkompakt_2015-0976

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

DIW Berlin: Politikberatung kompakt 97

Robert Mieth^{#,*}

Clemens Gerbaulet^{#,*}

Christian von Hirschhausen^{#,*}

Claudia Kemfert[#]

Friedrich Kunz[#]

Richard Weinhold^{*}

Perspektiven für eine sichere, preiswerte und umweltverträgliche Energieversorgung in Bayern

Forschungsarbeit im Rahmen des „Energiedialog Bayern“ [Arbeitsgruppe 4 „Versorgungssicherheit“], organisiert durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (ST-MWI)

Berlin, Juni 2015

[#] 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

Zusammenfassung

1. Im Rahmen des Energiedialog Bayern (November 2014 – Februar 2015) hat das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (ST-MWI) eine Reihe von Fachleuten aus dem Bereich Energiewirtschaft und -politik um einen Beitrag zum Dialog gebeten. Frau Prof. Claudia Kemfert, Herr Prof. Christian von Hirschhausen sowie andere Experten wurden insbesondere zur Mitarbeit in der Arbeitsgruppe 4 (Versorgungssicherheit), aber auch zur Beteiligung zu den Panelsitzungen eingeladen. Der vorliegende Forschungsbericht fasst die Ergebnisse zusammen, die für den Energiedialog erstellt wurden und ergänzt diese durch Forschungsarbeiten am DIW Berlin bzw. der TU Berlin.
2. Die Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung haben sich im vergangenen Jahrzehnt aufgrund des Fortschritts der IT-Technologie, gesellschaftlicher Forderungen nach Transparenz sowie öffentlichkeitswirksamer Diskussionen zu wissenschaftlichem Fehlverhalten verändert. Sowohl die Transparenz- und Ethikgrundsätze einschlägiger Wissenschaftsorganisationen (z.B. Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG), Verein für Socialpolitik) als auch gesellschaftliche Wertevorstellung fordern eine gesteigerte Transparenz und Nachvollziehbarkeit wissenschaftlicher Ergebnisse. Dieses beinhaltet die Veröffentlichung von Annahmen, Modellen und Berechnungen sowie Ergebnissen sowie den Nachweis kommerzieller und politischer Unabhängigkeit bzw. die Erwähnung potenzieller Befangenheiten. Der vorliegende Forschungsbericht erfüllt diese Anforderungen; die Codes der verwendeten Modelle sowie verwendete Daten und Ergebnisse werden auf Anfrage gerne zur Verfügung gestellt.
3. Im Mittelpunkt der Arbeitsgruppe 4 (Versorgungssicherheit) standen Optionen für eine sichere, preiswerte und umweltverträgliche Stromversorgung Bayerns. Allgemein ist festzuhalten, dass die Versorgungssicherheit Bayerns auch nach der Abschaltung der Atomkraftwerke 2022 nicht gefährdet ist, bettet sich der Freistaat doch sowohl in ein deutsches, grenzüberschreitendes als auch europaweites Stromsystem ein. Die Abschaltung des Atomkraftwerks Grafenrheinfeld Juni 2015 (ca. 10 Terawattstunden pro Jahr Energieerzeugung) wird durch bestehende Überkapazitäten sowohl in Deutschland als auch im Ausland kompensiert. Auch die Abschaltung der weiteren bayerischen Atomkraftwerke Gundremmingen B (2017) und C (2021) sowie Isar (2022) sowie der anderen deutschen AKWs gefährdet die Versorgungssicherheit Bayerns bzw. Deutschlands nicht. Es ist sogar damit zu rechnen, dass Deutschland selbst nach der Schließung aller Atomkraftwerke Stromexporteur bleibt. Modellrechnungen legen nahe, dass die Strompreise um einige €/MWh steigen könnten.
4. Trotz des Rückgangs der Stromproduktion, im Energiedialog als „Deckungslücke“ bezeichnet, ist die Versorgungssicherheit Bayerns somit gewährleistet. Sowohl die benötigte Strommenge als auch die benötigte Leistung können durch unterschiedliche Maßnahmen sichergestellt werden, u.a. Kraftwerksneubau, Speicherentwicklung, Reduktion der Lastspitze, Teilversorgung im Verbund mit Österreich, etc. Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten in Bayern können u.a. durch eine „Strategische Reserve“ oder durch eine „Kraftwerksreserve“ mit regionaler Komponente angereizt werden. Die im Energiedialog diskutierten Kraftwerksinvestitionen (ca. 1-2 Gigawatt Erdgaskraftwerke) erfordern relativ geringe Investitionen (unterhalb von € 1 Mrd.); im Verhältnis zu den für Rückbau der Atomkraftwerke und Endlagerung der radioaktiven Abfälle entstehenden Kosten – derzeit auf € 50-70 Mrd. geschätzt – sind die Kosten für den Kraftwerksneubau sehr gering.
5. Allerdings steigt im Basisszenario die CO₂-Emissionsintensität der Stromversorgung; dies widerspricht dem energiepolitischen Ziel Bayerns, die wegfallende Stromerzeugung aus Atom-

kraftwerken nicht durch Stein- und Braunkohle zu ersetzen (STMWI, 2014). In diesem Zusammenhang muss daher insbesondere darauf geachtet werden, dass der Netzausbau nicht zu einer Steigerung der CO₂-Intensität der bayerischen Stromversorgung führt.

6. Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau (NOVA-Prinzip) spielen zwar eine Rolle für die Entwicklung des Stromsystems und sind auch für die Energiewende von Bedeutung. Aufgrund der guten Substanz der deutschen Stromnetze, der vorausschauenden Planung der Übertragungsnetzbetreiber sowie großzügiger finanzieller Anreize beim Netzausbau hat sich das Stromnetz bis heute aber nicht als Engpass für die Energiewende ergeben und wird dies auf absehbare Zeit auch nicht tun. Die nach dem NOVA-Prinzip prioritäre Nutzung von Optimierung und Netzverstärkung bietet noch eine Vielzahl von Optionen, sodass der Netzausbau nur als letzte (und teuerste) Option zu nutzen ist. So zeigt z.B. eine Simulationsrechnung, dass durch die Steigerung der Leistung einer 380 kV-Stromleitung von 1,7 GW auf 2,0 GW, z.B. durch Leiterseilmonitoring oder Hochtemperaturseile, der Neubaubedarf sinken kann.

7. Die Bildung von Preiszonen im deutschen Stromsystem ist weder bundesweit noch für Bayern sinnvoll für die Erreichung der Ziele der Energiewende. Es steht sogar zu befürchten, dass die Einführung von zwei Preiszonen zu einer geringeren Marktliquidität und Marktunsicherheit führen. Modellrechnungen zeigen, dass bei der Bildung von zwei Preiszonen die durchschnittliche Preisdifferenz lediglich € 2 pro Megawattstunde betrage, d.h. weniger als 5% des Großhandelspreises. Eine Dichotomie „Netzausbau oder Preiszonen“, wie sie im Energiedialog Bayern gerne als Drohkulisse aufgebaut wurde, gibt es nicht.

8. Die im Energiewirtschaftsgesetz angelegte Netzplanung sorgt für einen übermäßigen Netzausbau, bei dem eine große Menge von Kohlestrom im Netz aufgenommen werden muss, welcher zu hohen CO₂-Emissionen beiträgt, ohne die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Ein Teil des Netzausbaus ist damit zur Aufrechterhaltung bestehender Kraftwerksstrukturen angelegt. Vor diesem Hintergrund ist die Tendenz der Bundesnetzagentur zu begrüßen, die zukünftige Kraftwerksplanung mit konkreten CO₂-Emissionsgrenzen zu versehen; im Szenariorahmen 2015 werden z.B. für 2025 ein Ziel von 187 Mio. Tonnen CO₂ und für 2035 ein Ziel von 134 Mio. Tonnen CO₂ angesetzt. Mittelfristig sollte eine Anpassung des EnWG der Form erfolgen, dass Kraftwerks- und Netzplanung besser miteinander verzahnt und somit auch kostengünstiger werden.

9. Im hypothetischen Fall des Baus der HGÜ-Süd-Ost Passage, würden in Ostdeutschland 2,5 Terawattstunden mehr Braunkohlestrom erzeugt; dies entspricht immerhin 10% des für Bayern vermuteten „Deckungslücke“ bzw. der Produktion eines großen Braunkohlekraftwerkblocks. Darüber hinaus führt allein die Ankündigung von großräumigem Netzausbau zu Anpassungsreaktionen in den betroffenen Braunkohleregionen, wie z.B. die Vorbereitung des Baus von Braunkohlekraftwerken bzw. den Aufschluss neuer Tagebaue in Mitteldeutschland (Pödelwitz) und der Lausitz (Welzow-Süd II, Nochten II). Der Bezug von zusätzlichem Braunkohlestrom aus Mittel- und Ostdeutschland ist nicht mit den Zielen der Energiestrategie Bayerns vereinbar. Die Süd-Ost HGÜ Passage wird nicht aus Gründen der Versorgungssicherheit benötigt, sondern dient der Aufnahme zusätzlicher Braunkohlestromüberschüsse in Starkwindperioden; daher ist sie nicht nur energiewirtschaftlich nicht notwendig, sondern sie schadet den energiepolitischen Zielen Bayerns.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Rahmenbedingungen: Politikberatung für die Energiewende	2
2.1	Energiewende	2
2.2	Zielsystem der Energiepolitik in Bayern.....	3
2.3	Wissenschaftliche Politikberatung im Energiedialog Bayern	5
3	Optionen für die zukünftige Stromversorgung in Bayern	5
3.1	Abschaltung der bayerischen Atomkraftwerke	5
3.2	Energiewirtschaftliche Auswirkungen der AKW-Abschaltungen auch bundesweit gering	8
3.3	Optionen zukünftiger Ersatzinvestitionen	9
4	Netzausbau kein Engpass für die Energiewende in Bayern oder auf Bundesebene	12
4.1	Tempo der Energiewende ist unabhängig vom Netzausbau	12
4.2	NOVA-Ansatz birgt noch großes Potenzial.....	13
4.3	Bildung von Preiszonen ist keine sinnvolle Option.....	16
5	Stromnetzausbau und Erzeugungsmix	17
5.1	Interdependenz zwischen Stromnetzausbau und Erzeugungsmix.....	17
5.2	Stand der Literatur	18
5.3	Gelebte Praxis: Netzausbau fördert laut Vattenfall Braunkohleverstromung	19
6	Fallstudie HGÜ-Süd-Ost Passage	21
6.1	Modellansatz.....	21
6.2	Ausgewählte Ergebnisse	22
7	Fazit	25
8	Referenzen	28

Abbildungen

Abbildung 1: Mengeneffekte des Atomausstiegs in Bayern für ausgewählte europäische Länder.....	7
Abbildung 2: Preiseffekte des Atomausstiegs in Bayern in Deutschland.	7
Abbildung 3: Simulierte Preisdauerlinien 2025 nach Abschaltung der Atomkraftwerke in ganz Deutschland.	9
Abbildung 4: Investitionen im Referenzszenario.	11
Abbildung 5: Alternative Investitionsszenarien.	12
Abbildung 6: Leitungsüberlastung und Redispatch im Szenario NEP Verzögert 2023 mit Korridor A und B, unter Annahme einer Leitungskapazität von 1.700 bzw. 2.000 MW.....	15
Abbildung 7: Netto- Austauschflüsse Deutschlands im Jahre 2025.....	23
Abbildung 8: Redispatchmaßnahmen in der 50-Hertz Zone in 2025 mit und ohne Korridor D.....	24
Abbildung 9: Veränderung des Strommixes in Deutschland in 2025 durch Zubau von Korridor D.....	25

Tabellen

Tabelle 1: Kohlekapazitäten in Ostdeutschland, Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Bundesnetzagentur, Eigene Berechnungen	4
Tabelle 2: Erzeugung von Kohlekapazitäten in Ostdeutschland, Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Eigene Berechnungen.....	4
Tabelle 3: Erzeugungskapazitäten im Szenariorahmen 2014.	10

1 Einleitung

Die Energiewirtschaft Bayerns sieht sich einer Reihe von Herausforderungen gegenüber, die teilweise mit der Energiewende zusammenhängen. Zentral steht dabei die Frage des zukünftigen Energiemixes und der Netzarchitektur, sowie ob und unter welchen Bedingungen Bayern eine zukünftige Rolle als Nettoimporteur einnehmen sollte, zur Diskussion. Auch generelle Fragen bezüglich des Ausbaupotentials erneuerbarer Energien, sowie der Einsatz von Speichertechnologien und Maßnahmen zur Förderung der dezentralen Stromerzeugung.

Das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (STMWI) hat im Rahmen des „Energiedialog Bayern“ eine große Anzahl von Stakeholdern sowie externe Experten zusammengebracht, um einen Beitrag zum politischen Entscheidungsprozess gebeten. U.a. wurden Frau Prof. Dr. Claudia Kemfert (DIW Berlin sowie Hertie School) und Herr Prof. Dr. Christian von Hirschhausen (TU Berlin sowie DIW Berlin) zur Mitarbeit in der Arbeitsgruppe 4 (Versorgungssicherheit) als auch zur Beteiligung zu den Panelsitzungen eingeladen.¹

Der vorliegende Forschungsbericht fasst die Ergebnisse zusammen, welche für den Energiedialog erstellt wurden bzw. greift auf jüngere Arbeiten am DIW Berlin bzw. der TU Berlin zurück.² Ausgangspunkt sind dabei die Ziele der Energiewende auf Bundesebene sowie die Leitprinzipien der Energiepolitik in Bayern; darüber hinaus spielen auch europäische und andere internationale Regelungen eine Rolle. Der Bericht fasst eingangs die Rahmenbedingungen zusammen. Diese umfassen sowohl die energiepolitischen Richtlinien Bayerns als auch die für Politikberatung geltenden Regeln wissenschaftlichen Arbeitens (Abschnitt 2). Im Anschluss daran werden Optionen für die Lösung unterschiedlicher Herausforderungen diskutiert, wobei der Schwerpunkt auf Fragen der Stromerzeugung und Netzstruktur liegt (Abschnitt 3). Abschnitt 4 erläutert, dass der Bau bestimmter Trassen den Zielen der bayerischen Energiepolitik entgegenstehen kann, da insbesondere die geplante Süd-Ost Passage zu

¹ Es handelt sich nicht um eine Auftragsarbeit für das Staatsministerium, vielmehr erfolgte die Beteiligung auf eigene Kosten (für die AG-Sitzungen erfolgte eine Fahrtkostenerstattung).

² U.a. die Projekte „Modellgestützte Analysen für die Strommarktgestaltung zur Integration erneuerbarer Energien im Rahmen der Energiewende“ Vgl.: http://www.diw.de/de/diw_01.c.409261.de/forschung_beratung/projete/projekt_homepages/masmie_modellieren_fuer_die_energiewende/masmie_modellieren_fuer_die_energiewende.html, bzw. „Reformbedarf und -modelle für den effizienten Ausbau und Betrieb der Elektrizitätsnetze im Rahmen der Energiewende“ (EE-Netz).

höheren Kohlestromimporten führen würde. Abschnitt 5 schließt den Bericht zusammenfassend ab.³

2 Rahmenbedingungen: Politikberatung für die Energiewende

2.1 Energiewende

Die deutsche Stromversorgung befindet sich derzeit in einer Phase des Umbruchs. Dies betrifft hauptsächlich die Abschaltung der Atomkraftwerke bis 2022, den Rückgang der Kohleverstromung sowie den weiterhin starken Zubau von erneuerbaren Energieanlagen. Daraus gehen voneinander abhängige Probleme hervor, welche kurz- und mittelfristig für die deutsche Stromversorgung relevant sind. In Bayern steht insbesondere die erwartete negative Leistungsbilanz, welche durch die zukünftig geringere Erzeugung durch die bevorstehende Abschaltung der Atomkraftwerke in Kombination mit konstant hoher Last zustande kommen wird, in der Diskussion. Zur Lösung dieser Probleme unter der Prämisse die klima- und energiepolitischen Ziele von Bund und Ländern zu erreichen stehen verschiedene Instrumente zur Diskussion. Aktuelle Studien prüfen die Wirksamkeit und Umsetzbarkeit beispielsweise von Speicherlösungen, dezentraler Erzeugungsstrukturen, Lastmanagement, Marktdesign und Preiszonen, gezielter Entwicklung gesicherter Leistung, sowie Optimierung Verstärkung und Ausbau der Netzinfrastruktur (NOVA-Prinzip).

Diese Diskussion findet derzeit aktiv sowohl auf Bundes- als auch auf Länderebene statt. Das kürzlich erschienene Grünbuch des BMWI, sowie das Aktionsprogramm Klimaschutz der Bundesregierung geben dabei wichtige Impulse bezüglich des Pfades zur deutschen Energiewende. Die großen Energieversorger reagieren nur langsam auf die neuen Herausforderungen, und die Energiewende muss auch eine Wende „von unten“ sein. Investitionen in erneuerbare Erzeugung auf kommunaler Ebene fördern die Akzeptanz für Infrastrukturprojekte und können zusätzlich Einkommen generieren, welche den Bürgern unmittelbar zugutekommen. Auch auf landespolitischer Ebene werden daher Maßnahmen erörtert, um die

³ Die Ausführungen beziehen sich insbesondere auf den „Faktencheck“, welcher im Rahmen der Arbeitsgruppe 4 (Versorgungssicherheit) des Energiedialog Bayern durchgeführt wurde. Die vorliegende Stellungnahme kann keinen Beitrag zu den Punkten „Kombikraftwerk“, Finanzierungsmöglichkeiten sowie Entwicklung des Bruttostromverbrauchs leisten.

Energiepolitik der Länder auf die anstehenden Veränderungen vorzubereiten. Der Energiedialog Bayern fügt sich in diese Diskussion ein.

2.2 Zielsystem der Energiepolitik in Bayern

Die bayerische Energiepolitik hat sich das Ziel einer sicheren, bezahlbaren und umweltverträglichen Energieversorgung gesetzt.⁴ Die Versorgungssicherheit muss auch gewährleistet bleiben, wenn der Umbau weg von der Atomkraft und hin zu erneuerbaren Energien weitergeht; hierfür wird sowohl die verfügbare lokale Stromproduktion als auch die Integration in den mitteleuropäischen Stromverbund vorangetrieben (STMWI, 2014).

In Bezug auf die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung verfolgt Bayern den Grundsatz, dass ein „weitgehender Ersatz der wegfallenden Stromerzeugung aus Kernenergie durch Stein- und Braunkohlekraftwerke mit den Zielen der Energiewende nicht vereinbar“ ist (STMWI, 2014). Dies beinhaltet, die wegfallenden Atomkraftkapazitäten zum Teil durch Gaskraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung zu ersetzen. Insbesondere sollen keine neuen Trassen zum Transit von kohleintensivem Überschussstrom für die Bayerische Energieversorgung gebaut werden.⁵

Im Rahmen des „Faktenchecks“ der Arbeitsgruppe 4 wurde daher Gewicht auf die Annahmen bezüglich zukünftiger Kohlekraftwerke gelegt; insbesondere der ostdeutschen Kohlewirtschaft kommt hier eine besondere Bedeutung zu. Die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Ostdeutschland orientiert sich am Netzentwicklungsplan 2014 bzw. des genehmigten Szenariorahmens 2025 (Tabelle 1). Es wird aufgezeigt, dass die Braunkohle einen wesentlichen Bestandteil der ostdeutschen Erzeugungskapazitäten darstellt, Steinkohlekapazitäten dagegen eine geringere Rolle spielen. Derzeit beläuft sich die Braunkohlekapazität in Ostdeutschland auf 10,1 Gigawatt, welche sich bis 2025 auf 9,0 Gigawatt im Szenario B reduziert. Steinkohlekapazitäten verbleiben auf einem konstanten Niveau, da diese Kraftwerke in Ostdeutschland vorwiegend der Fernwärmebereitstellung dienen.

Aktuelle und regional disaggregierte Statistiken bezüglich der Erzeugungsmengen in Ostdeutschland liegen derzeit nicht vor. Daher greifen wir bei der Abschätzung der Ist-

⁴ Vgl. dazu die Vorgaben für den Energiedialog Bayern durch das ST-WET (2014): „Bayerns energiepolitischen Ziele im Überblick“. München, 03. November 2014.

⁵ Vgl. SM-WMET (2015): Pressemitteilung „Energiedialog“. 02. Februar 2015.

Erzeugung für 2013 auf eigene Modellberechnungen zurück. Tabelle 2 zeigt die derzeitige und fortgeschriebene Erzeugung durch Braun- und Steinkohlekraftwerke in Ostdeutschland. Die Erzeugungsmengen der Braunkohle bleiben mit ca. 70 Terawattstunden konstant, die Erzeugung durch Steinkohle sinkt leicht von 8,0 Terawattstunden auf 6,4 Terawattstunden. Insgesamt zeigt sich, dass sich der leichte Rückgang der Kohlekapazitäten nur teilweise in den Erzeugungsmengen widerspiegelt und eine Erhöhung der Volllaststunden der Braunkohlekapazitäten stattfindet.

[GW]	Ist 2013	NEP 2024 (2. Entwurf) B 2024	Szenariorahmen 2025 (Genehmigte Fassung) B 2025
Braunkohle	10,1	9,7	9,0
Steinkohle	1,3	1,2	1,2

Tabelle 1: Kohlekapazitäten in Ostdeutschland, Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Bundesnetzagentur, Eigene Berechnungen

[TWh]	Ist 2013 ⁶	NEP 2024 (2. Entwurf) B 2024	Szenariorahmen 2025 (Genehmigte Fassung) B 2025
Braunkohle	70,9	70,6	n.v.
Steinkohle	8,0	6,4	n.v.

Tabelle 2: Erzeugung von Kohlekapazitäten in Ostdeutschland, Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Eigene Berechnungen

⁶ Basierend auf eigenen Berechnungen. Vgl. dazu auch Reitz, Felix et al. (2014): Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerksentwicklung in Deutschland: Gutachten im Auftrag der Heinrich-Böll-Stiftung und der European Climate Foundation (ECF). in DIW Politikberatung kompakt 90.

2.3 Wissenschaftliche Politikberatung im Energiedialog Bayern

Wie auch in anderen Industriebranchen, ist eine starke politische Lobbyarbeit durch die Energieversorger aber auch durch die großen Stromverbraucher Teil des Energiedialogs. Diese gut organisierten Gruppen verfügen traditionell über einen besonders großen politischen Einfluss (Olson, 1968). Politikberatung durch unabhängige Experten kann in diesem Zusammenhang die Informationsasymmetrie zwischen Politik (als Prinzipal) und den Agenten reduzieren und helfen, wichtige Fachargumente von reinen Lobbyaktivitäten zu trennen. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass sich die Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung im vergangenen Jahrzehnt aufgrund des Fortschritts der IT-Technologie, gesellschaftlicher Forderungen nach Transparenz sowie öffentlichkeitswirksamer Diskussionen zu wissenschaftlichem Fehlverhalten verändert haben. Sowohl die Transparenz- und Ethikgrundsätze einschlägiger Wissenschaftsorganisationen (z.B. Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG), Verein für Socialpolitik) als auch gesellschaftliche Wertevorstellung fordern eine gesteigerte Transparenz und Nachvollziehbarkeit wissenschaftlicher Ergebnisse (Burda and Gebhard, 2015). Dieses beinhaltet die Veröffentlichung von Annahmen, Rechnungen sowie Ergebnissen sowie den Nachweis kommerzieller und politischer Unabhängigkeit bzw. potenzieller Befangenheiten. Der vorliegende Forschungsbericht erfüllt diese Anforderungen.⁷

3 Optionen für die zukünftige Stromversorgung in Bayern

3.1 Abschaltung der bayerischen Atomkraftwerke

Trotz der Abschaltung mehrerer Atomkraftwerke in Bayern ist die Stromversorgung des Freistaates nicht gefährdet: Kurzfristig stehen deutschlandweit große Überkapazitäten zur Verfügung, und auch langfristig bleibt Deutschland gemäß den Szenarien der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) Stromexporteur (ENTSO-E, 2014a). Daher ist die Versorgungssicherheit Bayerns als Teil des deutschen Energieversorgungssystems per se nicht gefährdet. Die Staatsregierung hat sich jedoch neben Preisgünstigkeit und Sicherheit der

⁷ Die Beispielcodes der verwendeten Modelle sowie verwendete Daten und Ergebnisse werden auf Anfrage gerne zur Verfügung gestellt.

Energieversorgung auch das Ziel gesetzt, wegfallenden Atomstrom nicht durch zusätzlichen Kohlestrom zu ersetzen. Die in Bayern wegfallenden Kapazitäten müssten so durch Importe oder lokale Erzeugung, z.B. durch Erneuerbare und Gaskraftwerke, ausgeglichen werden. Im Folgenden muss daher insbesondere auf den Kraftwerksmix sowie die Rahmenbedingungen alternativer Versorgungsoptionen eingegangen werden.

Abbildung 1 zeigt Ergebnisse einer Simulation des Atomausstiegs lediglich der bayerischen Kernkraftwerke ohne Ersatz durch zusätzliche lokale Stromerzeugungskapazitäten. Der benötigte Strom wird in diesem Fall sowohl aus anderen Regionen Deutschlands als auch aus dem benachbarten Ausland importiert. Dargestellt sind die Erzeugungsmengen pro Land, im Basisfall (heute) und bei Abschaltung der in Bayern befindlichen Atomkraftwerke. Die Erzeugung in Deutschland sinkt proportional zu den in Bayern abgeschalteten Kapazitäten (um ca. 22 Terawattstunden); diese wird durch Mehrproduktion in den Nachbarländern, insbesondere Italien (4,5 Terawattstunden) und den Niederlanden (4 Terawattstunden) ausgeglichen; die Auswirkungen auf die Erzeugungsmengen in den Nachbarländern sind insgesamt niedrig. Dementsprechend sind die Preiseffekte ebenfalls sehr gering. Abbildung 2 zeigt die geordneten Preisdauerlinien⁸ der beiden Szenarien. Die Preisdauerlinie im Falle des Atomausstiegs liegt nur leicht über dem Basisfall, nur im Falle starker Last ist der relative Anstieg höher. Der durchschnittliche Großhandelspreis von Strom steigt um ca. € 2 pro Megawattstunde.

⁸ In einer geordneten Preisdauerlinie werden die 8760 stündlichen Großhandelspreise eines Jahres absteigend sortiert abgetragen.

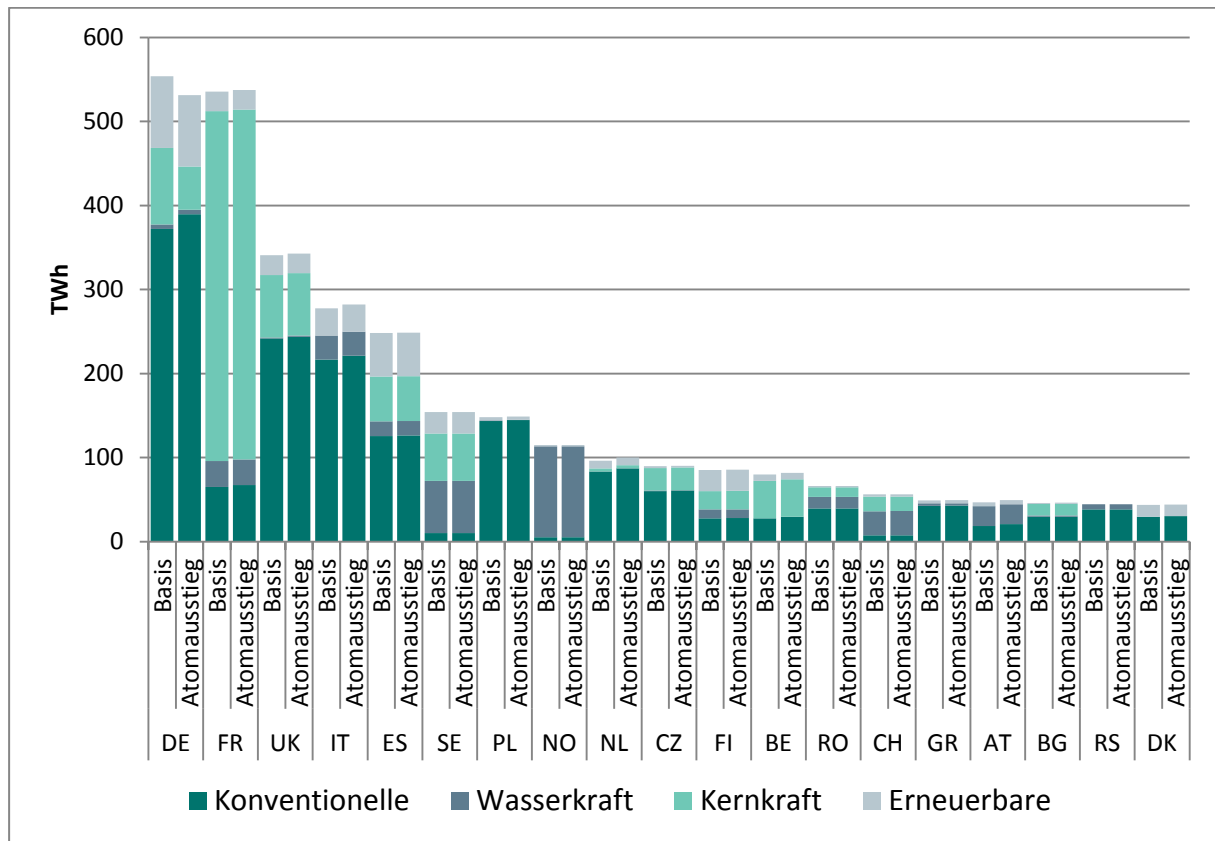


Abbildung 1: Mengeneffekte des Atomausstiegs in Bayern für ausgewählte europäische Länder.⁹

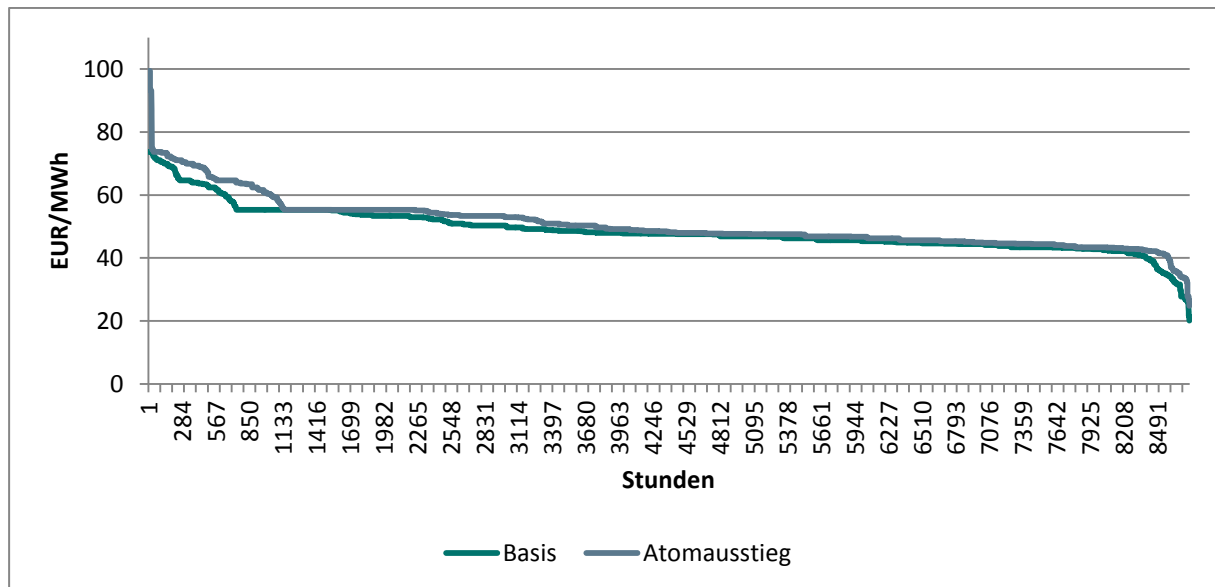


Abbildung 2: Preiseffekte des Atomausstiegs in Bayern in Deutschland.¹⁰

⁹ Eigene Darstellung.

¹⁰ Eigene Darstellung.

3.2 Energiewirtschaftliche Auswirkungen der AKW-Abschaltungen auch bundesweit gering

Auch nach der Abschaltung der verbleibenden Atomkraftwerke deutschlandweit bis zum Jahr 2022 ist nach aktuellem Stand der Planungen die Versorgungssicherheit in Deutschland und den Nachbarländern gewährleistet.¹¹ Zur Analyse dienen neben dem Szenariorahmen für Deutschland auch die Szenarien zur Kapazitätsplanung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, der sogenannte System Outlook & Adequacy Forecast (SOAF)¹². Laut aktueller Kapazitätsplanung der ENTSO-E sind für Deutschland und die Nachbarländer Kapazitäten von 367 Gigawatt konventioneller Stromerzeugung zu erwarten. Im Kontext des Strommarkts in Mitteleuropa ist die Versorgung in Deutschland auch in Spitzenlaststunden abgesichert; in diesen wenigen Extremstunden ist Deutschland Netto-Importeur (ENTSO-E, 2014a).

Die Strompreisprognose für den Großhandelsmarkt hängt stark von den antizipierten Kohlenstoffdioxid- (CO₂-) und Brennstoffpreise ab. Ein Vergleich der geordneten Preisdauerlinien für das Jahr 2025 zwischen dem Standard-Szenario des SOAF sowie einem Szenario mit reduzierten Rohstoffpreisen deutet insgesamt auf einen leichten Preisanstieg hin, dessen genaue Höhe jedoch unsicher ist; die simulierten Durchschnittspreise variieren zwischen € 34 und € 47 pro Megawattstunde.¹³

¹¹ Vgl. DIW Wochenbericht 22/2015: „Atomausstieg geht in die nächste Phase: Stromversorgung bleibt sicher – große Herausforderungen und hohe Kosten bei Rückbau und Endlagerung“.

¹² Vgl.: ENTSO-E, 2014a.

¹³ Dieses alternative Szenario mit reduzierten Rohstoffpreisen geht von einem CO₂-Preis in Höhe von zehn Euro (statt € 21 aus den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber) je ausgestoßener Tonne und von einem Erdgaspreis in Höhe von 20 Euro (statt € 27) je Megawattstunde (thermisch) aus.

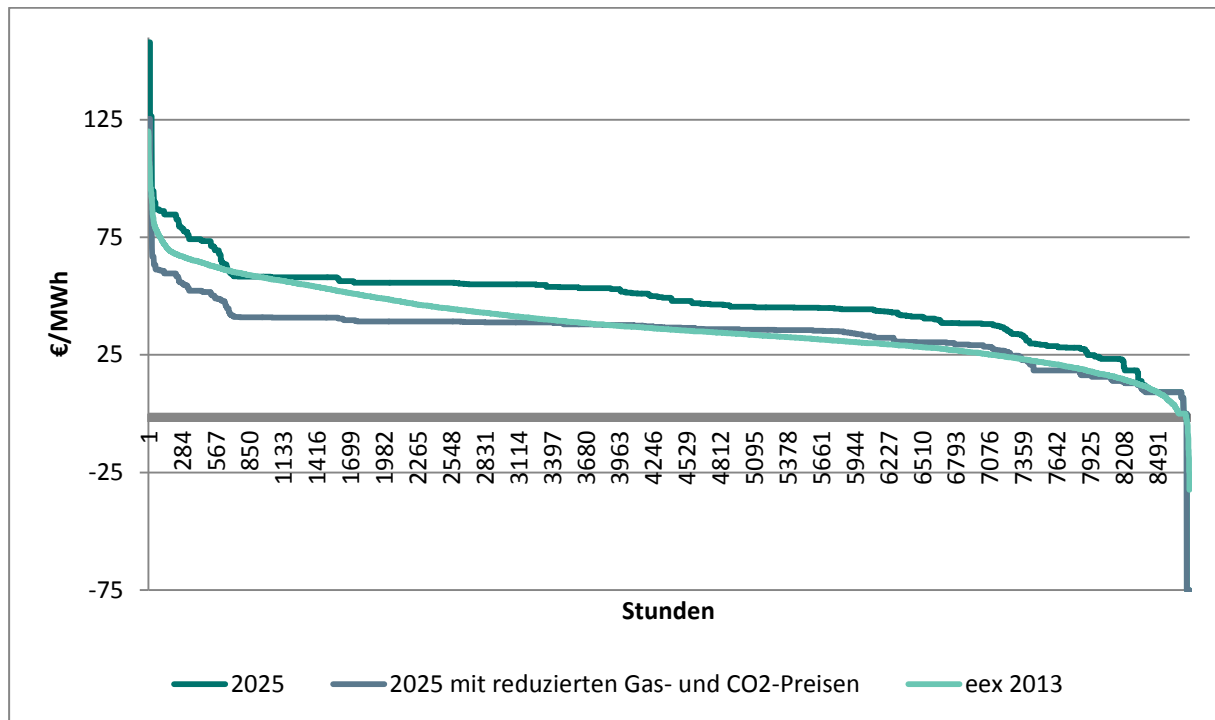


Abbildung 3: Simulierte Preisdauerlinien 2025 nach Abschaltung der Atomkraftwerke in ganz Deutschland.¹⁴

3.3 Optionen zukünftiger Ersatzinvestitionen

Eine Studie von Egerer und Schill (2014) liefert Anhaltspunkte für zukünftige Entwicklungen in Bayern (obwohl sie nicht explizit für diese Fragestellung entwickelt wurde). Die Studie vergleicht die infrastrukturellen Optionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Im Gegensatz zum Netzentwicklungsplan wird auf der Erzeugungsseite kein exogener Zubau an neuen fossilen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken angenommen. Der Rückbau an konventionellen Kraftwerken und die Ausbauziele für erneuerbare Erzeugung geben in ihrer räumlichen Verteilung die Zahlen des Szenariorahmens¹⁵ 2014 wieder (Tabelle 3).

¹⁴ Quelle: DIW Berlin, Wochenbericht 22/2015.

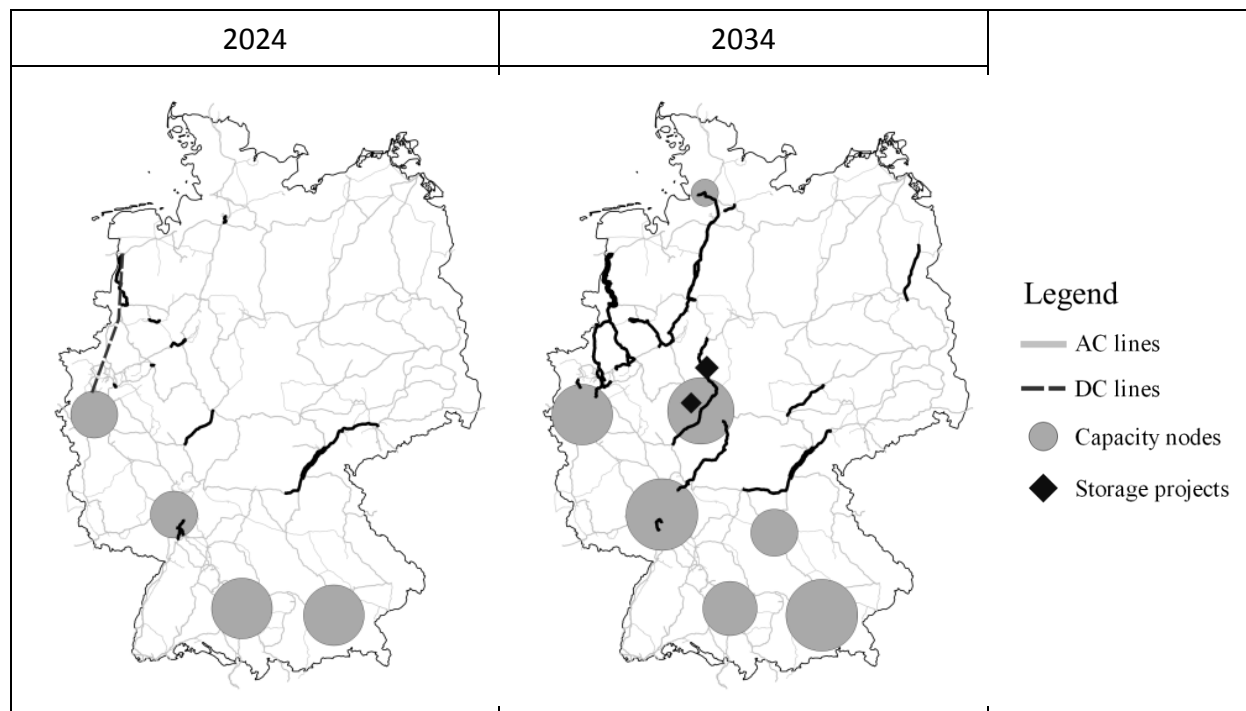
¹⁵ 50Hertz et al. (2013)

[GW]	2012 Status quo	2024 B	2034 B
Kernenergie	12.1	-	-
Braunkohle	21.3	15.4	11.3
Steinkohle	25.5	25.8	18.3
Öl und andere	8.3	5.6	3.9
Erdgas	26.9	22.4	22.0
Pumpspeicher	6.4	6.3	6.3
Erdgas (geplant)	-	5.9	15.7
Pumpspeicher (geplant)	-	3.7	3.7
Wind onshore	31.0	55.0	72.0
Wind offshore	0.3	12.7	25.3
Photovoltaik	33.1	56.0	59.5
Biomasse und andere	6.5	10.2	11.5
Laufwasser	4.4	4.7	5.0

Tabelle 3: Erzeugungskapazitäten im Szenariorahmen 2014.¹⁶

Eine Analyse mit einem integrierten Planungsansatz (gleichzeitige Optimierung der Kraftwerkseinsätze und des Übertragungsnetzes) für Infrastrukturmaßnahmen zur Integration erneuerbarer Erzeugung (Stromnetzausbau, Speicher und Spitzenlastkraftwerke) zeigt verschiedene Lösungsoptionen. Im Referenzszenario ist ein begrenzter Umfang des Netzausbaus ausreichend (Abbildung 4). Unter der Zielfunktion die Gesamtsystemkosten zu minimieren ist eine stärkerer Abregelung von Windkraft in Stunden sehr hoher Einspeisung kostengünstiger als zusätzlicher Netzausbau; die stillzulegenden Atomkraftwerke werden u.a. durch den Zubau von Gas- und Dampfkraftwerken (GuD), vor allem in Süddeutschland, ersetzt. Die Ergebnisse für 2034 zeigen einen erhöhten lokalen Netzausbaubedarf an. Der verstärkte Rückbau an Kohlekapazitäten führt aufgrund fehlender Alternativen im Modell (z. B. Nachfragemanagement) zum Zubau weiterer Gaskraftwerke.

¹⁶ Quelle: 50Hertz et al. (2013)

Abbildung 4: Investitionen im Referenzszenario.¹⁷

In den alternativen Szenarien fordert vor allem eine geringere Abregelung von Wind- bzw. Kohlekraft einen erhöhten Netzausbau von Nord- nach Süddeutschland (Abbildung 5). Ein System ohne Netzausbau ist möglich, würde jedoch einen entsprechend Ausbau der Erzeugungskapazitäten im Süden und Westen Deutschlands erforderlich machen. Eine reduzierte Abregelung von Wind- und Kohlestrom führt zu einem verstärkten Ausbau der Übertragungsnetze. In 2024 reduziert sich die Abregelung um 0,7 TWh (bei 100€/MWh Abregelungspönalisierung) bzw 1,3 TWh (1000€/MWh). In diesem Fall finden keine Abregelungen mehr statt. In 2034 sind es zwischen 2,8 TWh und 3,5 TWh. Die exogene Annahme zur Realisierung der Pumpspeicherprojekte ermöglicht eine bessere Integration der erneuerbaren Erzeugung bei einer geringen Kostensteigerung im Vergleich zu den Referenzszenarien.

¹⁷ Quelle: Egerer und Schill, 2014.

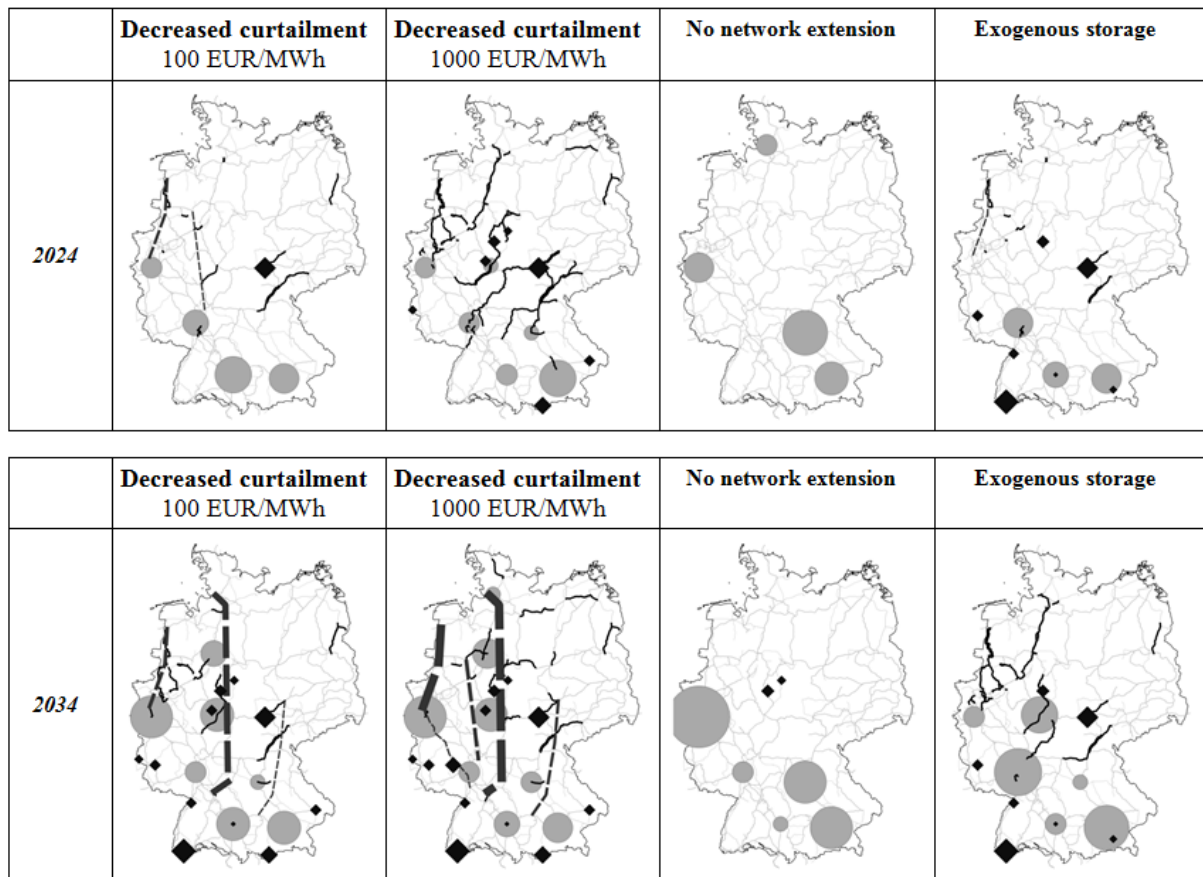


Abbildung 5: Alternative Investitionsszenarien.¹⁸

4 Netzausbau kein Engpass für die Energiewende in Bayern oder auf Bundesebene

4.1 Tempo der Energiewende ist unabhängig vom Netzausbau

Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung wird wiederholt behauptet, dass das Tempo des Netzausbaus, das Tempo der Energiewende bestimme, jedoch zeigen aktuelle Studien und Rechnungen, dass dies nicht der Fall ist.¹⁹

Erstens schreitet der Netzausbau kontinuierlich voran: Von den 2009 mit dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) verabschiedeten Maßnahmen wurden bereits über 400 Trassenkilometer realisiert und sowohl Netzerweiterungen (Neubeseilung, Zusatzbesei-

¹⁸ Quelle: ebenda.

¹⁹ Vgl. Mieth, Robert, et al. (2015): Stromnetze und Klimaschutz: neue Prämissen für die Netzplanung. in DIW Wochenbericht 6/2015, sowie Kunz, F. et al. (2013): Mittelfristige Strombedarfsdeckung durch Kraftwerke und Netze nicht gefährdet, in DIW Wochenbericht 48/2013 – „Sicherung der Stromversorgung“.

lung) als auch die Netzausbauten (Neubau in bestehenden Trassen und Neubau in alten Trassen) erlebten in der Vergangenheit nur geringfügige Verzögerungen. Viele weitere Leitungsabschnitte sind in einem fortgeschrittenen Stadium der Projektierung und werden in naher Zukunft fertig gestellt.²⁰ Somit ist der Netzausbau dem Zeitplan zwar leicht hinterher, stellt aber auf absehbare Zeit keinen Engpass für die Energiewende dar.

Zweitens ist das deutsche Verbundnetz aufgrund seiner historischen Entwicklung in den letzten Jahrzehnten bereits so stark ausgebaut worden, dass trotz des Atomausstieges und einem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien, die Strommengen, die in den Redispatch gingen, sehr gering blieben: Im Jahr 2014 summierten sich die Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in den Kraftwerksbetrieb aufgrund von Engpässen im Netz auf 4,2 Terawattstunden;²¹ dies entspricht weniger als einem Prozent der insgesamt in diesem Jahr erzeugten Strommenge.²²

4.2 NOVA-Ansatz birgt noch großes Potenzial

Abgesehen vom Netzausbau stehen günstigere Optionen zur Verfügung die Übertragungskapazitäten im bestehenden Rahmen zu steigern, vor allem durch Optimierung bzw. Verstärkung. Die Möglichkeit des Einsatzes neuer Betriebsmittel welche die Flexibilität des Netzes erhöhen wird als mögliche Alternative und Ergänzung zu Netzausbaumaßnahmen diskutiert. Ein Mittel, auf bestehenden Trassen eine Erhöhung der Transportkapazität zu ermöglichen ist die Verwendung von Leiterseilmonitoring und der Einsatz von Hochtemperaturseilen. Die von den Übertragungsnetzbetreibern verwendeten thermischen Grenzleistungen sind konservativ gesetzt.²³ Die Einführung von Leiterseilmonitoring und Hochtemperaturbeseilung

²⁰ Vgl.: Bundesnetzagentur (2014) - EnLAG Monitoringbericht, Stand des Ausbaus nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum dritten Quartal 2014, Berlin. Seit 2010 wurden 438 km Leitungsneubau durchgeführt.

²¹ Gemäß Transparenz-Datenbank der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter URL: <https://www.netztransparenz.de/de/Redispatch.htm>. Letzter Zugriff 23.01.2015.

²² Von diesen Leistungsanpassungen zur Vermeidung von Netzengpässen (Redispatch) entfällt der Großteil auf Maßnahmen innerhalb der Regelzone von TenneT und auf die Grenzregion zwischen TenneT und 50Hertz Transmission. Die Regelzone des Netzbetreibers TenneT erstreckt sich von Schleswig-Holstein und Niedersachsen über Hessen nach Bayern. Der Netzbetreiber 50Hertz Transmission deckt das Gebiet Nord-Ostdeutschland ab.

²³ Nach Jarass & Obermaier (2012) ist durch eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen eine Erhöhung der thermischen Kapazität zwischen 50% (normal auf „extra stark“) und 125% (normal auf „extra stark“ mit Hochtemperaturmaterialien) möglich. Diese Aussagen beziehen sich auf eine Studie von 50 Hertz (2010: „Was können Hochtemperaturleiterseile leisten?“, Tagung der Bundesnetzagentur, 09. Juli 2010) und von Vattenfall (2007: „Windintegration im Übertragungsnetz nur durch Netzausbau?“, Fachtagung Windintegration und Netzausbau, Hannover, 12. Juni 2007). Beide Quellen waren für uns nicht verfügbar. Im NEP 2014, zweiter Entwurf, (S. 124f)

hat seit 2005 (dem Datum der Veröffentlichung der ersten dena-Netzstudie (dena et al., 2005)) mit Ausnahme der Strecke Remptendorf-Redwitz nur geringe Fortschritte gemacht.

Abbildung 6 zeigt modellierte Netzsituationen in Deutschland mit verschiedenen Kapazitätsschätzungen für 380 kV-Standardleitungen. Angenommen werden der Kraftwerkspark von 2023 und das deutsche Stromnetz mit leichten Verzögerungen im Netzausbau. Bei hoher Last und keiner Einspeisung durch Photovoltaik (Winterabend) herrscht ein hoher Transportbedarf. Zunächst wird von 1.700 MW Leitungskapazität ausgegangen. Hervorgehoben in Abbildung 6 sind Leitungen, die basierend auf dem Marktergebnis ohne korrigierende Maßnahmen (Redispatch) überlastet wären. Hier zeigen sich im Schwachwindfall nur einzelne lokale Engpässe, während im Starkwindfall insbesondere im Raum Brandenburg / Sachsen vermehrt negativer Redispatch auftritt, der durch Kapazitäten im Süden und Westen ausgeglichen werden muss. In der zweiten modellierten Netzsituation wird eine bedarfsweise Verstärkung der Freileitungen auf 2.000 MW angenommen. Die Anwendung von Hochtemperaturleiterseilen führen zu einem starken Rückgang der durch das Marktergebnis theoretisch auftretenden Leitungsüberlastungen und dadurch induzierten Redispatchmengen. Wie im konservativen Szenario auch, tauchen Engpässe in Situationen knapper Erzeugungskapazität nur vereinzelt auf. Im Starkwindfall ergeben sich weiterhin Leitungsüberlastungen, diese sind aber signifikant niedriger als unter der Annahme von 1.700 MW.²⁴

wird von einer maximalen Erhöhung der Stromstärke von etwa 50% ausgegangen. Das wirkt sich ungefähr gleichsam auf die Erhöhung der thermischen Übertragungskapazität aus, jedoch steigt die Verlustleistung. NEP 2014 (S. 60): „Im Rahmen der Netzoptimierung wird grundsätzlich die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) bzw. Hochstrombeseilung untersucht. Auf den Leitungsabschnitten, bei denen ein Einsatz aufgrund der Statik der Masten möglich ist, wird diese berücksichtigt.“

²⁴ Derzeit diskutierte Leitungskapazitäten von über 2.500 MW könnten einen weiteren Beitrag zur Kapazitätserhöhung des Netzes liefern.

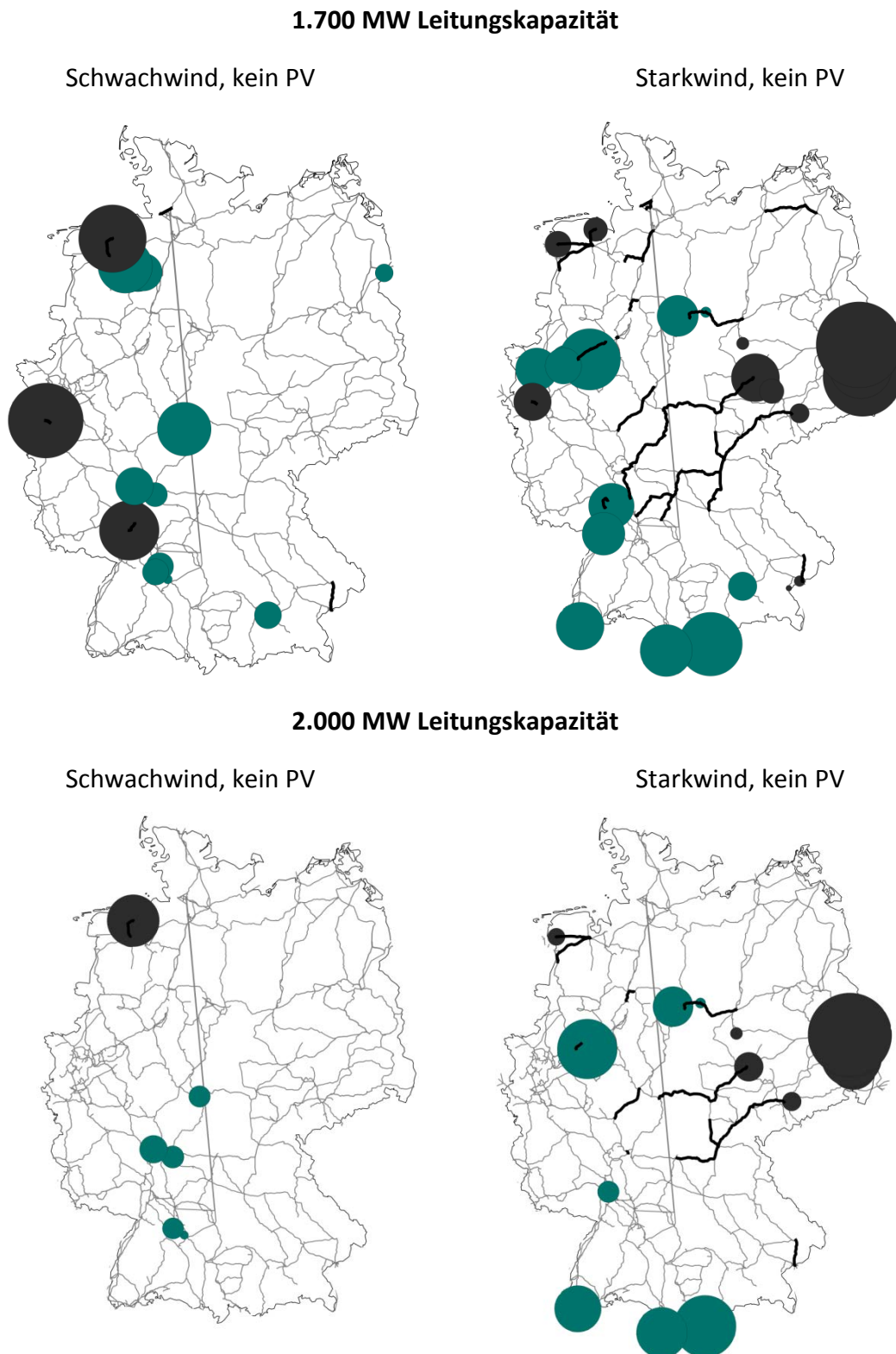


Abbildung 6: Leitungsüberlastung und Redispatch im Szenario NEP Verzögert 2023 mit Korridor A und B, unter Annahme einer Leitungskapazität von 1.700 bzw. 2.000 MW.²⁵

²⁵ Eigene Darstellung.

4.3 Bildung von Preiszonen ist keine sinnvolle Option

Auch Fragen des Engpassmanagements sind im Rahmen des Energiedialog Bayern diskutiert worden. Die deutsche Strompolitik sowie die Regulierungsbehörde, die Bundesnetzagentur (BNetzA), lehnen bisher eine Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone ab.²⁶ Auch das „Grünbuch“ des BMWi zum Strommarkt in Deutschland verlangt, die einheitliche Preiszone in Deutschland zu erhalten, und begründet dies sowohl mit traditionellen Argumenten (wie einer Verringerung der Liquidität und der Gefahr der Ausübung von Marktmacht), als auch mit Spezifika der Energiewende, unter anderem einer dann notwendigen unterschiedlichen Berechnung der EEG-Umlage im Norden und im Süden Deutschlands.²⁷ Auch die bayerische Staatsregierung hat sich im Rahmen des Energiedialogs diesbezüglich kritisch geäußert. Modellbasierte Szenarien sowie Plausibilitätserwägungen legen nahe, dass die Einführung von zwei Preiszonen in Deutschland aktuell tatsächlich keinen wesentlichen Beitrag zur Verbesserung des Engpassmanagements leisten würde. Im Gegenteil steht sogar zu befürchten, dass die Einführung von zwei Preiszonen zu einer geringeren Marktliquidität und Markttunsicherheiten führen würde. Die Preiseffekte wären bei der Bildung von zwei Preiszonen (Norden und Süden) gegenwärtig nur gering. Die durchschnittliche Preisdifferenz zwischen den Zonen würde bei € 1,70 pro Megawattstunde liegen (weniger als fünf Prozent des Großhandelsstrompreises). Zwei Preiszonen führen nur im begrenzten Umfang zu einer Reduktion der aufgrund von Netzengpässen notwendigen Anpassungsmaßnahmen des Marktergebnisses durch die Netzbetreiber. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist daher von der Einführung von zwei Preiszonen in Deutschland abzuraten. Eine Dichotomie „Netzausbau oder Preiszonen“, wie sie im Energiedialog Bayern gerne als Drohkulisse aufgebaut wurde, gibt es nicht.

²⁶ Vgl.: Frontier Economics and Consentec (2011): Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des Europäischen Strommarkts – Ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur.

²⁷ Vgl.: BMWi (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch).

5 Stromnetzausbau und Erzeugungsmix

5.1 Interdependenz zwischen Stromnetzausbau und Erzeugungsmix

Sowohl theoretische Arbeiten als auch praktische Fallstudien zeigen, dass beim Ausbau bestimmter Stromleitungen diejenigen Energieträger an Gewicht gewinnen, welche im Großraum der Netzeinspeisepunkte liegen; in diesem Sinne ist Netzausbau niemals „neutral“ bezüglich des bestehenden oder zukünftigen Energiemixes. Dieser Tatbestand lässt sich im Fall der derzeit diskutierten Süd-Ost Passage („Korridor D“) von Wolmirstedt nach Gundremmingen veranschaulichen, welcher mittelbar zu einer Stützung der Braunkohlewirtschaft bei der Stromversorgung Bayerns führen würde.

Traditionell erfolgte der Stromnetzausbau mit dem Ziel, die Erzeugung mit der Nachfrage zu verbinden. Mit den Reformen die im Zusammenhang mit den klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung stehen, wurde der Prozess der Netzplanung in der Novellierung des EnWG 2011 im §12 strukturell neu geregelt und den Übertragungsnetzbetreibern unter der Regulierung der BNetzA aufgetragen. Die Kompetenzen sind dabei klar definiert und leiten sich direkt aus dem EnWG ab. Neben den politisch vorgegebenen Zielen der Energie- und Klimapolitik sind die Netzbetreiber bei der Erstellung des Netzentwicklungsplanes (NEP) an das im §1 des EnWG formulierten Zieldreiecks gebunden. Die Netzausbauplanung ist damit in ihrem gesetzlichen Rahmen die Rolle eines Werkzeugs zugewiesen, welches Netzstabilität gewährleisten soll, und gleichzeitig die Erreichung anderer energiepolitischer Ziele gewährleistet.²⁸

Bis zum Netzentwicklungsplan 2014 wurden bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Aspekte des Klimaschutzes (im Sinne von sektorspezifischen CO₂-Emissionszielen) vernachlässigt. Gemäß den oben dargestellten Rahmenbedingungen von Energiewende und Klimaschutz ändert sich jedoch die Rolle der Stromnetze, die eine „dienende“ Funktion einnehmen müssen: Netzausbau dient demnach vor allem der Systemsicherheit, aber eben auch dem Klimaschutz.²⁹ Stromnetzausbau ist nur dann sinnvoll, wenn er den Zielen der Energiewende dient, u.a. der Integration Erneuerbarer und der Treibhausgasemissionsreduktion.

²⁸ Vgl. dazu auch: Mieth, R. und Weinhold, R. (2015): „Neue Prämissen für die Netzplanung“. Beitrag vom 20.05.2015 auf der Plattform „Dialog.Energie.Zukunft“. Online abrufbar unter: <https://www.dialog-energie-zukunft.de/neue-praemissen-netzplanung/#inhalt>. Letzter Aufruf: 30.05.15.

²⁹ Vgl. die gemeinsame Stellungnahme von DIW Berlin und Lehrstuhl für Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik TU Berlin: Ihlenburg, R. et al (2014, S.4) – Stellungnahme zum Szenariorahmen 2025 des Netzentwicklungsplan Strom 2015 vom 30. April 2014. Berlin.

Ein Teil der im Energiedialog Bayern diskutierten Kontroverse bzgl. Stromnetzausbau und Erzeugungsmix geht auf unterschiedliche Interpretationen der Rolle der Stromnetze zurück. Dabei wurde von einigen Experten die Meinung vertreten, in der langen Frist – jenseits der 2030er Jahre – würde aufgrund des dann dominanten Anteils fluktuierender Erneuerbarer eine stark ausgebaute Übertragungsnetzinfrastruktur, auch mit HGÜ-Leitungen, benötigt (z.B. Matthes, 2015). Dem gegenüber steht die kurzfristigere Perspektive, z.B. bei Betrachtung der 2020er Jahre, dass der Ausbau der HGÜ-Trassen vor allem die bestehenden Kohlekraftwerke begünstige: Die derzeit gültige Regelung des EnWG fördere die „Vorrangregelung“ für fossile Kohlestromeinspeisungen, welche unabhängig von der jeweiligen Netzsituation immer berücksichtigt werden müssten (Jarass, 2015).

Im vorliegenden Bericht wird das Gewicht auf die kürzere Frist gelegt, d.h. die Notwendigkeit, die Kohleverstromung, insbesondere die Braunkohleverstromung, innerhalb der nächsten zwei Jahrzehnte zurückzufahren, sofern die Option zur Aufrechterhaltung der Klimaschutzziele gewahrt bleiben soll.³⁰ Ziel ist dabei zum einen die geplante umfängliche Braunkohleverstromung, inkl. des Aufschlusses neuer Tagebaue sowie der Abbaggerung von Dörfern, zu verhindern und gleichzeitig auf eine Anpassung des EnWG hinzuarbeiten, welches derzeit noch die Einspeisung fossiler Stromerzeugung fördert, selbst wenn dies aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht notwendig ist. Dazu erfolgt nunmehr neben der Darstellung der Literatur und gelebter Praxis eine Fallstudie für die geplante HGÜ-Süd-Ost Passage.

5.2 Stand der Literatur

In der jüngeren Literatur wird die Hypothese des Zusammenhangs zwischen Stromnetzausbau und Erzeugungsmix bestätigt. Insbesondere zeigen aktuelle numerische Modellierungsarbeiten, dass der Netzausbau in einem System CO₂-intensiver Stromproduktion zu höheren Treibhausgasemissionen führt. Dies wird z.B. in der Dissertation von Carlo Brancucci (2013) gezeigt, der den Netzausbau auf europäischer Ebene in unterschiedlichen Szenarien modelliert.³¹ Bei niedrigen CO₂-Preisen (die für 2025 zu erwarten sind) führt ein Ausbau der Strom-

³⁰ Dies ist eine subjektive „Wertvorstellung“, welche der Modellierung sowie der weitergehenden Argumentation vorangestellt wird; sie begründet sich mit der Vermutung, die (von der Energiewirtschaft angekündigte) Förderung der Braunkohle würde die angestrebten langfristigen Ziele zunichtemachen.

³¹ Im Rahmen der Sensitivitätsanalysen zeigt Brancucci, dass gesteigerte Grenzübertragungsinfrastruktur zu steigenden CO₂-Emissionen führen kann, s. (Brancucci, 2013, Kapitel 3.4 „Sensitivity Analysis“)

trassen zu einer Stärkung der „günstigen“ Stromquellen, vor allem Kohle. Konkret führt im Basismodell von Brancucci eine Ausweitung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten entsprechend dem Hauptszenario der Übertragungsnetzbetreiber zu einer Steigerung der CO₂-Emissionen von 43 Mio. Tonnen (3,6%).³²

Auch im Rahmen einer allgemeinen Gleichgewichtsanalyse ist der Effekt nachweisbar. Abrell und Rausch (2015) zeigen, dass der europaweite Netzausbau in einem System mit wenig Wind, aber viel Kohle, zu einer Stärkung der Kohlverstromung führt und die CO₂-Emissionen steigert. So steigen im Basisszenario die CO₂-Emissionen mit zusätzlichem Netzausbau (je nach Szenario um 9-30 Mio. Tonnen; ca. 1-3%), und selbst bei Erreichung der 2020er Ziele für Erneuerbare (20%) nehmen die CO₂-Emissionen noch leicht zu. Die Erläuterung ist dieselbe wie bei Brancucci (2013): Der grenzüberschreitende Netzausbau fördert die Produktion und den Export von CO₂-intensivem Kohlestrom.³³

Eine konkrete Anwendung des Prinzips ist aus der Betrachtung möglicher Stromverbindungen zwischen Südeuropa und Nordafrika bekannt. So zeigt eine im Europäischen Parlament zirkulierende Studie („Cables for Carbon“, s. Turmes, 2010) auf, dass eine Vielzahl der geplanten Verbindungen nicht – wie i.d.R. öffentlichkeitswirksam verkündet – dem Transport von Sonnenenergie dient, sondern vor allem die Verstromung fossiler Rohstoffe fördert.

5.3 Gelebte Praxis: Netzausbau fördert laut Vattenfall Braunkohleverstromung

Ein weiteres Argument in der Diskussion sind die induzierten Effekte des erwarteten Netzausbaus auf Investitionen und den Erhalt bestehender Braunkohlekraftwerke, sowie den Aufschluss neuer Tagebaue. Da Fragen des Klimaschutzes in der Netzausbauplanung bisher

³² „Higher cross-border transmission capacity throughout Europe has a negative environmental impact in this scenario: CO₂ emissions increase by 3.6%. The reason is that the marginal cost of coal and lignite plants is lower than the marginal cost of gas plants because the CO₂ price is not high enough to have a significant impact on the merit order of generation. More transmission capacity makes it possible to utilize coal and lignite more fully at the cost of gas plants“ (Brancucci, 2013, S. 43).

³³ „For low and intermediate levels of renewables, CO₂ emissions increase irrespective of the magnitude of the transmission infrastructure expansion. The main driver of this result is that TIP increases economic incentives to export (and produce) cheap coal-fired electricity resulting in a decrease of gas-fired production. A second effect driving the emissions increase is the boost in overall economic activities brought about by the efficiency gains from cross-country electricity trade. Even for already ambitious year-2020 RE production targets, we thus find that the TYNDP fails to yield reductions in CO₂ emissions at the European level“ Abrell und Rausch (2015, S. 35).

nicht verankert waren, hatten die Braunkohleunternehmen ein gesteigertes Interesse am Ausbau des Übertragungsnetzes, dessen Kosten über Netzentgelte auf den Endkunden umgelegt werden. So stand der bis vor Kurzem geplante Bau einer HGÜ-Leitung aus der Braunkohleregion Mitteldeutschland in den Raum Schwaben (Meitingen/Gundremmingen) in direktem Zusammenhang mit dem starken Ausbau der Braunkohleverstromung, welchen die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des Szenariorahmens 2015 erwartet hatten; das Szenario A 2025 antizipierte sogar den Bau von zwei neuen Braunkohlekraftwerken in Nordrhein-Westfalen (Niederaußem) und Sachsen-Anhalt (Profen). Zudem wurde vorgeschlagen, für die erwartete Laufzeit der Braunkohlekraftwerke nicht wie bisher eine pauschale Lebensdauer von 50 Jahren anzunehmen, sondern stattdessen eine Kopplung an die Genehmigungszeiten der Tagebaue vorzunehmen. Dadurch ergaben sich in den einzelnen Szenarien Erhöhungen der Braunkohlekapazitäten von 2,0 (Szenario C) bis 4,3 Gigawatt (Szenario A) für 2025 und 2,6 Gigawatt für 2035 gegenüber den jeweiligen Werten aus dem genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2014.³⁴

Besonders ausgeprägt war die Überschätzung der vorhandenen Braunkohlekapazität durch die Berücksichtigung eines neuen Kraftwerks am Standort Profen (Sachsen), für das die Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des NEP 2014 tatsächlich einen Anschluss an das Höchstspannungsnetz vorsahen. Der Bau neuer Braunkohlekraftwerke ist nicht wirtschaftlich und wird es auch im Rahmen der Energiewende nicht mehr werden. Dennoch schlug der genannte Entwurf vor, das als „Phantom-Kraftwerk“ bekannte Projekt in den Plan aufzunehmen, wodurch ein politischer Sogprozess entstand, der bereits für den Ort Lützen, in der Nähe des geplanten Tagebaufschlusses, konkrete Folgen hatte, u.a. die Schließung von Schulen und Kindergärten. Der durch den Szenariorahmen und NEP vorgeschlagene Ausbau der Braunkohle führte auch dazu, dass das Dorf Pödelwitz umgesiedelt werden soll; mehrere Jahrhunderte alte Höfe sollen zur Nutzung einer geringen Menge Braunkohle (ca. 20 Mio. Tonnen) abgebaggert werden. In der Lausitz sind derzeit ebenfalls zwei Verfahren für den Aufschluss neuer Tagebaue anhängig (Welzow Süd II und Nochten II).

³⁴ Die Bundesnetzagentur hat diesen Entwurf nicht bestätigt. Die in den Szenarien zur Verfügung stehenden Braunkohlekapazitäten wurden um fünf bis sieben Gigawatt gesenkt. Letzteres entspricht einem Drittel der heute in Deutschland installierten Braunkohlekraftwerksleistung. Zusätzlich werden für die Szenarienrechnungen für den NEP 2015 Emissionsobergrenzen vorgeschrieben (187 Mio. Tonnen für 2025 und 134 Mio. Tonnen für 2035).

Die Stärkung der Braunkohleverstromung durch den Bau zusätzlicher Exportleitungen ist auch in der Energiewirtschaft etabliertes Wissen, welches sogar aktiv zur Begründung des Aufschlusses neuer Tagebaue vorgebracht wird. Beispielsweise sei hier auf eine Analyse des in Mitteldeutschland und der Lausitz aktiven Energiekonzerns Vattenfall (2013) verwiesen, welche diesen Bezug explizit herstellt: Die Verbindung von europäischem Netzausbau im Rahmen des 10-Jahresentwicklungsplans (Ten Year Network Development Plan, TYNDP), gemeinsam mit dem deutschen Netzausbau wird die Anbindung der Lausitzer Braunkohlekraftwerke in das europäische Energiesystem weiter stärken (Vattenfall, 2013). Der Netzausbau sichere somit hohe Volllaststunden, z.B. oberhalb von 7.000 pro Jahr, noch in den 2030er Jahren. Der begonnene Netzausbau ermögliche auch „die vollständige Nutzung der vom Markt nachgefragten Braunkohlestromerzeugung“ (Vattenfall, 2013).

6 Fallstudie HGÜ-Süd-Ost Passage

6.1 Modellansatz

Zusätzlich zur qualitativen Einschätzung der Leitung wurde in einer weiterführenden Betrachtung die Veränderung des deutschen Strommixes durch die neue HGÜ-Leitung „Süd-Ost Passage“ im Jahr 2025 quantifiziert. Hierfür wurde ein zweistufiger Modellansatz angewandt. In einem ersten Schritt wird das europäische Stromsystem simuliert und die grenzüberschreitenden Handelsflüsse zwischen den definierten Marktzoneen bestimmt. Die Definition der Marktzoneen erfolgt in Analogie zum Netzentwicklungsplan anhand der derzeitigen Zonenaufteilung, die den politischen Grenzen der europäischen Länder entspricht. Das zugrundeliegende lineare Modell bestimmt die kostenminimale stündliche zonale Stromerzeugung unter Berücksichtigung zonenübergreifender Transfermöglichkeiten. Diese Austausche sind begrenzt durch die verfügbare Handelskapazität (Net Transfer Capacity, NTC). Technische Restriktionen der Erzeugungstechnologien werden aggregiert abgebildet. Die mathematische Beschreibung des Modells basiert auf Gerbaulet et al. (2014), die Grundlage der Daten bilden Schröder et al. (2013) und Egerer et al. (2014).

Auf Basis dieser grenzüberschreitenden Handelsflüsse wird in einem zweiten Schritt eine Simulation des deutschen Stromsystems vorgenommen. Hierbei erfolgt eine stündliche blockscharfe Kraftwerkeinsatzplanung für ein gesamtes Jahr unter Berücksichtigung detail-

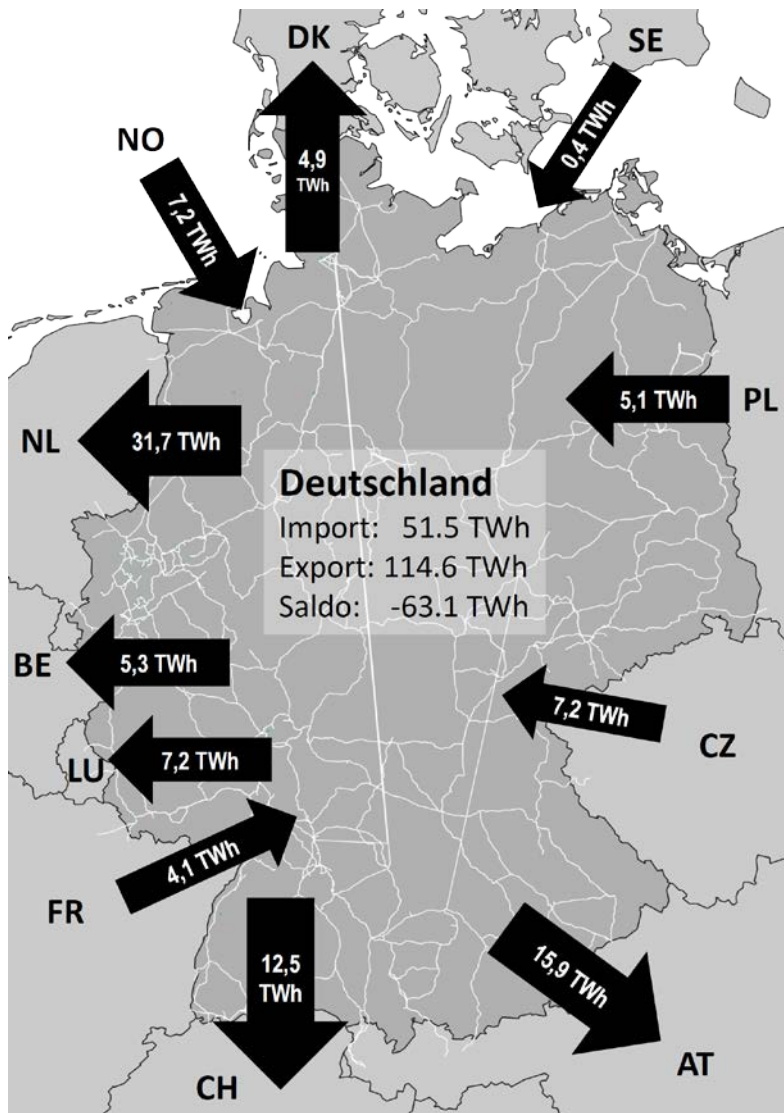
lierter technischer Restriktionen (u.a. Betriebszustand, Startkosten, minimale Betriebs- und Stillstandszeiten). In diesem mehrstufigen Modellansatz werden mithilfe eines rollierenden Optimierungshorizonts die wesentlichen Teilmärkte des deutschen Strommarkts und deren tägliche Ablaufstruktur abgebildet. Diese beinhalten den täglichen Dayahead- und stündlichen Intraday-Markt zur stundenscharfen Kraftwerkseinsatzplanung, sowie das nachgelagerte Engpassmanagement zur Bestimmung der notwendigen Erzeugungsanpassungen (Redispatch). Im Rahmen des Engpassmanagements erfolgen die knotenscharfe Betrachtung des deutschen Hochspannungsnetzes und die Bestimmung der stündlichen Leitungsbelastung durch die vorherige Kraftwerkseinsatzplanung im Dayahead- und Intraday-Markt. Die Bestimmung der Leitungsauslastung erfolgt in linearisierter Form (sog. DC-Loadflow siehe Leuthold et al (2012)). Im Fall von Leitungsüberlastungen erfolgt der kostenminimale Einsatz verfügbarer Redispatchkapazitäten zur Behebung der identifizierten Netzengpässe. Die detaillierte Beschreibung des Modells zur Redispatchoptimierung erfolgt in Abrell und Kunz (2014). Die für 2025 angenommenen Kraftwerkskapazitäten basieren für Deutschland auf der Genehmigung des Szenariorahmen 2025 (BNetzA, 2014) und für die anderen Europäischen Länder auf dem Szenario B 2025 des SOAF (ENTSO-E, 2014a). Bei gegebenen Brennstoffkosten und CO₂-Preisen (nach BNetzA, 2014) wird der Kraftwerkseinsatz in den Ländern für alle 8670 Stunden des Jahres 2025 ermittelt. Die maximalen Austauschkapazitäten (NTCs) zwischen den Ländern basieren auf den Erwartungen des 10-Jahresentwicklungsplans der ENTSO-E (ENTSO-E, 2014b). Das deutsche Übertragungsnetz basiert auf dem aktuellen Stand und wurde um die Startnetzmaßnahmen des Netzentwicklungsplans und den HGÜ Korridor C ergänzt.

6.2 Ausgewählte Ergebnisse

Abbildung 7 stellt eine Zusammenfassung der in der ersten Stufe des Modells ermittelten Netto-Handelsflüsse Deutschlands mit den Nachbarländern für 2025 dar. Deutschland ist weiterhin Energieexporteur, insbesondere in die Niederlande sowie in die Schweiz und Österreich. Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen, dass die Stromflüsse durch die notwendigen Redispatchmaßnahmen bestimmt ist. Dahingegen ist der Erzeugungseinsatz, d.h. nach Dayahead- und Intradaymarkt, aufgrund der Nichtberücksichtigung von Netzrestriktionen nahezu identisch. Ausgehend von der Erzeugung zeigt sich, dass die Stromerzeugung aus

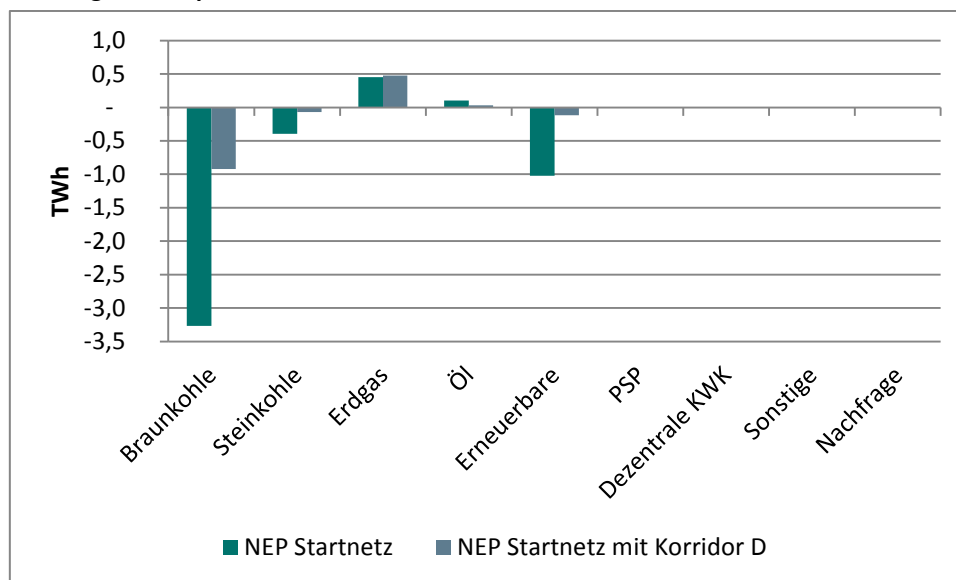
Braunkohle trotz eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien auf einem zu heute vergleichbarem Niveau verbleibt. Dies liegt vor allem an den vergleichsweise günstigen kurzfristigen Erzeugungskosten der Technologie im gegenwärtigen Marktdesign und der Vernachlässigung der negativen Externalitäten durch zu geringe CO₂-Kosten. Dies bedeutet, dass die Braunkohleerzeugung selbst in Stunden mit einem hohen Anteil erneuerbarer Einspeisung ein wesentlicher Teil der Erzeugung bleibt und über das Übertragungsnetz verteilt werden muss. Diesbezüglich stimmen sämtliche im Rahmen des Energiedialog präsentierten Analysen der Experten (BNetzA, Prof. Jarass, u.a.) überein.

Abbildung 7: Netto- Austauschflüsse Deutschlands im Jahre 2025



Durch eine neue HGÜ-Leitung in der Süd-Ost Region ergibt sich auch eine höhere Einspeisung von Braunkohle ins Netz, insb. in Ostdeutschland. Da sich die Transportkapazität des Übertragungsnetzes durch die HGÜ-Leitung erhöht, wird ein geringerer Teil der Braunkohleerzeugung im Rahmen des Redispatch abgeregelt. Die Veränderung der Redispatchmaßnahmen ist in Abbildung 8 für die 50-Hertz Zone (ohne Hamburg) dargestellt. Es zeigt sich, dass der Redispatchbedarf durch die HGÜ-Leitung reduziert wird und ein höherer Erzeugungsanteil der Braunkohle erreicht wird. Gleichfalls nimmt die Menge der Abregelung Erneuerbarer ab. Dieses Ergebnis ist nicht überraschend, da die Optimierungszielstellung der Netzbetreiber vorsieht, durch den Netzausbau die Menge an Redispatch zu minimieren. Solange der Netzausbau ausschließlich zur kostenminimalen Erfüllung des Marktergebnisses geplant wird, können die Ziele der Energiewende nicht erreicht werden; es bedarf daher entsprechender Instrumente, um das „Markt“ergebnis in Richtung von klimapolitischen Zielen zu beeinflussen.

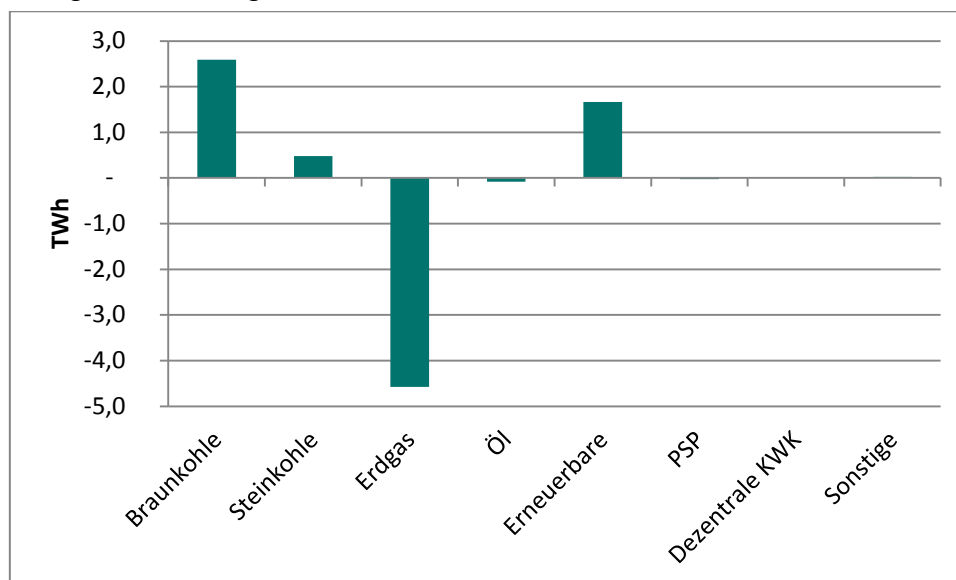
Abbildung 8: Redispatchmaßnahmen in der 50-Hertz Zone in 2025 mit und ohne Korridor D



Die Auswirkungen auf den nationalen Strommix sind maßgeblich durch notwendigen Redispatchmaßnahmen in der Süd-Ost Region geprägt. Abbildung 9 stellt die Veränderung des Strommixes in Deutschland in 2025 dar, die sich durch Hinzunahme des Korridor D ergäbe. Bedingt durch den geringeren Redispatchbedarf in der 50-Hertz Zone, erhöht die HGÜ-

Leitung die Braunkohleerzeugung um ca. 2,5 Terawattstunden, oder ca. 10% der angeblich für Bayern identifizierten „Deckungslücke“; weiterhin entspricht dies in etwa der Jahreserzeugung eines großen Braunkohlekraftwerksblocks. Weiterhin wird die Erzeugung Erneuerbarer durch reduzierte Abregelung um ca. 1,7 Terawattstunden und in geringem Umfang auch Steinkohle erhöht. Im Gegenzug reduziert sich die Erdgaserzeugung vor allem in Süd- und Westdeutschland, da diese zum bilanziellen Ausgleich der Redispatchmaßnahmen gebraucht werden.

Abbildung 9: Veränderung des Strommixes in Deutschland in 2025 durch Zubau von Korridor D



7 Fazit

Der vorliegende Forschungsbericht fasst die Ergebnisse zusammen, die für den Energiedialog erstellt wurden und ergänzt diese durch Forschungsarbeiten am DIW Berlin bzw. der TU Berlin. Im Mittelpunkt der Arbeitsgruppe 4 (Versorgungssicherheit) standen Optionen für eine sichere, preiswerte und umweltverträgliche Stromversorgung Bayerns. Allgemein ist festzuhalten, dass die Versorgungssicherheit Bayerns auch nach der Abschaltung der Atomkraftwerke 2022 nicht gefährdet ist, bettet sich der Freistaat doch sowohl in ein deutsches, grenzüberschreitendes als auch europaweites Stromsystem ein. Die Abschaltung des Atomkraftwerks Grafenrheinfeld Juni 2015 (ca. 10 Terawattstunden pro Jahr Energieerzeugung)

wird durch bestehende Überkapazitäten sowohl in Deutschland als auch im Ausland kompensiert. Auch die Abschaltung der weiteren bayerischen Atomkraftwerke Gundremmingen B (2017) und C (2021) sowie Isar (2022) sowie der anderen deutschen AKWs gefährdet die Versorgungssicherheit Bayerns bzw. Deutschlands nicht. Es ist sogar damit zu rechnen, das Deutschland selbst nach der Schließung aller Atomkraftwerke Stromexporteur bleibt. Modellrechnungen legen nahe, das die Strompreise um einige €/MWh steigen könnten.

Trotz des Rückgangs der Stromproduktion, im Energiedialog als „Deckungslücke“ bezeichnet, ist die Versorgungssicherheit Bayerns somit gewährleistet. Sowohl die benötigte Strommenge als auch die benötigte Leistung können durch unterschiedliche Maßnahmen sichergestellt werden, u.a. Kraftwerksneubau, Speicherentwicklung, Reduktion der Lastspitze, Teilversorgung im Verbund mit Österreich, etc. Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten in Bayern können u.a. durch eine „Strategische Reserve“ oder durch eine „Kraftwerksreserve“ mit regionaler Komponente angereizt werden. Die im Energiedialog diskutierten Kraftwerksinvestitionen (ca. 1-2 Gigawatt Erdgaskraftwerke) erfordern relativ geringe Investitionen (unterhalb von € 1 Mrd.); im Verhältnis zu den für Rückbau der Atomkraftwerke und Endlagerung der radioaktiven Abfälle entstehenden Kosten – derzeit auf € 50-70 Mrd. geschätzt – sind die Kosten für den Kraftwerksneubau sehr gering. Allerdings steigt im Basisszenario die CO₂-Emissionsintensität der Stromversorgung; dies widerspräche dem energiepolitischen Ziel Bayerns, die wegfallende Stromerzeugung aus Atomkraftwerken nicht durch Stein- und Braunkohle zu ersetzen (STMWI, 2014). In diesem Zusammenhang muss daher insbesondere darauf geachtet werden, dass der Netzausbau nicht zu einer Steigerung der CO₂-Intensität der bayerischen Stromversorgung führt.

Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau (NOVA-Prinzip) spielen zwar eine Rolle für die Entwicklung des Stromsystems und sind auch für die Energiewende von Bedeutung. Aufgrund der guten Substanz der deutschen Stromnetze, der vorausschauenden Planung der Übertragungsnetzbetreiber sowie großzügiger finanzieller Anreize beim Netzausbau hat sich das Stromnetz bis heute aber nicht als Engpass für die Energiewende ergeben und wird dies auf absehbare Zeit auch nicht tun. Die nach dem NOVA-Prinzip prioritäre Nutzung von Optimierung und Netzverstärkung bietet noch eine Vielzahl von Optionen, sodass der Netzausbau nur als letzte (und teuerste) Option zu nutzen ist. So zeigt z.B. eine Simulationsrechnung, dass durch die Steigerung der Leistung einer 380 kV-Stromleitung von 1,7 GW auf 2,0

GW, z.B. durch Leiterseilmonitoring oder Hochtemperaturseile, der Neubaubedarf sinken kann.

Die Bildung von Preiszonen im deutschen Stromsystem ist weder bundesweit noch für Bayern sinnvoll für die Erreichung der Ziele der Energiewende. Es steht sogar zu befürchten, dass die Einführung von zwei Preiszonen zu einer geringeren Marktliquidität und Marktunsicherheit führen. Modellrechnungen zeigen, dass bei der Bildung von zwei Preiszonen die durchschnittliche Preisdifferenz lediglich € 2 pro Megawattstunde betrage, d.h. weniger als 5% des Großhandelspreises. Eine Dichotomie „Netzausbau oder Preiszonen“, wie sie im Energiedialog Bayern gerne als Drohkulisse aufgebaut wurde, gibt es nicht. Die im Energiewirtschaftsgesetz angelegte Netzplanung sorgt für einen übermäßigen Netzausbau, bei dem eine große Menge von Kohlestrom im Netz aufgenommen werden muss, welcher zu hohen CO₂-Emissionen beiträgt, ohne die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Ein Teil des Netzausbaus ist damit zur Aufrechterhaltung bestehender Kraftwerksstrukturen angelegt. Vor diesem Hintergrund ist die Tendenz der Bundesnetzagentur zu begrüßen, die zukünftige Kraftwerksplanung mit konkreten CO₂-Emissionsgrenzen zu versehen; im Szenariorahmen 2015 werden z.B. für 2025 ein Ziel von 187 Mio. Tonnen CO₂ und für 2035 ein Ziel von 134 Mio. Tonnen CO₂ angesetzt. Mittelfristig sollte eine Anpassung des EnWG der Form erfolgen, dass Kraftwerks- und Netzplanung besser miteinander verzahnt und somit auch kostengünstiger werden.

Im hypothetischen Fall des Baus der HGÜ-Süd-Ost Passage, würden in Ostdeutschland 2,5 Terawattstunden mehr Braunkohlestrom erzeugt; dies entspricht immerhin 10% des für Bayern vermuteten „Deckungslücke“ bzw. der Produktion eines großen Braunkohlekraftwerksblocks. Darüber hinaus führt allein die Ankündigung von großräumigem Netzausbau zu Anpassungsreaktionen in den betroffenen Braunkohleregionen, wie z.B. die Vorbereitung des Baus von Braunkohlekraftwerken bzw. den Aufschluss neuer Tagebaue in Mitteldeutschland (Pödelwitz) und der Lausitz (Welzow-Süd II, Nochten II). Der Bezug von zusätzlichem Braunkohlestrom aus Mittel- und Ostdeutschland ist nicht mit den Zielen der Energiestrategie Bayerns vereinbar. Die Süd-Ost HGÜ Passage wird nicht aus Gründen der Versorgungssicherheit benötigt, sondern dient der Aufnahme zusätzlicher Braunkohlestromüberschüsse in Starkwindperioden; daher ist sie nicht nur energiewirtschaftlich nicht notwendig, sondern sie schadet den energiepolitischen Zielen Bayerns.

8 Referenzen

- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, 2013. Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2014 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- Abrell, J., Kunz, F., 2014. Integrating Intermittent Renewable Wind Generation - A Stochastic Multi-Market Electricity Model for the European Electricity Market. *Networks and Spatial Economics*. doi:10.1007/s11067-014-9272-4
- Abrell, J., Rausch, S., 2015. Cross-Country Electricity Trade, Renewable Energy and Transmission Infrastructure Policy, ETH Working Paper.
- BNetzA, 2014. Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung. Bundesnetzagentur, Berlin, Germany.
- Brancucci Martínez-Anido, C., 2013. Electricity Without Borders - The need for cross-border transmission investment in Europe. Technische Universiteit Delft, Delft.
- Burda, M.C., Gebhard, K., 2015. Wissenschaftliches Fehlverhalten und der Ethikkodex des Vereins für Socialpolitik. *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 16, 88–105.
- dena, DEWI, E.ON Netz, EWI, RWE Transportnetz Strom, VE Transmission, 2005. dena-Netzstudie I (Endbericht) – Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Deutsche Energie-Agentur, Köln.
- Egerer, J., Gerbaulet, C., Ihlenburg, R., Kunz, F., Reinhard, B., Hirschhausen, C. von, Weber, A., Weibezahn, J., 2014. Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling; Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets (No. 72). Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin.
- Egerer, J., Schill, W.-P., 2014. Power System Transformation toward Renewables: Investment Scenarios for Germany. *Economics of Energy & Environmental Policy* 3. doi:10.5547/2160-5890.3.2.jege
- ENTSO-E, 2014a. Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014-2030. ENTSO-E, Brussels, Belgium.
- ENTSO-E, 2014b. Ten-Year Network Development Plan 2014.
- Gerbaulet, C., Kunz, F., Lorenz, C., von Hirschhausen, C., Reinhard, B., 2014. Cost-minimal investments into conventional generation capacities under a Europe-wide renewables policy. *IEEE*, pp. 1–7. doi:10.1109/EEM.2014.6861297
- Jarass, L., Obermaier, G. M., 2012. Wieviel Netzausbau erfordert die Energiewende?: Unter Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans Strom 2012. Monsenstein und Vannerdat.
- Jarass, L., 2015. Optimierte Kombinationsmöglichkeiten untersuchen [WWW Document]. URL https://www.energie-innovativ.de/fileadmin/user_upload/energie_innovativ/Energiedialog/Dokumente/2015-01-09-Optimierte-Kombinationsmoeglichkeiten-Jarass.pdf (accessed 5.27.15).
- Kunz, F., Gerbaulet, C., Hirschhausen, C. von, 2013. Mittelfristige Strombedarfsdeckung durch Kraftwerke und Netze nicht gefährdet. *DIW Wochenbericht* 48.

- Leuthold, F., Weigt, H., von Hirschhausen, C., 2012. A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market. *Networks and Spatial Economics* 12, 75–107. doi:10.1007/s11067-010-9148-1
- Matthes, F., 2015. Optimierte Kombinationslösung zur Deckung der Energie- und Leistungslücke unter Berücksichtigung der Bewertungskriterien [WWW Document]. URL https://www.energie-innovativ.de/fileadmin/user_upload/energie_innovativ/Energiedialog/Dokumente/2015-01-09-Optimierte-Kombinationsloesungen-Matthes.pdf (accessed 5.27.15).
- Mieth, R., Weinhold, R., Gerbaulet, C., von Hirschhausen, C.R., Kemfert, C., 2015. Stromnetze und Klimaschutz: Neue Prämissen für die Netzplanung. *DIW-Wochenbericht* 82, 91–96.
- Olson, M., 1968. *The Logic of Collective Action: Public Goods and the Theory of Groups*, Second printing with new preface and appendix, Revised edition. ed. Harvard University Press, Cambridge, Mass.
- Schröder, A., Kunz, F., Meiß, J., Mendelevitch, R., von Hirschhausen, C., 2013. Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (No. 68), *DIW Data Documentation*. DIW Berlin, Berlin.
- STMWI, 2014. Bayerns energiepolitische Ziele im Überblick [WWW Document]. URL https://www.energie-innovativ.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2014-Energiedialog-Energiepolitische-Ziele.pdf (accessed 5.24.15).
- Turmes, C., 2010. Cables for Carbon?
- Vattenfall, 2013. Bewertung des DIW Gutachtens zum Abbaugelände 2 des Tagebau Nochten. Stellungnahme vom 24. Juni 2013.