

Regionale Preiskomponenten im Strommarkt

Gutachten im Auftrag der Monopolkommission

Prof. Dr. Veronika Grimm

Prof. Dr. Gregor Zöttl

Bastian Rückel, M.Sc.

Christian Sölch, M.Sc.

Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie (Grimm)
Professur für Volkswirtschaftslehre, insb. Industrieökonomik und Energiemärkte (Zöttl)
Lange Gasse 20
90403 Nürnberg
Tel +49 911 5302 224
Fax +49 911 5302 168
veronika.grimm@fau.de
gregor.zoettl@fau.de
Juni 2015

Danksagung

Dieses Gutachten basiert auf gemeinsamen Arbeiten mit Alexander Martin, Martin Schmidt und Martin Weibelzahl, die im Rahmen des Energie Campus Nürnberg (EnCN) entstanden sind. Die Autoren bedanken sich für die Förderung dieser Arbeiten durch die Bayrische Staatsregierung im Rahmen der Finanzierung des Energie Campus Nürnberg sowie durch die Emerging Field Initiative (EFI) der Friedrich-Alexander-Universität (FAU) Erlangen-Nürnberg. Bei der Erstellung des Gutachtens wirkten Angela Brunner, Julia Grübel, Ramni Kshirsagar, Simon Mehl, Jonas Rende und Anton Schindler mit. Ihnen allen gilt unser besonderer Dank.

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	VII
Kurzfassung	1
1. Problemstellung	4
2. Regionale Preisdifferenzierung im Strommarkt	7
2.1 Nodalpreise	10
2.2 Market Splitting (Preiszonen)	11
2.3 Einführung einer regional differenzierten G- bzw. L-Komponente	14
2.4 Market Based Redispatch	15
3. Internationale Erfahrungen	16
3.1 Großbritannien	16
3.2 Skandinavien	17
3.3 Italien	18
4. Eine modellbasierte Analyse	19
4.1 Modellierung	19
4.1.1 Grundlagen der Modellierung (Grimm et al., 2015a)	20
4.1.2 Erweiterung des Modells	26
4.2 Datengrundlage	31
4.2.1 Räumliche Netzstruktur	32
4.3 Ergebnisse	40
4.3.1 Überblick über die Ergebnisse	42
4.3.2 Einordnung der Ergebnisse	44
4.3.3 Vergleich der Szenarien im Detail	46
5. Einige weitere Szenarien	62
5.1 Alternative Kostenparameter für Braunkohle	62
5.2 Abschaltbare EE	64
6. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	66

7. Anhang.....	71
7.1 Niedrige Preiselastizität	71
7.2 Niedrigere G-Komponenten	71
7.3 Details zu den Investitionsentscheidungen in Kapitel 5	72
7.4 Modelldarstellung	77
Literaturverzeichnis	81

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Handelsvolumen am EEX Spotmarkt für Strom, Quelle: Statista 2015.	8
Abbildung 2: Mengengewichtete Jahresdurchschnittspreise im PJM Markt 2014, Quelle: Monitoring Analytics (2014), State of the Market Report for PJM, 12.03.2015.....	10
Abbildung 3: Preiszonen in Norwegen (kurzfristige Betrachtung), Quelle: http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/	11
Abbildung 4: Preiszonen in Norwegen (langfristige Betrachtung), Quelle: http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/	12
Abbildung 5: Entwicklung der Quartaldurchschnittszonenpreise in Australien, Quelle: Australian Energy Regulator (2014), State of the Energy Market 2014.	12
Abbildung 6: Aktuell stattfindendes Market Coupling in Europa (am DA-Spotmarkt resultierende Grenzübergangs-Handelsmengen vom 12.05.2015 12:00-13:00 Uhr); Quelle: http://www.epexspot.com/en/market-data/dayaheadauktion/mcc/mcc-table/2015-05-12	13
Abbildung 7: Zeitlicher Ablauf des Modells in Grimm et al. (2015a).....	19
Abbildung 8: Modellskizze Firstbest (FB).....	20
Abbildung 9: Modellskizze Status Quo (SQ) und Zwei Preiszonen (2Z).....	20
Abbildung 10: Netzstruktur in Grimm et al. (2015a).	21
Abbildung 11: Merit Order des bestehenden konventionellen Kraftwerksbestandes (ohne Neubau), Grundlage für betrachtete Modellszenarien.	22
Abbildung 12: Netzknoten Deutschland und Nachbarstaaten	27
Abbildung 13: Haupttrassen des NEP 2014, Szenario B 2034, Quelle: ÜNBs (2014b).....	33
Abbildung 14: Installierte Leistung Bestand 2015 und 2035, NEP Szenario B2035 und in den betrachteten Modellszenarien.	45
Abbildung 15: Stromverbrauch Szenariorahmen NEP, Modellinput und betrachtete Modellszenarien.	46
Abbildung 16: Netzausbau, Kraftwerksausbau und Preisniveau in den Szenarien SQ _{ORG} und FB.....	47
Abbildung 17: Illustration der G-Komponenten in den betrachteten Modellszenarien.	49
Abbildung 18: Netzausbau, Kraftwerksausbau und Preisniveau in den Szenarien ΔNP_{ORG} und UK _{ORG}	51
Abbildung 19: Netzausbau, Kraftwerksausbau und Preisniveau in den Szenarien 2Z _{ORG} und SQ _{RED}	53
Abbildung 20: Netzausbau, Kraftwerksausbau und Preisniveau in den Szenarien SQ _{RED} und 2Z _{RED}	57
Abbildung 21: Zusammensetzung des bereinigten Börsenpreises für die betrachteten Modellszenarien.	60
Abbildung 22: Kraftwerks Zu- bzw. Abbau in den betrachteten Modellszenarien.	60
Abbildung 23: Gesamtproduktion in allen betrachteten Szenarien nach Energieträgern.	61

Abbildung 24: Produktionsmengen relativ zum Szenario SQORG in den betrachteten Modellszenarien.	61
Abbildung 25: Modelldarstellung Firstbest (FB), Quelle: Grimm et al. (2015e)	77
Abbildung 26: Modelldarstellung Status Quo (SQ) und Zwei Preiszonen (2Z): Spotmarkt, Quelle: Grimm et al. (2015e).....	78
Abbildung 27: Modelldarstellung Status Quo (SQ) und Zwei Preiszonen (2Z): Redispatch, Quelle: Grimm et al. (2015e).....	79

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entwicklung der Redispatch Aktivitäten in den vergangenen Jahren, Quelle: Monitoringberichte 2008 bis 2014 der BNetzA.	8
Tabelle 2: Vergleich der Spotpreise in den verschiedenen Nachbarländern Deutschlands, 2014, Quellen: http://www.epexspot.com , http://www.ote-cr.cz , http://wyniki.tge.pl/en/ , http://www.nordpoolspot.com	13
Tabelle 3: Haupteigenschaften der Netzentgeltsysteme für Übertragungsnetze in Europa, Stand Juni 2014. In der Spalte zeitlicher Differenzierung wird ggf. nach Jahreszeit, Wochentag oder sogar stündlich differenziert. Die Anzahl der Differenzierungskriterien befindet sich in Klammern. Quelle: ENTSO-E (2014).	14
Tabelle 4: Stromverbrauch nach Bundesländern 2008, Quelle: ÜNBs (2014a).	34
Tabelle 5: Nettonennleistungen und prognostizierte Nettonennleistungen aller Erzeugungseinheiten, 2013 und Szenario B 2035 (eigene Darstellung auf der Grundlage von ÜNBs(2014a), S. 15, Tab. 1).	35
Tabelle 6: Installierte Leistung, Windenergieanlagen (onshore/offshore) und Photovoltaikanlagen nach Bundesländern, Bestand 2013 und Prognosewerte Szenario B 2035 (eigene Darstellung auf der Grundlage von ÜNBs(2014a)).	36
Tabelle 7: Braunkohlevorräte und maximal abbaubare Mengen nach Bundesländern, Quelle: DIW (2012).	37
Tabelle 8: Investitions-, Betriebs- und Produktionskosten, Quelle: eigene Darstellung nach Konstantin (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft.	38
Tabelle 9: Kapazitäten der im Modell berücksichtigten internationalen Interkonnektoren, Quellen: DIW (2014), VDE (2014), ENTSO-E (2015).	40
Tabelle 10: Zusammenfassung, Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien.	42
Tabelle 11: Netzausbau im NEP 2014 und in den betrachteten Modellszenarien.	43
Tabelle 12: Unterschiede der Day-Ahead Spotmarkt Preise zwischen DE und den Nachbarländern.	44
Tabelle 13: Bruttostromerzeugung 2013 in den betrachteten Modellszenarien.	46
Tabelle 14: Korrigierte Jahresdurchschnittspreise in den betrachteten Modellszenarien.	48
Tabelle 15: Höhe der G-Komponenten in den betrachteten Modellszenarien.	50
Tabelle 16: Zusammensetzung des Netzentgeltes für die betrachteten Modellszenarien.	59
Tabelle 17: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien für höhere CO ₂ -Kosten von 50€/t CO ₂	63
Tabelle 18: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien für höhere Investitionskosten für Braunkohle.	64
Tabelle 19: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien mit abschaltbarer erneuerbarer Energieerzeugung.	65
Tabelle 20: Einspeisung und Abschaltung erneuerbarer Energien am Spotmarkt und tatsächlich realisiert.	65
Tabelle 21: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien für eine niedrigere Preiselastizität (-5%)	71

Tabelle 22: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien für niedrigere G-Komponenten.....	72
Tabelle 23: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien mit höheren CO ₂ -Zertifikatskosten für niedrigere G-Komponenten.....	72
Tabelle 24: Zu- und Abbau von Gaskapazität in Kapitel 5.1	73
Tabelle 25: Zu- und Abbau von Kohlekapazität in Kapitel 5.1	74
Tabelle 26: Netzausbau im NEP 2014 und in den betrachteten Modellszenarien in Kapitel 5.1	74
Tabelle 27: Zu- und Abbau von Gaskapazität in Kapitel 5.2 und 7.2.....	75
Tabelle 28: Zu- und Abbau von Kohlekapazität in Kapitel 5.2 und 7.2	76
Tabelle 29: Netzausbau im NEP 2014 und in den betrachteten Modellszenarien in Kapitel 5.2 und 7.2	76
Tabelle 30: Notation der verwendeten Mengen, Parameter und Variablen, Quelle: Grimm et al. (2015e)	80

Kurzfassung

In diesem Gutachten werden verschiedene Ansätze analysiert, mit Hilfe von regionalen Preiskomponenten im Strommarkt die Standortentscheidungen für den Kraftwerksbau und dadurch indirekt auch die Netzausbauplanung effektiv zu lenken. Betrachtet werden (i) der Status Quo im deutschen Strommarkt, d.h. ein Energy Only Markt mit kostenbasiertem Redispatch, (ii) derselbe Markt bei Einführung einer regional differenzierten, leistungs-basierten G-Komponente, (iii) die Aufteilung des deutschen Marktgebietes in zwei Preis-zonen (Nord/Süd) und (iv) die Nodalpreis-lösung. In dem vorliegenden Gutachten werden diese alternativen Rahmenbedingungen vorgestellt und die Umsetzung sowie Erfahrungen in ausgewählten Ländern diskutiert. Der zentrale Teil des Gutachtens besteht aus einer modellbasierten Analyse dieser Markt-designs für den deutschen Markt.

Die Analyse basiert auf einem berechenbaren Gleichgewichtsmodell (Grimm et al. 2015a, 2015e), das explizit die Investitionsentscheidungen für Kraftwerks- und Netzkapazität in Antizipation des Handels an den Spotmärkten modelliert. Das Modell erlaubt dabei die Abbildung der hier untersuchten Rahmenbedingungen im deutschen Marktgebiet unter Berücksichtigung der zentralen Anbindungen ins Ausland – und damit eine Abschätzung der jeweiligen Auswirkungen auf Investitions- und Produktionsentscheidungen der Erzeuger. Durch die Berücksichtigung der Investitionsentscheidungen geben die Modellergebnisse Aufschluss über die langfristigen Auswirkungen von Rahmenbedingungen des Stromhandels auf die Systemkonfiguration. Anzumerken ist, dass in der vorliegenden Modellierung nur die Investitionen in konventionelle Kraftwerkskapazität sowie der Netzausbau endogen bestimmt werden. Das Volumen der Anpassungen in Reaktion auf geänderte Rahmenbedingungen wird somit zunächst weit unterschätzt, falls die erneuerbaren Energien (EE) ebenfalls in die Märkte integriert werden und damit unter Umständen auch regional differenzierten Anreizen unterliegen.

Mögliche Wohlfahrtsgewinne durch eine Anpassung des Markt-designs belaufen sich im Modell auf maximal 671 Mio. €/Jahr (Status Quo versus First Best, d.h. Nodalpreis-lösung), wovon durch keine der analysierten Varianten (Preis-zonen oder G-Komponente) auch nur die Hälfte erreicht werden kann. Die Analysen zeigen jedoch, dass auch eine Betrachtung des Marktes konventioneller Stromanbieter durchaus zu substantiellen Effekten führt, insbesondere hinsichtlich der Konfiguration des Stromversorgungssystems. Während im Status Quo ausschließlich Braunkohlekraftwerke im Norden zugebaut werden und (in Übereinstimmung mit der aktuellen Netzausbauplanung) ein umfangreicher Netzausbau erfolgt, führen bei Nodalpreisen die höheren Preise im Süden zum Zubau von Gaskraftwerken und implizieren einen deutlich reduzierten Netzausbau. Dies deutet klar darauf hin, dass reformierte Rahmenbedingungen substantielle Wirkungen entfalten könnten.

Die Modellergebnisse legen nahe, dass sich durch eine G-Komponente nur geringe Wohlfahrtsgewinne (4,3% des maximalen Wohlfahrtsgewinns) realisieren lassen. Die verschiedenen Ansätze führen zwar einheitlich zu einer Nord/Süd-Differenzierung der Zahlungen aus der G-

Komponente, die Struktur der Zahlungen variiert jedoch zwischen den Ansätzen teils erheblich. In den betrachteten Szenarien führen die Auszahlungen an die Erzeuger (pro installiertem MW) zu einem Zubau von Gaskapazität im Süden. Der Netzausbau reduziert sich jedoch kaum, im Wesentlichen weil die deutschlandweit einheitlichen Preise am Strommarkt keine ausreichenden Produktionsanreize für die Kraftwerke im Süden generieren. In Szenarien mit höheren Kosten von Braunkohlekraftwerken entfaltet die G-Komponente stärkere Wirkung, da die zuzubauenden Gaskraftwerke in ihrer Standortwahl flexibler sind. Weitere Berechnungen zeigen, dass es durchaus zu einer Übersteuerung durch die G-Komponente und dann auch zu Wohlfahrtsverlusten kommen kann. Niedrigere G-Komponenten ändern die realisierbaren Wohlfahrtsgewinne nicht. Eine G-Komponente, die ausschließlich auf die Betreiber konventioneller Kraftwerke abzielt, scheint aufgrund der geringen Effekte wenig zielführend. Andererseits zeigt sich, dass durch die G-Komponente durchaus Standortentscheidungen von Erzeugern beeinflusst werden können, ohne insgesamt Zusatzkosten zu generieren. Bei einer Einbeziehung der EE sind daher unter Umständen Effekte auf die Standortentscheidungen von Anlagen zu erwarten, die zu einer substantiellen Entlastung der Netze führen können. Das Ausmaß der Effekte hängt daher entscheidend von der zukünftigen Marktintegration der EE ab.

Die Schaffung von zwei Preiszonen generiert zwar etwas höhere Wohlfahrtseffekte (16,5% des maximalen Wohlfahrtsgewinns), ist aber ebenfalls nicht geeignet, Standortentscheidungen vollumfänglich zu lenken. Gegeben, dass die Modellierung mit knotenscharfen Preisen substantielle Wirkungen entfaltet, schlussfolgern wir, dass Preiszonen zwar als sinnvolles Instrument angesehen werden sollten, ihr Zuschnitt und die Anzahl jedoch wohlbedacht sein muss.

Als letzte Variante analysieren wir den Fall, dass bei der Netzausbauplanung die Möglichkeiten des Redispatch berücksichtigt werden. Dieser Ansatz führt zu einem geringeren Umfang des Netzausbaus und ermöglicht die Realisation von 38% des maximal möglichen Wohlfahrtsgewinns. Der geringere Netzausbau ist darin begründet, dass bei diesem Ansatz optimal abgewogen wird zwischen den Kosten einer Lösung der Engpassprobleme durch Netzausbau oder durch Redispatch. In den modellierten Szenarien ist Redispatch in geeignetem Umfang möglich, da die Bundesländer hinter den Engpässen in der Ausgangssituation mit ausreichend (wenn auch teurer) Kapazität ausgestattet sind. Da die Erzeuger jedoch mit den Redispatch-Operationen in der Regel keine Deckungsbeiträge erwirtschaften können, muss das Marktdesign in der noch längeren Frist dafür sorgen, dass in den Engpassregionen ausreichend Kapazität zugebaut wird.

Daher betrachten wir anschließend die Kombination dieses Ansatzes mit einer Schaffung von zwei Preiszonen. Dieser Ansatz führt zu substantiell weniger Netzausbau und zur umfangreichen Installation von Erzeugungskapazität in den Südzonen. Der starke Effekt auf die Investitionsanreize für Erzeugungskapazität tritt auf, da die Antizipation des Redispatch bei der Netzplanung zu geringeren Netzkapazitäten führt. Dies wiederum befördert die Preisunterschiede zwischen den Zonen zu Spitzenlastzeiten, die ursächlich für die Investitionsanreize in Kraftwerkskapazität sind. Die Rahmenbedingungen ermöglichen die Realisation von 36% des maximal möglichen Wohlfahrtsgewinns gegenüber dem Status Quo. In den modellierten Szenarien ist Redispatch in geeignetem Umfang möglich, da die entsprechende Kapazität in den südlichen Bundesländern

installiert wird (und somit auch rentabel ist). Damit kann dieses Marktdesign der Tatsache begegnen, dass die Erzeuger mit den Redispatch-Operationen allein keine Deckungsbeiträge erwirtschaften können und sorgt somit nachhaltig dafür, dass in den Engpassregionen ausreichend Kapazität zugebaut wird.

Abschließend betrachten wir die Möglichkeit der Abregelung der EE-Einspeisung zur Vermeidung negativer Spotmarkt-Preise (Abregelung der Spitzen). Es zeigt sich, dass durch ein solches Vorgehen substantielle Wohlfahrtsgewinne realisiert werden können und sich zudem der erforderliche Netzausbau erheblich reduziert. Die Ergebnisse legen somit nahe, dass entweder die Standortwahl der EE-Erzeuger durch regionale Preiskomponenten beeinflusst werden sollte, oder aber die Abregelung der Spitzen bei negativen Preisen ratsam ist, zum Beispiel durch Marktintegration der EE.

1. Problemstellung

Die Energiewende stellt die deutsche Politik vor große Herausforderungen. Die Entscheidung für einen konsequenten Umbau der Energieversorgung auf einen großen Anteil erneuerbarer Energien bei gleichzeitigem Atomausstieg impliziert einen hohen Investitionsbedarf in fast allen Bereichen des Energiesystems: Netzinfrastruktur, erneuerbare Erzeugung, konventionelle Erzeugung, Energieeffizienz und Speichertechnologien – um nur einige Bereiche zu nennen. All diese Investitionsfelder sind eng miteinander verknüpft und durch ein komplexes Zusammenspiel von Märkten mit regulierten Bereichen gekennzeichnet.¹ In liberalisierten Energiemärkten muss ein großer Teil der Investitionen privatwirtschaftlich getätigt werden. Die Investitionsanreize können zumeist nur indirekt durch die Ausgestaltung der rechtlichen Rahmenbedingungen, denen die Akteure unterliegen, beeinflusst werden. Die Bundesregierung treibt derzeit mit der 10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi simultan eine Reihe an wichtigen Reformen der Rahmenbedingungen für eine wettbewerblich organisierte Energieversorgung voran.²

Der Ausgangspunkt für die Evaluation der Rahmenbedingungen auf Energiemärkten sind die energiepolitischen Ziele, über die im gesellschaftlichen Prozess Einigung hergestellt wurde.³ Zu fokussieren sind hier die traditionellen energiewirtschaftlichen Ziele, *Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit*⁴, wobei das Ziel der Umweltverträglichkeit im Zuge der Energiewende (*CO₂-Minderung bei gleichzeitigem Atomausstieg*⁵) konkretisiert wurde. Aufgrund von Entwicklungen der jüngeren Vergangenheit ist außerdem Akzeptanz aller Vorhaben als zentrale Zielgröße hinzugekommen.⁶ Während für die Ziele Umweltverträglichkeit, CO₂-Minderung und Atomausstieg im EnWG und im Koalitionsvertrag klare Zielgrößen und Zeitachsen festgehalten sind⁷, gibt es für die Ziele Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Akzeptanz keine messbaren Vorgaben.

Das Ziel der Wirtschaftlichkeit korrespondiert mit einer preisgünstigen Stromversorgung bei Einhaltung der Umweltziele. Diese garantiert zum einen die möglichst geringe Belastung der Endverbraucher, zum anderen gewährleistet sie die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands als Produktionsstandort. Die Strompreise reflektieren im Wesentlichen die Gesamtkosten der Stromversorgung, die auf die Verbraucher umgelegt werden, Steuern, sowie evtl. Preisaufschläge, falls Unternehmen des Stromsektors Marktmacht ausüben können. Es folgt unmittelbar, dass die Rahmenbedingungen geeignet sein müssen (i) die Investitionen und die Produktionstätigkeit so zu

¹ Vgl. BMWi (2014a), Gesetzeskarte für das Energieversorgungssystem. URL <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/gesetzeskarte.html?gk-regelung=gkRegelungStrategien>

² Vgl. BMWi (2014b), Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode. URL <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/0-9/10-punkte-energie-agenda.pdf>

³ Die Ziele sind im EnWG verankert (§§ 1, 3) und wurden im Koalitionsvertrag (S. 50) bekräftigt.

⁴ Vgl. §1 (1) EnWG.

⁵ Vgl. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD „Deutschlands Zukunft Gestalten“, S. 37 & 43.

⁶ Vgl. auch die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (2014).

⁷ Vgl. Koalitionsvertrag S. 50.

lenken, dass die Gesamtkosten des Systems möglichst niedrig sind und (ii) Marktmachtausübung zu verhindern.

Unabhängig von den tatsächlichen Anreizen, in die entsprechenden Technologien zu investieren, haben verschiedene Institutionen Zukunftsszenarien vorgestellt, die ein solches Energieversorgungssystem der Zukunft beschreiben.⁸ Für Deutschland entwickelt der Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom vier Szenarien, die verschiedene exemplarische Konfigurationen eines Energieversorgungssystems der Zukunft für die Jahre 2025 (drei Szenarien) bzw. 2035 (ein Szenario) beschreiben. Auf diesen Szenarien bauen dann die Netzentwicklungspläne auf, die den Netzausbaubedarf darlegen. Die Planungen werden in regelmäßigen Abständen revidiert und bilden eine Orientierungshilfe für die Akteure der Energiewirtschaft sowie die Planungsgrundlage staatlicher Institutionen.

Aktuell zeichnet sich jedoch ab, dass die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen keine adäquaten Investitionsanreize für eine Transformation des Versorgungssystems gewährleisten. Zu den Investitionshemmnissen zählen fehlende Preissignale, die die tatsächliche Knappheit an Elektrizität zeitlich und räumlich unverzerrt abbilden, das regulatorische Risiko (d.h. eine geringe Verlässlichkeit der Zeitachse), sowie Akzeptanzrisiken. Aktuell wird eine zunehmende Verdrängung der marktkonform organisierten Bereiche der Energiemärkte in den regulierten Bereich beobachtet, wo Kostendisziplin nicht immer prioritär ist.

Die Politik hat dies erkannt. Um den Anforderungen eines steigenden Anteils erneuerbarer Erzeugung bei gleichzeitigem Atomausstieg gerecht zu werden, sollen in den kommenden Jahren das Marktdesign und der Ordnungsrahmen für den Stromsektor substantiell reformiert werden.⁹ Die Reformen betreffen zahlreiche Investitionsfelder und es ist zu erwarten, dass auch deren Interdependenzen adressiert werden. Zentrale Eckpfeiler sind die Reform der Förderung sowie die Marktintegration der erneuerbaren Energien¹⁰, die Energieeffizienz, der Netzausbau sowie eine umfangreiche Anpassung der Handelsmechanismen für Strom.

Die energiepolitische Debatte vernachlässigt bisher jedoch die Frage, wie die Märkte regional und zeitlich unverzerrte Preissignale abbilden können, die wertvolle Investitionssignale für konventionelle Kraftwerke darstellen. Angesichts des umfangreichen (Re-)Investitionsbedarfs in diesem Bereich scheint dies jedoch von entscheidender Bedeutung. Schätzungen zufolge fallen für die Umstellung der Energieversorgung auf überwiegend erneuerbare Energieträger Ausgaben von 31-38 Mrd. Euro pro Jahr¹¹ an und ca. 23 Mrd. Euro pro Jahr für die Gebäudesanierung. Für den

⁸ Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme (2013), Europäische Kommission (2011).

⁹ BMWi (2014d).

¹⁰ Hier wurden mit der EEG Novelle 2014 Fortschritte gemacht, jedoch wurde an einer technologiespezifischen Förderung festgehalten. Zudem fehlen Anreize, ein Portfolio an erneuerbaren Energien zu installieren, das hilft, große Strompreisschwankungen zu dämpfen. Betrachten Sie dazu auch die Ausführungen in Löschel (2013) oder Sachverständigenrat (2014).

¹¹ Blazejczak et al. (2013). Von Hirschhausen, Christian et al. (2014) vergleichen verschiedene Studien zum Investitionsbedarf im Stromsektor. Zwischen 2021 und 2030 schätzt die European Climate Foundation (ECF) diesen auf 1153 Mrd. Euro, wobei 68 Mrd. für den Netzausbau anfallen. Fraunhofer (2013) errechnet Gesamtkosten von 173 Mrd./Jahr für Erhalt und Betrieb eines ausgewählten „Energiesystems Deutschland 2050“.

Ausbau der Stromnetze werden bis 2030 27-42 Mrd. Euro veranschlagt.¹² Die massiven Anpassungen implizieren, dass Fehlentscheidungen bei der Standortwahl von Stromerzeugungsanlagen – und dementsprechend auch beim Netzausbau – substantielle Effekte auf die Preisentwicklung haben können. Ein klarer Fokus auf das Wirtschaftlichkeitsziel erfordert, dass Preissignale existieren, die diese Entscheidungen steuern und somit dazu führen, dass ein kosteneffizientes Energieversorgungssystem entsteht.

In diesem Gutachten beleuchten wir verschiedene Möglichkeiten der Einführung von Preissignalen, die die tatsächliche Knappheit an Elektrizität zeitlich und räumlich abbilden. In Anknüpfung an die Tatsache, dass bereits verschiedene europäische Börsen durch Market Coupling Mechanismen verbunden sind¹³, wird verschiedentlich nahegelegt, auch innerhalb Deutschlands eine regionale Preisdifferenzierung durch die Einführung von Preiszonen anzustreben.¹⁴ Preiszonen sind in der Lage, durch die partielle Beachtung von Netzengpässen Produktions- und Investitionsanreize regional zu steuern. So haben Kraftwerke, die am richtigen Ort stehen (also hinter einem Engpass), aber im Vergleich zum Kraftwerkspark evtl. ungünstige Kostenstrukturen aufweisen, ohne Preiszonen keine Möglichkeiten, sich an der Börse durchzusetzen. Preiszonen hingegen erlauben diesen Kraftwerken, Erlöse aus ihrem Standortvorteil zu realisieren – und zwar immer dann, wenn dieser tatsächlich besteht.¹⁵ Preiszonen eröffnen somit Verdienstmöglichkeiten für Kraftwerke an systemdienlichen Standorten und generieren durch zeitlich und räumlich differenzierte Marktpreissignale entsprechende Investitions- und Produktionsanreize.

Ein weniger kontroverser Vorschlag zielt auf die Erhebung regional differenzierter Netzentgelte bei den Erzeugern (G-Komponente).¹⁶ Auch eine G-Komponente führt zu einer regionalen Differenzierung der Erlössituation von Kraftwerken, indem diese je nach Standort in unterschiedlichem Ausmaß an den Netzentgelten beteiligt werden. Eine hochauflösende zeitliche Differenzierung erfolgt aber in der Regel nicht. Die Berechnung der regional differenzierten Tarife bestimmt sich dabei aus der aktuellen Konfiguration des Stromversorgungssystems. Die G-Komponente wird jeweils für ein längeres Zeitfenster bestimmt (z.B. eine mehrjährige Regulierungsperiode). Sie beeinflusst die Investitionsanreize, da sie die Profitabilität von Kraftwerken regional differenziert. Wird sie statt auf die installierte Leistung auf die produzierten Stromeinheiten erhoben (also pro MWh), so beeinflusst sie die Grenzkosten der Kraftwerke und somit zusätzlich die regionalen Produktionsanreize.¹⁷ Im Gegensatz zu Preiszonen bewirkt die

¹² Deutsche Energie Agentur (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Die Europäische Kommission antizipierte 2011 die Kosten für den europaweiten Ausbau bis 2050 mit 1282,8 Mrd. Euro, vgl. hierzu auch Hirschhausen et al. (2014), Tabelle 1.

¹³ Zum jüngst eingeführten North-Western Europe (NWE) Price Coupling vgl. die Internetseiten der European Power Exchange, http://www.epexspot.com/en/market-coupling/documentation_nwe

¹⁴ Für detaillierte Ausführungen, insb. einen Vergleich von expliziten und impliziten Auktionen an den Kuppelstellen siehe z.B. Löschel et al. (2013) oder frontier economics/Consentec (2011).

¹⁵ Vgl. Grimm et al. (2015e).

¹⁶ Vgl. Monopolkommission (2013), Haucap und Pagel (2014). ENTSO-E (2013) gibt einen Überblick, in welchen Ländern bereits eine G-Komponente existiert.

¹⁷ Vgl. hierzu auch die Ausführungen im Gutachten des wissenschaftlichen Beirats beim BMWi (2014). Zu bedenken ist evtl., dass der finanzielle Umfang der Netzentgelte nicht ausreichend ist, um tatsächlich spürbare regional differenzierte Anreize zu induzieren.

Einführung einer G-Komponente keine Differenzierung des *Bezugspreises* für Strom. Dies führt unter Umständen zu einer vereinfachten Durchsetzbarkeit.

Wir werden in Kapitel 2 verschiedene Möglichkeiten der regionalen Preisdifferenzierung im Strommarkt diskutieren und dabei auch auf Vor- und Nachteile der verschiedenen Mechanismen mit Blick auf Deutschland eingehen. Kapitel 3 enthält einen kurzen Überblick zu internationalen Erfahrungen mit der G-Komponente und mit Preiszonen. Dabei fokussieren wir uns auf Großbritannien und Schweden, um zwei in der Zielsetzung verschiedene Anwendungen der G-Komponente in den Blick zu rücken, sowie auf Italien, als Beispiel für die Möglichkeit der Einführung von Preiszonen ohne eine Differenzierung der Bezugspreise. Den Kern des Gutachtens bildet in Kapitel 4 eine Analyse von G-Komponente und Preiszonen mit Hilfe eines berechenbaren Strommarkt-Gleichgewichtsmodells, das die zu erwartenden Investitionen in Erzeugungskapazität und Netze in vier verschiedenen Szenarien vergleicht:

- (i) Energy Only Markt mit einer Preiszone (Status Quo **SQ** in den Modellrechnungen)
- (ii) Energy Only Markt mit G-Komponente (**ΔNP** und **UK** in den Modellrechnungen)
- (iii) Energy Only Markt mit zwei Preiszonen (**zZ** in den Modellrechnungen)
- (iv) Systemoptimum (Nodalpreissystem, **FB** in den Modellrechnungen)

Die G-Komponente wird dabei zum einen dem englischen System nachempfunden, in einer weiteren Analyse wird sie aus Nodalpreisen endogen bestimmt. Im Fall der Preiszonen betrachten wir eine Aufteilung in zwei Zonen (Nord- und Südzone). Die Bestimmung der räumlich aufgelösten G-Komponente erfolgt gemäß den 16 deutschen Bundesländern. Während die Zonenpreise, die sich im Fall von Preiszonen ergeben, sowohl Produktions- als auch Investitionsanreize betreffen, kann die G-Komponente leistungs- oder auch arbeitsbezogen erhoben werden. Nur im letzten Fall werden neben der Investitionsentscheidung somit auch die Produktionsanreize beeinflusst. Im Rahmen des Gutachtens fokussieren wir uns auf die investitionssteuernde Wirkung einer G-Komponente und beschränken uns auf eine leistungsbezogene Erhebung. In Kapitel 5 werden weitere Szenarien mit alternativen Kostenparametern für Braunkohle und abschaltbarer erneuerbarer Energieerzeugung analysiert, die für die Bewertung und Einordnung der Ergebnisse von Bedeutung sind. Kapitel 6 enthält eine abschließende Diskussion und Bewertung unserer Ergebnisse.

2. Regionale Preisdifferenzierung im Strommarkt

In Deutschland wird Strom sowohl an der Börse (EEX) als auch bilateral (OTC) gehandelt. Unterschieden wird außerdem zwischen kurzfristigem und langfristigem Handel. Entscheidend für die Preisbildung aller langfristigen Verträge sind die Erwartungen bezüglich der entsprechenden Börsenpreise zum Bezugszeitpunkt. Entsprechend können die Börsenpreise als belastbarer Indikator für das Preisniveau angesehen werden. Inzwischen wird jedes Jahr knapp die Hälfte des

gesamten deutschen Jahresverbrauches am Spotmarkt der EEX gehandelt.

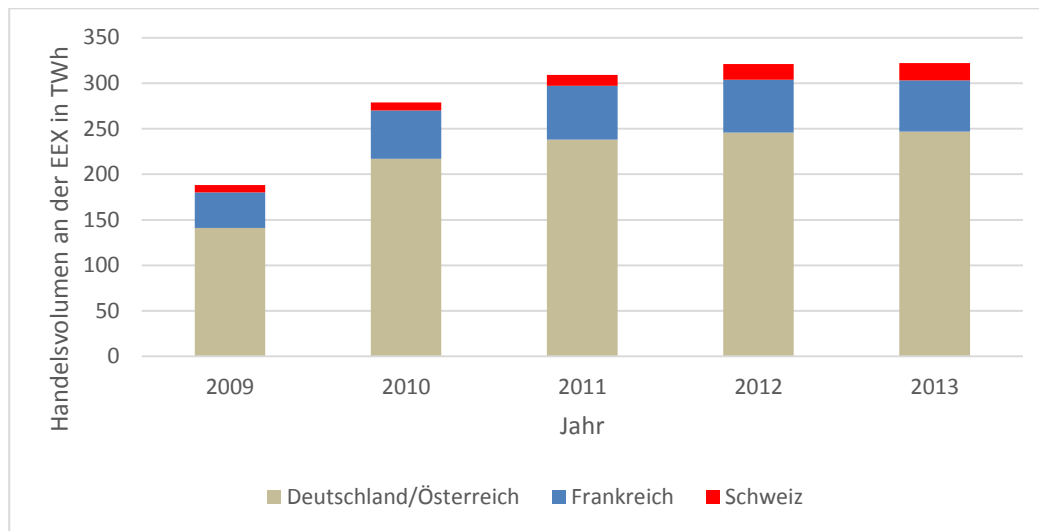


Abbildung 1: Handelsvolumen am EEX Spotmarkt für Strom, Quelle: Statista 2015.

Im Börsenhandel werden täglich Preise für die 24 Stunden des Folgetages bestimmt. Der Börsenpreis für jede dieser Handelsperioden ist unabhängig vom Standort der betreffenden Erzeuger bzw. Verbraucher innerhalb Deutschlands. Um Überlastungen im Übertragungsnetz zu vermeiden, wird nach Handelsschluss die Beanspruchung des Netzes überprüft, basierend auf allen Verträgen, die bei den Übertragungsnetzbetreibern als Fahrplan anzumeldet wurden. Ergeben sich Überlaststunden, so passt der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Redispatch die Einsatzpläne an. Dabei werden die abzuschaltenden Erzeuger derart kompensiert, dass ihnen aus dem Eingriff kein wirtschaftlicher Nachteil entsteht.¹⁸ In Deutschland ist die Zahl derartiger Eingriffe in den vergangenen Jahren stark angestiegen. Dies ist als Indiz dafür zu werten, dass Erzeugungs- und Lastzentren zunehmend divergieren, was sich aufgrund der einheitlichen Preiszone nicht in den beim Stromhandel resultierenden Preisen widerspiegeln kann.

Jahr	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Kosten [Mio. €]	30	45	25	48	129	165	115
Anzahl [h]				1811	5030	7160	7965
Volumen [GWh]				305	k.A.	2566 ¹⁹	4390

Tabelle 1: Entwicklung der Redispatch Aktivitäten in den vergangenen Jahren, Quelle: Monitoringberichte 2008 bis 2014 der BNetzA.

¹⁸ Die Details zu den bisher gültigen Regelungen zum Einsatz und der Vergütung im Redispatchfall finden sich in den Beschlüssen der Bundesnetzagentur vom 30.10.2012, Aktenzeichen BK6-11-098 und BK8-12-019. Nach dem am 28.4.2015 erfolgten Urteil des Oberlandesgerichts Düsseldorf könnte eine Anpassung dieser Regelungen erforderlich werden.

¹⁹ Im Monitoringbericht 2014 findet sich ein Volumen von 4690 GWh für das Jahr 2012. Die Diskrepanz zum im Monitoringbericht 2013 angegebenen Wert wird in diesem Gutachten nicht weiter verfolgt.

Die Investitionsanreize für Erzeugungskapazität ergeben sich unmittelbar aus den Rahmenbedingungen des Stromgroßhandels. Vernachlässigen wir zunächst Preisaufschläge aufgrund von Marktmacht, so ist davon auszugehen, dass die Erzeugungseinheiten ihre verfügbare Kapazität für jede Stunde zu Grenzkosten anbieten. Aus diesen Geboten ergibt sich die so genannte Merit Order, die die kostengünstigste Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (unter Vernachlässigung von Engpässen im Netz) angibt. Während die kostengünstigsten Kraftwerke (Grundlast) zu jeder Stunde produzieren, ergibt sich der Einsatz der Spitzenlastkraftwerke (hohe Grenzkosten) in Abhängigkeit der Last (Nachfrage). Kraftwerkskapazität wird dann installiert, wenn zu erwarten ist, dass die erwirtschafteten Deckungsbeiträge im Laufe des Lebenszyklus des Kraftwerks zur Amortisation der Investitionskosten ausreichen. Deckungsbeiträge entstehen dann, wenn das Kraftwerk zum Einsatz kommt und der Börsenpreis oberhalb dessen Grenzkosten liegt. Diejenigen Kraftwerke mit den höchsten Grenzkosten im System sind daher auf Knappheitspreise angewiesen, die umso höher sein müssen, je geringer die Einsatzzeit der Kraftwerke im Jahr ist.

Aus diesen Überlegungen folgt

- (1) In einem Energy Only Markt mit Einheitspreis wird Erzeugungskapazität bei identischen Investitionskosten dort installiert, wo die Betriebskosten am niedrigsten sind. Dies ist nicht zwangsläufig nahe an Verbrauchszentren. Der für den Anschluss dieser Erzeugungskapazitäten möglicherweise notwendige Netzausbau spiegelt sich nicht in Preissignalen wider.
- (2) Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Rahmenbedingungen haben einen entscheidenden Einfluss auf die Investitionsanreize, da die Erwartungen bezüglich der Deckungsbeiträge für mehrere Jahrzehnte von Bedeutung sind.

Aus Punkt (1) folgt unmittelbar, dass Versorgungsengpässe durch zwei Maßnahmen behoben werden können: (a) Die Ansiedelung einer Erzeugungseinheit an einem lastnahen Standort, der aber ungünstigere Produktionskosten impliziert oder (b) den Netzausbau, der den günstigen Kraftwerksstandort mit dem Lastzentrum verbindet. Die aktuellen Rahmenbedingungen des deutschen Strommarktes sind nicht geeignet, den Trade-Off zwischen Netzausbau und der Standortwahl von Erzeugungskapazität zu lösen. Das Marktdesign impliziert, dass Netzausbau immer die Lösung darstellt, und zwar völlig unabhängig von den potentiellen Einsparungen, die durch eine veränderte Standortwahl der Kraftwerke realisiert würden.

Zur Lösung der geschilderten Problematik werden verschiedene Maßnahmen vorgeschlagen, die geeignet sind, die Verdienstmöglichkeiten von Erzeugern derart regional zu differenzieren, dass eine verbesserte Standortwahl zu erwarten ist. Die Vorschläge werden im Folgenden kurz vorgestellt. Ausgewählte Vorschläge werden dann in einer modellbasierten Analyse im Detail verglichen.

2.1 Nodalpreise

Im Gegensatz zum sogenannten „Energy Only“ Markt werden bei der Nodalpreisbildung die Standorte der Erzeuger und Verbraucher berücksichtigt und Engpässe basierend auf einer präzisen Approximation der Netzflüsse schon beim Stromhandel mit berücksichtigt. Die Preise sind knotenscharf und reflektieren neben Kosten- bzw. Nachfragemerkmalen von Erzeugern und Verbrauchern auch die relativen Standortvor- oder nachteile im Netzwerk. Preisunterschiede an den Knoten weisen somit auf die Existenz von Übertragungsengpässen hin und geben klare Preissignale über den Wert der Beseitigung des Engpasses. Gibt es keine Engpässe zwischen einzelnen Netzwerkknoten, so ergibt sich keine Preisdifferenz. Aufgrund des Stromhandels für mehrere Handelsperioden pro Tag (typischerweise 24 Stunden des Tages oder sogar mehr) werden die Engpässe auch im Zeitverlauf exakt abgebildet. Das im Energy Only Markt notwendige Redispatch entfällt bei Nodalpreisen komplett, da die Netzengpässe bereits anlässlich des Stromhandels exakt berücksichtigt werden. Unvorhersehbaren Entwicklungen (z.B. durch unzutreffende Prognosen bzgl. Sonne oder Wind) wird durch Regelenergie begegnet.

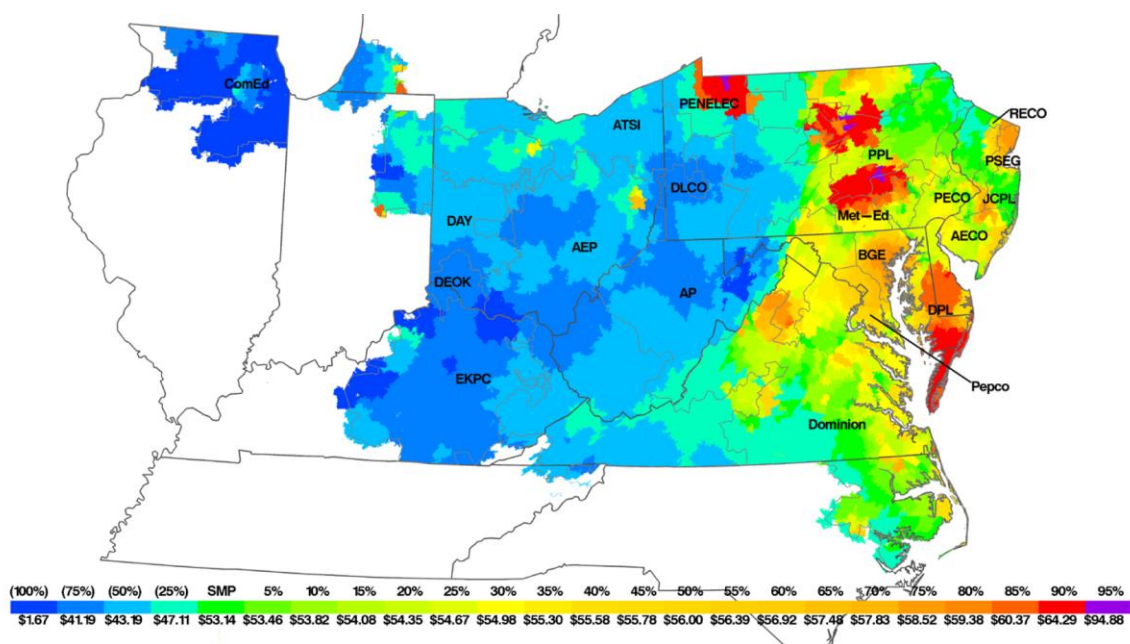


Abbildung 2: Mengengewichtete Jahresdurchschnittspreise im PJM Markt 2014, Quelle: Monitoring Analytics (2014), State of the Market Report for PJM, 12.03.2015.

Zur Implementierung von Nodalpreisen wird ein unabhängiger Systembetreiber (ISO) benötigt, der nach klar definierten Algorithmen und Prozessen Knappheitspreise determiniert. Um Übertragungsengpässe klar identifizieren zu können ist es notwendig, zum Zeitpunkt der Preisbildung sämtliche Informationen über bestehende Verträge beim ISO zusammenzuführen. Nodal Pricing ist zwar nicht inkompatibel mit dem Nebeneinander von langfristigen Verträgen und kurzfristigem Börsenhandel, es impliziert jedoch umfangreichere Informationspflichten für die

Handelspartner als ein Energy Only Markt mit Börsenhandel. Nodal Pricing wird z.B. in verschiedenen Regionen der USA²⁰ und in und Neuseeland eingesetzt.

2.2 Market Splitting (Preiszonen)

Die europäischen Strommärkte basieren typischerweise auf einem Strommarktdesign, das innerhalb von großflächigen Handelsgebieten (typischerweise die einzelnen Nationalstaaten) keine Preisunterschiede erlaubt. Strom wird zum einen OTC und in langfristigen Verträgen gehandelt. Das jährliche Gesamtvolumen des Day-Ahead Spotmarktes für das Marktgebiet Deutschland/Österreich beträgt ca. die Hälfte des insgesamt in Deutschland verbrauchten Stroms. Zunehmend wurden seit der Liberalisierung der Strommärkte Ende der 1990er Jahre die Handelsgebiete im Rahmen des sogenannten Market Coupling zusammengeschlossen. Bestehen keine Übertragungsengpässe zwischen den Marktgebieten, so ergeben sich identische Preise an den Börsen der betreffenden Gebiete. Dabei wird mit Hilfe von impliziten Auktionen die Kapazität der Grenzkuppelstellen zwischen zwei oder mehr Marktgebieten berücksichtigt. Im Fall von Engpässen ergeben sich Preisunterschiede, die einen Hinweis auf den Nutzen einer Behebung der Engpässe geben.

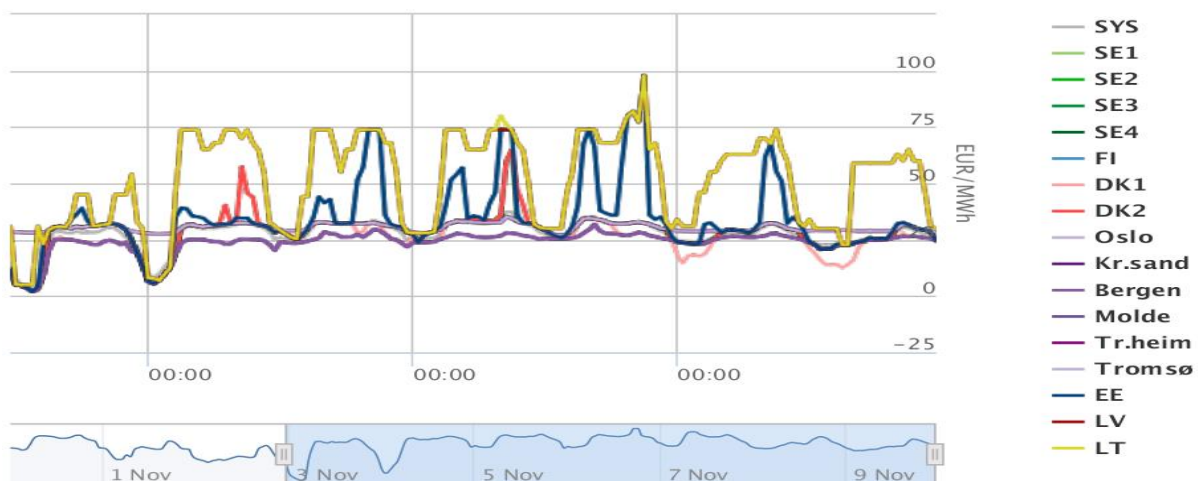


Abbildung 3: Preiszonen in Norwegen (kurzfristige Betrachtung), Quelle: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/>.

Nicht alle Zonengrenzen verlaufen entlang der Staatsgrenzen. Einige Staaten haben sich entschlossen, innerhalb ihrer Märkte Preiszonen einzurichten, um regional differenzierte Produktions- und auch Investitionsanreize zu implementieren. Man spricht in diesem Fall auch von Market Splitting. Beispiele sind der Skandinavien (Nord Pool), Australien und Italien.

Der Skandinavische Strommarkt (Nord Pool) ist in 14 Preiszonen aufgeteilt, die teils den Ländergrenzen entsprechen (DK, NOR, SE, FI, EST, LIT), aber auch innerhalb einiger Länder

²⁰ PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland), ERCOT (Texas), New York und New England.

Preisdifferenzen zulassen (Norwegen hat 5, Schweden 4 und Dänemark 2 Preiszonen). Die Preise fluktuieren nur geringfügig im Kerngebiet (DK, NOR SE), aber unterscheiden sich teils substantiell in den kürzlich hinzugekommenen Regionen.

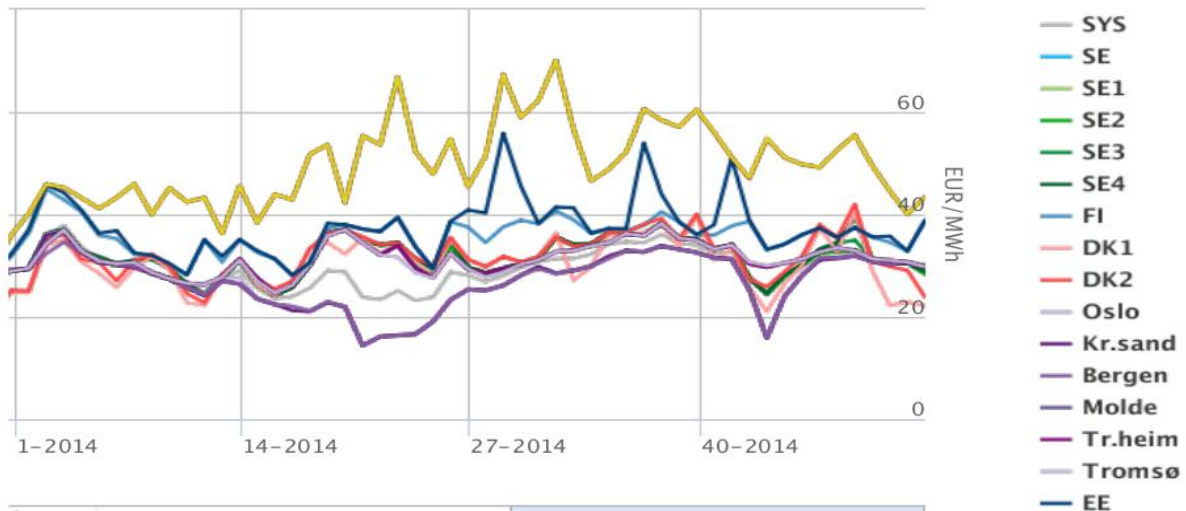


Abbildung 4: Preiszonen in Norwegen (langfristige Betrachtung), Quelle: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/>.

Australien ist in 5 Preiszonen aufgeteilt (Queensland, New South Wales, Victoria, South Australia, Tasmania). Die Entwicklung der Quartalsdurchschnitte der Zonenpreise findet sich in der folgenden Grafik.

Quarterly spot electricity prices

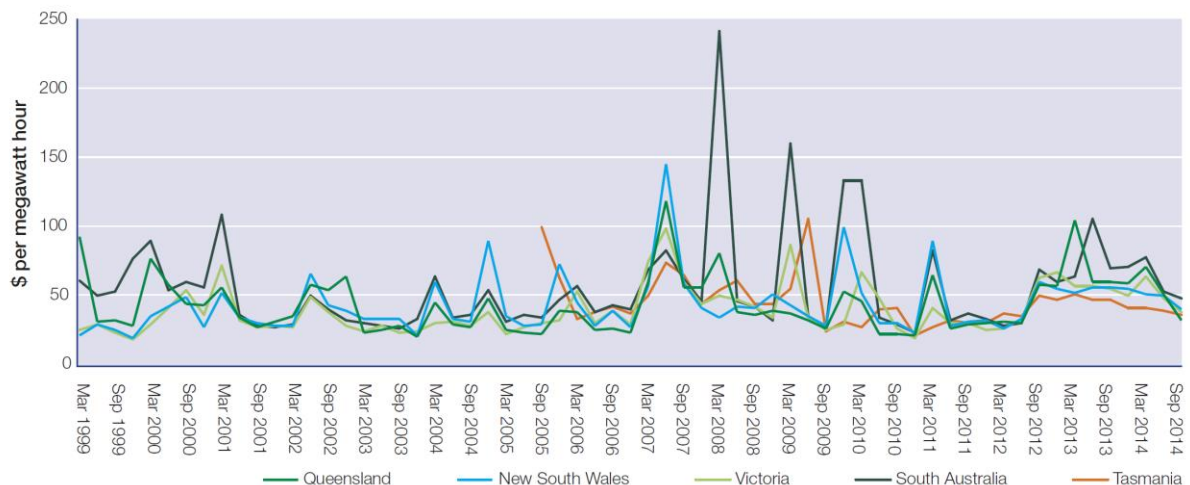


Abbildung 5: Entwicklung der Quartalsdurchschnittszonenpreise in Australien, Quelle: Australian Energy Regulator (2014), State of the Energy Market 2014.

Italien ist in sieben Preiszonen eingeteilt, wobei lediglich die Erzeuger unterschiedlichen Preisen ausgesetzt sind. Auf der Nachfrageseite wird ein einheitlicher Preis gezahlt, der dem Durchschnitt der sieben Zonenpreise entspricht.

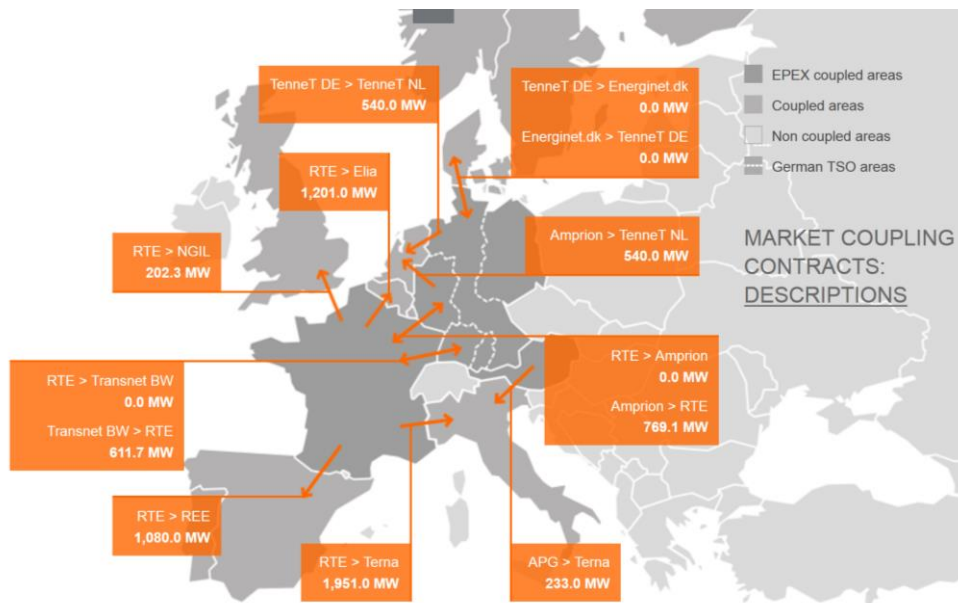


Abbildung 6: Aktuell stattfindendes Market Coupling in Europa (am DA-Spotmarkt resultierende Grenzübergangs-Handelsmengen vom 12.05.2015 12:00-13:00 Uhr); Quelle: <http://www.epexspot.com/en/market-data/dayaheadauktion/mcc/mcc-table/2015-05-12>.

Außerdem sind viele der kontinentaleuropäischen Länder durch ein Market Coupling verbunden, bei dem über tägliche Auktionen die Engpasskapazitäten an den Ländergrenzen vergeben werden. Abbildung 6 illustriert die Zusammenhänge.

	DE & AT	DK1 (West)	FR	CH	CZ	PL
Durchschnitt	32,76	30,67	34,63	36,79	32,96	42,98
Min	-65,03	-60,26	-2,12	-13,66	-25,60	16,49
Max	87,97	160,03	96,69	85,78	83,64	314,23
Anzahl Preisunterschiede	0	5186	4265	8751	8749	8760
Anteil Preisunterschiede	0	0,5920	0,4869	0,9990	0,9987	1

Tabelle 2: Vergleich der Spotpreise in den verschiedenen Nachbarländern Deutschlands, 2014, Quellen: <http://www.epexspot.com>, <http://www.ote-cr.cz>, <http://wyniki.tge.pl/en/>, <http://www.nordpoolspot.com>.

2.3 Einführung einer regional differenzierten G- bzw. L-Komponente

Einige Länder realisieren eine regionale Preisdifferenzierung über eine Differenzierung des Netzentgelts. Grundsätzlich kann das Netzentgelt in eine L-Komponente und eine G-Komponente aufgeteilt werden. Während die L-Komponente beim Verbraucher erhoben wird, zahlen die Erzeuger die G-Komponente. In Deutschland zahlen aktuell die Verbraucher das gesamte Netzentgelt. Verschiedene andere europäische Länder erheben eine positive G-Komponente (siehe Tabelle 3). In Großbritannien, Norwegen und Schweden wird die G-Komponente – aus unterschiedlichen Gründen – regional differenziert.

In Norwegen und Schweden ist die Vermeidung von Leitungsverlusten die maßgebliche Motivation für eine Differenzierung der Erzeugungskomponente des Netzentgelts. Die G-Komponente soll somit dazu beitragen, dass stärker in der Nähe der Lastzentren produziert wird. Eine Anpassung der Tarife erfolgt jährlich.

Land	G-Komp.	L-Komp.	Zeitliche Differenzierung	Regionale Differenzierung	Verluste enthalten	Systemdienstleistungen
Belgien	7%	93%	Ja (3)	Nein	Nicht enthalten für Netze ≥ 150 kV	Tarif für Zusatzleistungen
Dänemark	4%	96%	Nein	Nein	Ja	Ja
Deutschland	0%	100%	Nein	Nein	Ja	Ja
Frankreich	2%	98%	Ja (3)	Nein	Ja	Ja
GB	27% TNUoS Tarif 50% BSUoS Tarif	73% TNUoS Tarif 50% BSUoS Tarif	Ja (2)	TNUoS regional, BSUoS nicht regional	Nein, wird im Energiemarkt erwirtschaftet	Im BSUoS Tarif enthalten
Italien	0	100%	Nein	Nein	Nein	Ja
Norwegen	38%	62%	Ja (3)	regional	Ja	Ja
Österreich	32%	68%	Nein	Nein	Ja	Ja
Polen	0%	100%	Nein	Nein	Ja	Ja
Schweden	33%	67%	Nein	regional	Ja	Ja
Spanien	10%	90%	Ja (3)	Nein	Nein, wird im Energiemarkt erwirtschaftet	Nein, sind im Preis für Energie enthalten

Tabelle 3: Haupteigenschaften der Netzentgeltsysteme für Übertragungsnetze in Europa, Stand Juni 2014. In der Spalte zeitlicher Differenzierung wird ggf. nach Jahreszeit, Wochentag oder sogar stündlich differenziert. Die Anzahl der Differenzierungskriterien befindet sich in Klammern. Quelle: ENTSO-E (2014).

In Großbritannien wurden die Netzentgelte im Jahr 2014 zu 27% von den Erzeugern und zu 73% von den Verbrauchern getragen. Im Wesentlichen gibt es zwei Kostenblöcke: Einen Beitrag zu den Investitions- und Wartungskosten des Systems (Transmission Network Use of System – TNUoS) sowie einen Beitrag zu den Kosten des Netzmanagements (Balancing Services Use of System – BSUoS). Die TNUoS unterscheidet sich nicht nur regional, sondern auch zwischen Erzeugern und Konsumenten. Es existieren zurzeit 27 Zonen auf der Erzeugerseite und 14 Zonen auf der Verbraucherseite. Die von den Erzeugern zu entrichtenden Tarife können auch negativ werden, um einen größeren Hebel zur Lenkung von Produktions- und Investitionsanreizen zu entfalten. Die Anpassung der Tarife findet jährlich statt. Der Netzbetreiber *nationalgrid* stellt außerdem Prognosen der zukünftigen Tarife zur Verfügung.

2.4 Market Based Redispatch

Die europäischen Strommärkte basieren auf einem Strommarktdesign, das innerhalb von großflächigen Handelsgebieten (typischerweise die einzelnen Nationalstaaten) keine Preisunterschiede zulässt. Daher kommt es zwangsläufig zu Marktergebnissen, die aufgrund von Netzengpässen nicht realisiert werden können. Ist die im Stromhandel erreichte Allokation auf dem Netz nicht abbildbar, so werden Engpässe durch ein Redispatch-Verfahren beseitigt. Betreiber von im Rahmen des Redispatch abgeschalteten Kraftwerken müssen dem Regulierer die durch die Abschaltung vermiedenen Kosten (v.a. Brennstoffkosten) erstatten. Bei Abschaltung sind die Betreiber somit nicht schlechter gestellt. Im Rahmen des sogenannten *kostenbasierten Redispatch* werden den Kraftwerken nur die durch den Redispatch-Einsatz unmittelbar entstehenden Kosten vergütet, so dass durch Redispatch-Einsätze kein zusätzlicher Deckungsbeitrag entstehen kann. Eine systemdienliche Standortwahl zahlt sich daher bei kostenbasiertem Redispatch nicht aus. Diese Praxis wird zunehmend kritisiert.

Verschiedentlich wird in der Literatur vorgeschlagen, das Redispatch-Verfahren derart zu verändern, dass den Kraftwerksbetreibern, die an der Behebung von Engpässen mitwirken nicht nur kurzfristig anfallende Kosten erstattet werden, sondern die Erwirtschaftung von Deckungsbeiträgen ermöglicht wird. Die aktuelle Rechtsprechung bekräftigt diese Forderung.²¹ Dies könnte durch eine Umstellung der Vergütung von Redispatch-Leistungen auf marktbasierete Preise geschehen. Eine marktbasierete Vergütung würde die Vergütung von Redispatch-Leistungen anhand von Knappheitspreisen implizieren und somit eine systemdienliche Standortwahl entlohnen. Zu bedenken ist jedoch, dass Marktmechanismen zur Ermittlung der Zahlungen implementiert werden müssten, was angesichts des geringen finanziellen Umfangs einzelner Redispatch-Maßnahmen hohe Transaktionskosten für die Beteiligten bedeuten könnte. Zudem ist zu bedenken, dass marktbasieretes Redispatch nicht effizient durchgeführt wird, wenn der TSO die Zielsetzung hat, die Redispatchkosten zu minimieren.²²

²¹ Vgl. OLG Düsseldorf (2015), Pressemitteilung Nr. 7/2015 vom 28.4.2015.

²² Vgl. Grimm et al. (2015c).

3. Internationale Erfahrungen

Im Folgenden sollen kurz die Erfahrungen in Großbritannien, Skandinavien und Italien dargestellt werden.

3.1 Großbritannien

In Großbritannien bestehen Engpässe im Netz zwischen dem Norden und dem Süden, der derzeit viele laststarke Regionen enthält. Kurzfristig werden diese Engpässe, wie in Deutschland, durch Redispatch ausgeglichen. Langfristig sollen durch regionale Differenzierungen der Netzentgelte Anreize für private Investoren geschaffen werden, in verbrauchsnahe Regionen zu investieren. Das erhobene Netzentgelt lässt sich in drei Komponenten – Connection Charges, Balancing Services Use of System (BSUoS) und Transport Network Use of System (TNUoS) – unterteilen:

Bei den **Connection Charges**, welche anschlussindividuell erhoben werden, handelt es sich im Wesentlichen um Gebühren für den Netzanschluss und -ausbau, die Instandhaltung sowie den Betrieb des Netzes. Die **BSUoS** Gebühren sollen die Kosten für Systemdienstleistungen abdecken. Die **TNUoS** Gebühren stellen ein Entgelt für die Nutzung der Netzinfrastruktur dar.

Während bei BSUoS nicht räumlich unterschieden wird, unterliegt die Komponente TNUoS einer geografischen Differenzierung.²³ TNUoS wird als Leistungspreis erhoben, berücksichtigt keine Verluste im Netz und bleibt für mindestens ein Jahr unverändert. Auf Erzeugerseite (G-Komponente) wird derzeit ein für 27 Zonen regional differenzierter Netzwerktarif erhoben. Die regionale Differenzierung der auf Konsumentenseite erhobenen Netzentgelte (L-Komponente) erfolgt aktuell auf Basis von 14 unterschiedlichen Zonen. Eine Neueinteilung der Zonen für die regional differenzierte G- und L-Komponente erfolgt im Fünfjahresrhythmus. Der Erzeugeranteil an TNUoS ist derzeit auf 27 %, der Konsumentenanteil auf 73 % festgesetzt.²⁴ Da auch negative Zonentarife für Erzeuger möglich sind, ergeben sich unmittelbar Anreize zum Kraftwerksbau. Die Bandbreite der G-Komponenten-Tarife reicht hierbei von -4.70 €/KWh in West Devon & Cornwall bis zu 33.79 €/KWh in Skye & Lochalsh. Der ungewichtete Durchschnittstarif beträgt 11.46 €/KWh.²⁵ In Summe gleichen sich die auf der Erzeuger-Seite durch TNUoS generierten Einnahmen und die durch negative Tarife getätigten Subventionen nicht aus. Dementsprechend stellt TNUoS für die Erzeuger ein Bonus- bzw. Malusystem dar, welches seit Jahren angewandt wird.²⁶ In Fachstudien wird davon ausgegangen, dass die Einführung der G-Komponente in Großbritannien zum Bau neuer Gas- und Kohlekraftwerke in verbrauchsnahe Regionen im Süden des Landes geführt hat und somit die Standortentscheidungen wie gewünscht beeinflusst wurden.²⁷

²³ Vgl. Haucap und Pagel (2014), S.12.

²⁴ Vgl. nationalgrid (2015).

²⁵ Vgl. nationalgrid (2014), S.4.

²⁶ Vgl. BET (2002), S.44.

²⁷ Vgl. frontier economics/consentec (2005), S.64ff.

Im Rahmen dieses Gutachtens wird die räumliche Differenzierung der G-Komponente analysiert. Eines der im Rahmen des Gutachtens analysierten Szenarien basiert prinzipiell auf der Berechnungsmethode der in Großbritannien angewandten Methodik. Die exakte Berechnungsmethodik und die in unserer Analyse für Deutschland daraus resultierenden regional differenzierten Tarife werden an späterer Stelle (Kapitel 4) in diesem Gutachten dargestellt.

3.2 Skandinavien

Wie bereits in Kapitel 2.2 dargestellt, ist das gesamte Marktgebiet des Nord Pool in Preiszonen eingeteilt. Im Fall von Netzengpässen ergeben sich dabei bereits am Spotmarkt regional differenzierte Preise für Angebots- und Nachfrageseite. Neben der Preisdifferenzierung werden außerdem einspeise- als auch ausspeiseseitig regional differenzierte Netzentgelte erhoben.

Die Netzentgelte in Schweden werden in zwei Komponenten unterschieden:

- 1) *power charge*: Die Einnahmen durch *power charge* Tarife sollen Investitionskosten ins Netz und die Wartung des Netzes decken.
- 2) *energy charge*: Die Einnahmen durch *energy charge* Tarife sollen die Transportverluste, die sich im Netz ergeben, decken.

In Schweden besteht prinzipiell eine Engpasssituation von Nord nach Süd, der durch die regional differenzieren Netzentgelte begegnet werden soll. Die *power charge* für die angeschlossene Leistung betrug im Jahr 2012 im Süden 19 SEK/KW und im Norden 48 SEK/KW. Zwischen dem Süden und dem Norden steigt diese Gebühr linear an. Durch die regionale Differenzierung der Tarife sollen Langzeitsignale zur effizienten Standortwahl beim Kraftwerksbau (nahe der Lastzentren) vermittelt werden. Insgesamt werden 33 % der *power charge* Gebühren von den Erzeugern getragen, während die Konsumenten 67 % bezahlen.

Die *energy charge*, bei der dieselbe Aufteilung zwischen Produzenten und Verbrauchern vorgenommen wird, wird zur Kompensation von Stromtransportverlusten im Netz erhoben. Auch hier liegen regional differenzierte Tarife vor. So lag 2012 die Bandbreite der Abgaben für Verlustenergie, welche jährlich neu ermittelt werden, zwischen -24.48 SEK/MWh und 32.00 SEK/MWh.²⁸

In Norwegen werden Netzentgelte wie folgt eingeteilt:

- 1) *Fixe Komponente*: Die fixe Komponente ist als ein Grundpreis zu verstehen, der zur Kostendeckung der Netzbetreiber erhoben wird.
- 2) *Variable Komponente*: Die variable Komponente ist nutzungsabhängig. Sie soll die Kosten abbilden, welche durch den Energieverlust entstehen, wenn eine weitere KWh Strom im Netz transportiert wird.

²⁸ Vgl. Svenska Kraftnät (2012), S.13ff.

Die Netzentgelte sollen, wie in Schweden, die durch Transportverluste verursachten Kosten abdecken. Hierzu findet nicht nur eine geografische sondern auch eine zeitliche Differenzierung der Gebühren statt. Die Beteiligung der Erzeuger an den Netzentgelten ist in Norwegen 38%, und somit höher als in Schweden. Bei den Erzeugern besteht das Netzentgelt aus einem fixen und einem variablen Anteil. Während der fixe Kostenbestandteil von 1 €/MWh im Jahr 2013 auf 1.4 €/MWh im Jahr 2014 anstieg²⁹, findet eine Neuanpassung des variablen Anteils, der anhand von Netzverlusten, Spotmarktpreisen und der Nachfrage berechnet wird, wöchentlich statt³⁰. Auch in Norwegen sind negative G-Komponenten möglich, wodurch in gewissem Umfang Standortentscheidungen gefördert werden sollen.³¹

Da sich eine regionale Differenzierung von Investitionsanreizen in Skandinavien sowohl aus den unterschiedlichen zonalen Spotpreisen als auch den regional differenzierten Netzentgelten ergibt, erscheint eine direkte Übertragbarkeit der skandinavischen G-Komponente auf Deutschland schwierig. Der Fall von Skandinavien illustriert jedoch, dass es durchaus Gründe geben kann zusätzlich zu einer Preiszonierung regional differenzierte Netzentgelte zu erheben.

3.3 Italien

Obwohl Preiszonen durchaus geeignet scheinen, Standortentscheidungen in Kraftwerkskapazität sinnvoll zu lenken wird die resultierende regionale Differenzierung der Verbraucherpreise oft sehr kritisch gesehen und stellt ein zentrales Hindernis bei der Einführung von Preiszonen dar. In Italien hat man sich wohl auch aus diesem Grund dazu entschieden, Preiszonen zwar einzuführen, aber die am Spotmarkt resultierenden Preisunterschiede lediglich an die Erzeuger weiterzugeben. Das italienische Marktgebiet ist derzeit in sieben Preiszonen auf Erzeugerseite eingeteilt. Die Konsumenten hingegen bezahlen einen einheitlichen, gewichteten Zonenpreis. Die Erhebung der Netzentgelte zur Deckung aller Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt ohne jede regionale Differenzierung.³²

Bei der in Italien geltenden Regelung handelt es sich also um ein Preiszonenmodell, wobei regional differenzierte Anreize nur für die Erzeugungsseite bestehen. Auf der Nachfrageseite findet keine räumliche Differenzierung statt. Diese Rahmenbedingungen unterscheiden sich klar von einer G-Komponente, da sich die Preisunterschiede in Abhängigkeit der jeweils aktuellen Engpasssituation am Spotmarkt herausbilden. Im Unterschied zu der italienischen Lösung hätte eine arbeitsbasierte G-Komponente zwar eine gewisse Steuerungswirkung hinsichtlich der Produktion, diese würde aber nicht in Reaktion auf die jeweilige Engpasssituation variieren. Eine leistungsbasierte G-Komponente würde die Produktion überhaupt nicht steuern, sondern lediglich die Investitionsanreize beeinflussen.

²⁹ Vgl. ENTSO-E (2014): Synthesis 2014, S.6ff.

³⁰ Vgl. Statnett (2014): Main Grid Tariffs, S.7

³¹ Vgl. Norwegian Water Resources and Energy Directorate: Annual Report 2010, S.31f.

³² Vgl. Energia elettrica e il gas (2006): The electricity market reform in Italy

4. Eine modellbasierte Analyse

Den Kern des vorliegenden Gutachtens bildet eine modellbasierte Analyse verschiedener Ansätze, regionale Preiskomponenten im Strommarkt umzusetzen. Die Analysen basieren auf der Modellierung von Grimm et al. (2015a), die in Grimm et al. (2015e) auf Deutschland angepasst wird.³³ Im Folgenden wird zunächst die Modellierung im Detail beschrieben (Kapitel 4.1), die verwendete Datengrundlage begründet und diskutiert (Kapitel 4.2) und abschließend die Ergebnisse zusammengefasst (Kapitel 4.3).

4.1 Modellierung

Regionale Preiskomponenten im Strommarkt können – je nach ihrer Ausgestaltung – in der kurzen Frist Auswirkungen auf Produktion und Verbrauch haben. Ein wesentliches (wenn nicht sogar das vornehmliche) Ziel von regionalen Strompreiskomponenten ist jedoch die Steuerung der Standortwahl von Erzeugern und (Groß-) Verbrauchern. Aus diesem Grund ist es für eine Analyse der Auswirkung regionaler Preiskomponenten unabdingbar, sowohl die Investitions- als auch die Produktionsanreize in einem Strommarktmodell abzubilden.

Der Ansatz von Grimm et al. (2015a) verwendet ein dreistufiges Gleichgewichtsmodell, in dem ein zentrale Planer (bzw. die regulierten Netzbetreiber) in Antizipation der privatwirtschaftlichen Standort- und Produktionsentscheidungen von Erzeugungsunternehmen über die Netzauslegung entscheidet (Investition in Netzkapazität). Der Stromhandel erfolgt über eine zentrale Strombörse unter Vernachlässigung möglicher Netzrestriktionen (Energy Only Markt) nach dem Merit Order Prinzip. Netzengpässe werden durch die Netzbetreiber nach Abschluss des Handels durch kostenbasiertes Redispatch aufgelöst. Der zeitliche Ablauf der modellierten Zusammenhänge ist in Abbildung 7 dargestellt, eine schematische Darstellung findet sich in Abbildung 8 und Abbildung 9. Im Anhang ist der Modellansatz aus Grimm et al. (2015e) im Detail aufgeführt.

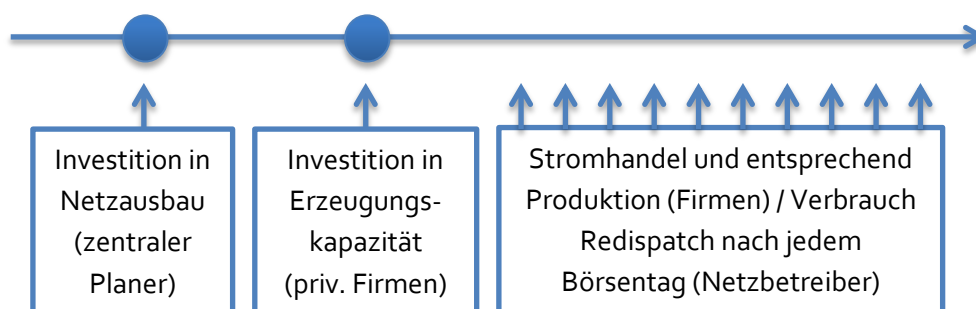


Abbildung 7: Zeitlicher Ablauf des Modells in Grimm et al. (2015a).

³³ In der Literatur gibt es bereits eine Reihe an Beiträgen, die die prinzipielle Bedeutung der Netzregulierung und -bewirtschaftung auf Kraftwerks- und Netzinvestitionen diskutieren, vergleiche z.B Höffler und Wambach (2013), Ruderer und Zöttl (2012), oder Inderst und Wambach (2007). Das aus Grimm et al. (2015a) verwendete berechenbare Gleichgewichtsmodell ist jedoch das erste, das es erlaubt diese Zusammenhänge im Marktumfeld explizit zu quantifizieren.

max Soziale Wohlfahrt

s.t.

1. Kirchhoffsches Gesetz (Knotenregel)
2. Kirchhoffsches Gesetz (Maschenregel)
- Phasenwinkel des Referenzknoten
- Übertragungskapazitäten
- Erzeugungskapazitäten
- Einschränkung der Variablen

Abbildung 8: Modellskizze Firstbest (FB)

1. Level: Spotmarkt & Kraftwerksinvestitionen

max Gewinn

s.t.

1. Kirchhoffsches Gesetz (Knotenregel) für Zonen
- Übertragungskapazitäten zwischen Zonen
- Erzeugungskapazitäten
- Einschränkung der Variablen

2. Level: Redispatch & Leitungsinvestitionen

max Soziale Wohlfahrt

s.t.

1. Kirchhoffsches Gesetz (Knotenregel)
2. Kirchhoffsches Gesetz (Maschenregel)
- Phasenwinkel des Referenzknoten
- Übertragungskapazitäten
- Erzeugungskapazitäten
- Zusammenhang Spotmarkt- und Redispatchmengen
- Einschränkung der Variablen

Abbildung 9: Modellskizze Status Quo (SQ) und Zwei Preiszonen (zZ)

4.1.1 Grundlagen der Modellierung (Grimm et al., 2015a)

In Grimm et al. (2015a) wird beispielhaft ein 6-Knoten-Netzwerk (vgl. Abbildung 10) analysiert, um die Auswirkungen von Preiszonen und verschiedenen Netzentgelt-Regimen auf die Investitions- und Produktionsanreize zu untersuchen. Im Folgenden werden anhand dieses Beispiels die einzelnen Modellstufen erläutert.

Die Grundlage der Modellierung bildet eine Netzstruktur mit Knoten und Kanten (Linien), wobei an den Knoten Verbraucher und/oder Erzeuger angesiedelt sind und Erzeugung zugebaut werden kann.

Verbraucher sind an den Knoten im Netzwerk angesiedelt, aber nicht notwendigerweise an allen Knoten. Die Nachfrage wird modelliert, indem ausgehend von einem aus Strommarktdaten bekannten Verbrauchspunkt eine lineare Nachfragefunktion mit einer für den Strommarkt typischen Elastizität generiert wird. Durch die Fluktuation des stündlichen Verbrauchs fluktuieren auch die so generierten Nachfragefunktionen über die Zeit. Bei einer Förderung von erneuerbaren Energien über konstante Einspeisevergütungen mit Abnahmegarantie muss die Nachfrage an den einzelnen Knoten um die Einspeisung an erneuerbaren Energien bereinigt werden, so dass die Nachfrage nach konventioneller Erzeugung verbleibt. Die in die Modellierung der stündlichen Strommärkte eingehende Nachfrage umfasst somit $24 \cdot 365$ stündliche Nachfragekurven.

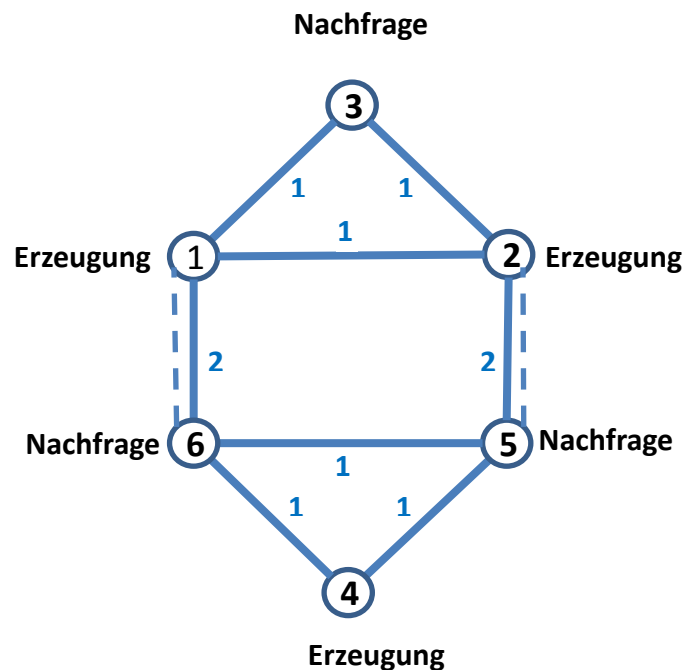


Abbildung 10: Netzstruktur in Grimm et al. (2015a).

Erzeuger sind ebenfalls an den Knoten des Netzwerks angesiedelt, aber nicht notwendigerweise an allen Knoten. Der Modellbetrachtung unterliegen lediglich die Erzeuger, die fluktuierenden Preisen an der Börse ausgesetzt sind (andere Erzeuger werden durch die entsprechende Anpassung der Nachfrage berücksichtigt, s.u). Unterschieden wird zwischen bestehenden Kraftwerken und Kraftwerken, die zugebaut werden können.

Nicht an jedem Knoten kann notwendigerweise jede Technologie zur Stromerzeugung eingesetzt werden.³⁴ Dies kann im Modell durch eine Einschränkung der Investitionsmöglichkeiten an den einzelnen Knoten oder durch eine Differenzierung der Investitions- oder Betriebskosten abgebildet werden.

Im Modell wird konkret ermittelt, welche der möglichen Kandidaten (Art des Kraftwerks und Größe) unter verschiedenen regulatorischen Rahmenbedingungen zugebaut werden. Es ist außerdem möglich, den Abbau von Kapazität zu ermitteln, der erfolgen würde, wenn die jährlichen Betriebskosten einer Erzeugungseinheit durch deren Erlöse nicht gedeckt wären.

Investitionsentscheidungen der privaten Erzeugungsunternehmen basieren in der Modellanalyse auf Kosten-Nutzen-Abwägungen. Im Folgenden geben wir einen detaillierten Überblick über die modellierten Kostenkomponenten sowie über die Determinanten der Erlöse der Erzeugungseinheiten.

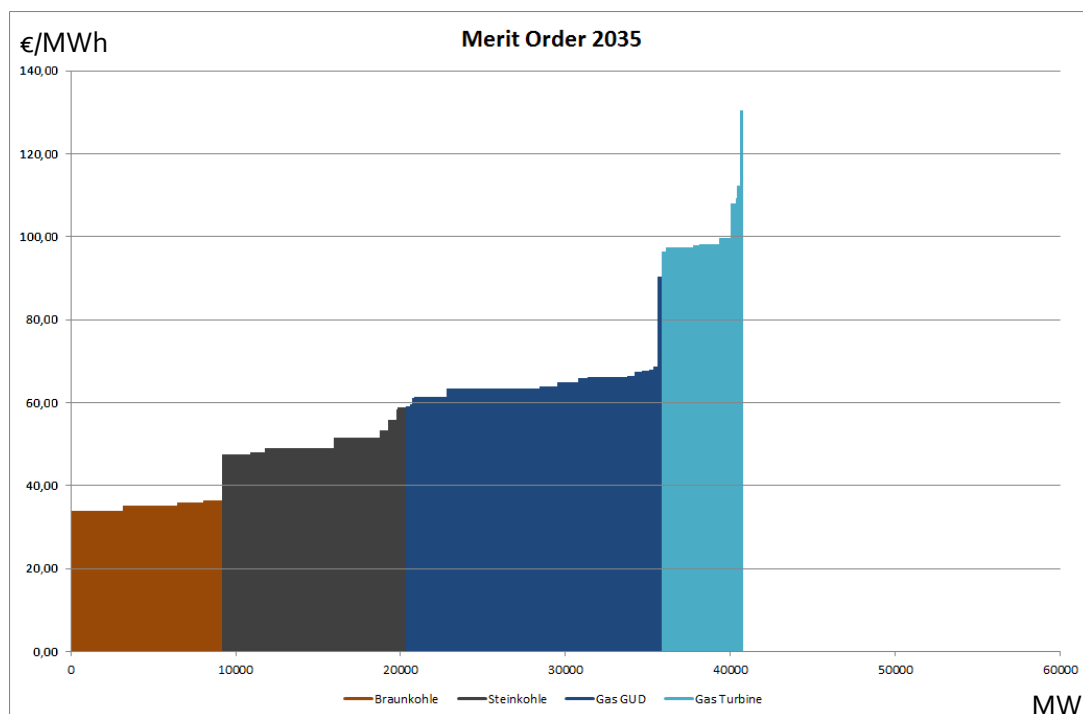


Abbildung 11: Merit Order des bestehenden konventionellen Kraftwerksbestandes (ohne Neubau), Grundlage für betrachtete Modellszenarien.

- **Produktionskosten und Angebotsentscheidung:** Eine Stromeinheit (MWh) wird im Modell zur Produktion angeboten, wenn der Erlös, der mit ihr erzielt wird, höher ist als die variablen Kosten, die bei ihrer Produktion entstehen. Da in der Modellierung Marktmacht

³⁴ So finden sich z.B. Braunkohle-Kraftwerke nur nahe an den Abbaugebieten, Steinkohle-Kraftwerke setzen Infrastruktur zur Belieferung mit Brennstoff voraus (Wasserwege), Gas kann hingegen überall mit ähnlichem Kostenaufwand betrieben werden.

nicht berücksichtigt³⁵ wird, bieten die Erzeuger ihre Kapazität für jede der 24 Stunden eines Tages zu Grenzkostenpreisen an der Strombörse an. In Abhängigkeit der Nachfragesituation kommt es jedoch in vielen Stunden zu Preisen, die deutlich über den variablen Kosten der Erzeugung liegen und die somit zur Amortisation der Investitionskosten für die Erzeugungseinheit beitragen können. Die variablen Kosten der Erzeugung (Grenzkosten) setzen sich aus den Brennstoffkosten und den Kosten für notwendige CO₂-Zertifikate zusammen. Hierbei wird von einem auslastungsunabhängigen, aber baujahr- und technologiespezifischen Wirkungsgrad jedes Kraftwerks ausgegangen. Dynamische Komponenten, wie z.B. Anfahrkosten, Minimalauslastung von Kraftwerken oder Beschränkungen der Einsenkgeschwindigkeit der Kraftwerke finden keine Berücksichtigung.³⁶

- **Betriebskosten:** Die Betriebskosten sind Kosten, die aus der Betriebsbereitschaft eines Kraftwerks entstehen. Sie sind kurzfristig nicht vermeidbar und werden daher bei der Angebotsentscheidung nicht berücksichtigt. Langfristig können sie durch eine Stilllegung des Kraftwerks vermieden werden. Ein Vergleich der Betriebskosten mit den erwarteten Erlösen eines Kraftwerks (z.B. für das kommende Quartal oder Halbjahr) erlaubt jedoch eine Entscheidung über Stilllegung oder Weiterbetrieb der Einheit.
- **Investitionskosten:** Investitionen in Erzeugungskapazität stellen extrem langfristige Entscheidungen dar, da Kraftwerke eine Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten haben. Die Investitionsentscheidung sollte erfolgen, wenn die erwarteten Erlöse aus dem Betrieb des Kraftwerks über seine Lebensdauer die Investitionskosten übersteigen. Für Kraftwerke wird eine Abschreibungsdauer³⁷ von 35 Jahren für Kohlekraftwerke und 25 Jahre für Gaskraftwerke angelegt. Hieraus lässt sich eine „Annuität“ (in €/MW) für die Investitionskosten errechnen, d.h. der Betrag, den das Kraftwerk innerhalb eines Jahres mit einer installierten Kapazität von einem MW verdienen muss, damit die Investition lohnenswert ist. In der Modellanalyse wird ein „typisches“ Jahr betrachtet, in dem die Unternehmen dann Kapazität zubauen, wenn der Betrieb der zusätzlichen Kapazität rentabel ist, d.h. die Erlöse die Investitionskosten übersteigen. Der Umfang des Zubaus (d.h. die Größe der entsprechenden Kraftwerke) wird über eine Grenzbetrachtung ermittelt:

³⁵ Die Berücksichtigung von strategischem Verhalten von Firmen ist nach aktuellem Forschungsstand im analysierten Marktmodell mit Redispatch, Kraftwerksinvestitionen und Netzerweiterung nicht durchführbar. Das zentrale Hindernis besteht darin, dass unter plausiblen Annahmen kein eindeutiges Gleichgewicht des Marktspiels zwischen den Firmen existiert. Dadurch ergibt sich eine sehr große Beliebigkeit der daraus resultierenden Gesamtlösung, die dann keinerlei belastbare Aussagen für die im Gutachten behandelten Fragestellungen zulässt.

³⁶ Diese führen zu intertemporalen Nebenbedingungen des Gleichgewichtsproblems. Zur exakten Bestimmung des kurzfristigen Dispatches sind diese Nebenbedingungen in der Tat von großer Bedeutung. Allerdings fokussiert die im vorliegenden Gutachten durchgeführte Analyse auf den langfristigen Kraftwerks- und Netzausbau. Hier führt eine detaillierte Berücksichtigung dieser intertemporalen Nebenbedingungen zu signifikanten Laufzeitverlängerungen des verwendeten Lösungsalgorithmus und macht somit sinnvolle Laufzeiten unmöglich. Es ist darüber hinaus davon auszugehen, dass diese intertemporalen Nebenbedingungen, die den kurzfristigen Kraftwerkeinsatz betreffen, keinen signifikanten Einfluss auf die langfristigen Entscheidungen haben. Einschlägige Studien der Fachliteratur, die langfristige Investitionsentscheidungen betrachten, wählen in der Regel einen analogen Ansatz.

³⁷ Vgl. Konstantin (2013): *Praxisbuch Energiewirtschaft*, S.311.

Für jedes zusätzliche MW installierte Leistung wird überprüft, ob der Grenzerlös (die Summe der erwarteten zusätzlichen Erlöse durch die zusätzlich installierte Leistung) höher ist als die Grenzkosten (Annuität pro MW). Der Grenzerlös einer zusätzlichen Kapazitätseinheit wird dabei entscheidend von den im Modell abgebildeten Marktregeln bestimmt. Daher lassen sich im Modell die Auswirkungen des regulatorischen Rahmens auf die Investitionsentscheidungen explizit untersuchen.

Neben den im Modell erfassten Determinanten der Investitionsentscheidung gibt es weitere, in der Realität wichtige Komponenten, die einen Einfluss auf Investitionsentscheidungen haben. Eine entscheidende Komponente ist das regulatorische Risiko, sowie weitere Risiken, die derart langfristigen Investitionsentscheidungen innewohnen. Durch die Betrachtung eines exemplarischen Jahres lassen sich zwar die (insbesondere auch langfristigen) Effekte verschiedener Rahmenbedingungen gut vergleichen, nicht jedoch die Effekte die aus der Erwartung häufiger Regimewechsel resultieren.

Leitungen werden im Modell durch die Kanten zwischen den Knoten abgebildet. Der Modellierungsansatz verwendet die allgemein übliche verlustfreie lineare Gleichstrom Fluss-Approximation (linear lossless DC approximation). Hierfür wird jeder Leitung eine thermische Kapazität und ein Widerstandswert zugeordnet. Dies erlaubt eine Berücksichtigung des ersten und des zweiten Kirchhoffschen Gesetzes. Zubau von Leitungen wird an ausgewählten Stellen zugelassen (im Beispielnetzwerk aus Abbildung 10 sind dies Erweiterungen der beiden Nord-Süd-Verbindungen, gestrichelte Linien). Für die entsprechenden Kandidaten werden Investitionskosten (Annuitäten pro MWkm) sowie der Widerstand spezifiziert.

Weitere Modellkomponenten.

- **Redispatch:** Die Modellierung unterstellt kostenbasiertes Redispatch, wobei die Zu- und Abschaltung von Kraftwerken kostenminimal für den Netzbetreiber erfolgt. Für einen gegebenen Kraftwerkspark ist dieses Vorgehen optimal, langfristige Anreize werden nicht optimal gesetzt.³⁸ Bei kostenbasiertem Redispatch werden bei Auftreten von Netzengpässen Kraftwerke vor dem Engpass ab- und Kraftwerke hinter dem Engpass zugeschaltet, um den selbigen zu beseitigen. Die abgeschalteten Kraftwerke müssen dem Netzbetreiber ihre vermiedenen variablen Kosten erstatten, so dass sie genau indifferent zwischen Produktion und Abschaltung sind. Die zugeschalteten Kraftwerke bekommen eine Vergütung in Höhe der anfallenden variablen Kosten. Kostenminimales Redispatch impliziert, dass die teuersten Kraftwerke vor dem Engpass abgeschaltet und die günstigsten Kraftwerke hinter dem Engpass zugeschaltet werden. Die Spezifikation der Zahlungen impliziert, dass kein Kraftwerksbetreiber durch Redispatcheinsätze zusätzliche Gewinne oder Verluste realisieren kann, so dass für die Unternehmen im Modell der Redispatcheinsatz nicht in das Optimierungskalkül eingehen muss.

³⁸ Vgl. z.B. Grimm et al. (2015c) und die dort zitierte Literatur.

- **Netzgebühren:** Netzgebühren werden mit dem Ziel erhoben, die Netzinvestitionen zu finanzieren und auf die Verbraucher umzulegen. Im Modell werden Gebühren zur Abzahlung bestehender Infrastruktur berücksichtigt sowie die Erhöhung des Netzentgelts, das sich aus dem Zubau von Linien ergibt.

Die in Abbildung 7 dargestellte Timeline lässt sich nun für die Modellierung in ein dreistufiges Modell übersetzen.

Stufe 1: Netzausbau

In der ersten Stufe entscheidet ein zentraler Planer über den wohlfahrtsmaximierenden Netzausbau unter der Nebenbedingung, dass die Netzgebühren die Finanzierung der Netzinfrastruktur sicherstellen. Die Zielfunktion des Planers, die soziale Wohlfahrt, setzt sich dabei aus der Summe der entstehenden Konsumenten- und Produzentenrenten zusammen. Somit hängt die Zielfunktion des Planers von den installierten Erzeugungskapazitäten und der realisierten Produktion der Kraftwerke ab. Der soziale Planer entscheidet somit über den Netzausbau mit dem Ziel der Wohlfahrtsmaximierung und unter **Antizipation** der durch den regulatorischen Rahmen induzierten Investitionen in Erzeugungskapazität und der daraus resultierenden Produktion. Zur Verfügung stehen dem Planer in unserem Beispiel zwei Linien-Kandidaten (siehe Abbildung 10), von denen er keine, eine Linie oder zwei Linien bauen kann.

Stufe 2: Investition und Produktion

In der zweiten Stufe werden die Entscheidungen der privaten Unternehmen zusammengefasst. Da in der Investitionsentscheidung die Ergebnisse des Börsenhandels antizipiert werden müssen, erläutern wir zunächst die Produktionsentscheidung. Im Börsenhandel wird für jede Stunde des exemplarisch betrachteten Jahres der Börsenpreis und die gehandelte Menge nach dem Merit Order Prinzip ermittelt. Aus den Ergebnissen resultiert dann die Auslastung einzelner Kraftwerkseinheiten. Beschränkungen durch die bestehende Netzkapazität werden an der Börse nur dann berücksichtigt, wenn sie sich in Preissignalen widerspiegeln können. Der Standort von Kraftwerken spielt für das Börsenergebnis also nur dann eine Rolle, sofern er für die Preisbildung relevant ist (z.B. bei Preiszonen).

Die Investitionsentscheidung in Erzeugungskapazität determiniert, wie viel Kapazität an welchen Standorten im Netz installiert wird in Antizipation der Erlössituation der entsprechenden Einheiten (d.h. Einsatzhäufigkeit und in den entsprechenden Stunden erzielte Deckungsbeiträge). Die Standortentscheidung kann durch eine standortbedingte unterschiedliche Erlössituation beeinflusst werden (z.B. bei Preiszonen, die dazu führen, dass Netzengpässe in gewissem Umfang berücksichtigt werden) oder auch durch standortbezogene Unterschiede in den Investitionskosten (z.B. durch eine regional differenzierte G-Komponente oder durch natürlich unterschiedliche Standortfaktoren aufgrund von Transportkosten der entsprechenden Rohstoffe o.ä.).

Stufe 3: Redispatch

In der dritten Modellstufe entscheidet der Netzadministrator über Redispatch-Maßnahmen für alle $24 \cdot 365$ Spotmarkt-Ergebnisse. Diese Berechnungen werden signifikant erleichtert, da intertemporale Nebenbedingungen der Produktionsentscheidungen von Kraftwerken in der Modellierung vernachlässigt werden und keine zeitliche Interdependenz zwischen den einzelnen Spotmärkten vorliegt (vergleiche Fußnote 36). Die Redispatch-Operationen werden so gewählt, dass bei den gegebenen Vergütungsregeln (kostenbasiertes Redispatch) die Redispatch-Kosten minimiert werden. Dabei berücksichtigt der Netzbetreiber die physikalischen Eigenschaften des Netzes (lineares Flussmodell unter Berücksichtigung von Maschenregeln) sowie die Beschränkungen durch den Kraftwerkspark.

Redispatch kann in der Realität einerseits durch die Zu- und Abschaltung von Kraftwerken erfolgen, andererseits aber auch durch das Zu- und Abschalten regelbarer Verbraucher oder eine Drosselung der Wind- oder Solareinspeisung. Während die letzten beiden Optionen heute noch als Ausnahme zu sehen sind, ist es durchaus denkbar, dass sie – je nach regulatorischen Rahmenbedingungen – zum Regelfall werden, da Netzprobleme ohne diese Maßnahmen nicht lösbar sind. Wir erlauben daher in verschiedenen Modellvarianten auch unkonventionelle Redispatch-Maßnahmen.

4.1.2 Erweiterung des Modells

Im Folgenden wird eine Erweiterung des Modells von Grimm et al. (2015a) dargestellt, um Deutschland und die zentralen Verbindungen ins Ausland abzubilden (Grimm et al. 2015e). Das deutsche Übertragungsnetz (inkl. Konnektoren ins Ausland) wird zu diesem Zweck auf 28 Knoten reduziert (je ein Knoten pro Bundesland, sowie 12 Auslandsknoten, siehe Abbildung 12). Windparks in Nord- und Ostsee werden dabei den Bundesländern zugeordnet, an die sie angebunden sind.

Im Wesentlichen erfolgt die Modellierung wie oben beschrieben. Eine Erweiterung des Modells wird durch die Berücksichtigung der Auslandsknoten nötig. Analog zur Kalibrierung der Nachfrage in den innerdeutschen Knoten wird eine Residualnachfrage jedes Auslandsknotens bestimmt. Hierbei ist zu beachten, dass nicht nur positive Nachfragemengen (Export aus Deutschland) sondern auch negative Mengen (Import nach Deutschland) auftreten können. Die Kalibrierung erfolgt über im Jahre 2014 beobachtete Import/Export-Handelsmengen an den jeweiligen Grenzübergangspunkten zusammen mit den jeweils beobachteten Marktpreisen.

Bei der Modellierung der Netzstruktur ist zu beachten, dass die betrachteten Auslandsknoten untereinander nicht miteinander verbunden sind. Ziel der langfristigen Investitionsanalyse des vorliegenden Gutachtens ist es (analog zum Netzentwicklungsplan), innerhalb Deutschlands auftretende regionale Ungleichgewichte von Produktion und Verbrauch durch das deutsche Übertragungsnetz zu adressieren – ohne Berücksichtigung möglicherweise zusätzlich vorhandener Übertragungswege über ausländische Netze.

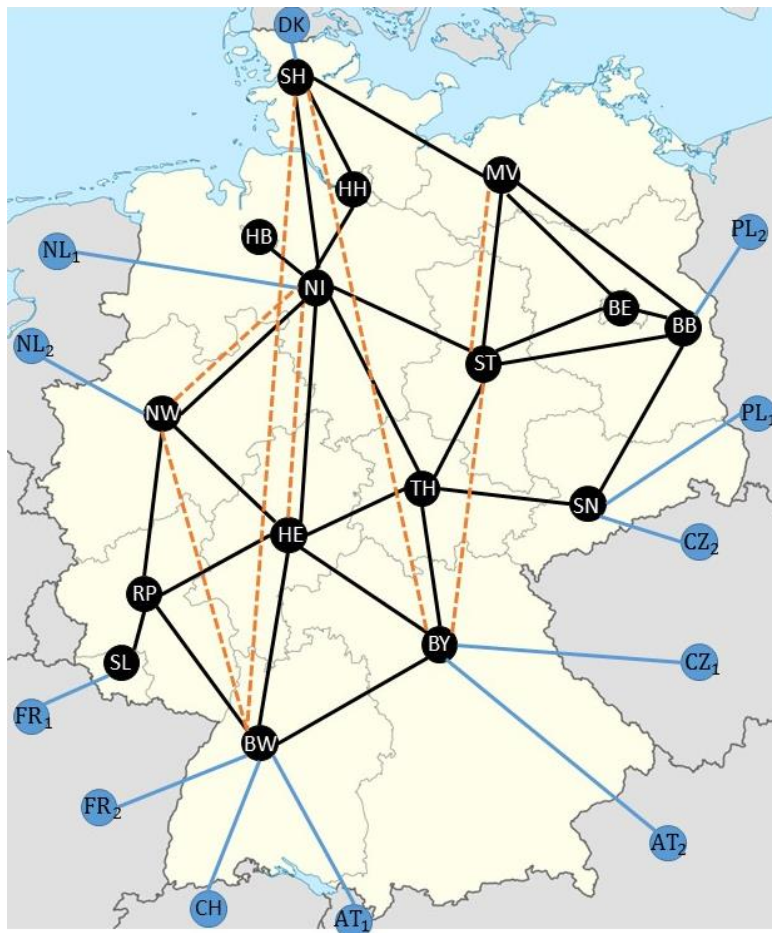


Abbildung 12: Netzknoten Deutschland und Nachbarstaaten

Bei der Bestimmung des Marktgleichgewichtes im Rahmen der durchgeführten Modellberechnungen wird jedem der Nachbarländer eine eigene Preiszone zugewiesen. Im Fall von knapper Übertragungskapazität stellt sich damit bereits am Spotmarkt ein unterschiedlicher Preis ein. Dies erlaubt die exakte Modellierung der aktuellen internationalen Engpassbewirtschaftung durch explizite bzw. implizite Auktion der Grenzübergangskapazitäten. Entsprechend der aktuell geltenden Regeln erfolgt die Bestimmung der Engpasskapazitäten gemäß der NTC-Methode. Hierbei wird in der Realität im Vorfeld der Auktion eine jeweils zur Verfügung stehende Übertragungskapazität festgelegt. In der Modellierung legen wir jeweils einen Wert für die zur Verfügung stehenden Kapazitäten für den gesamten Zeitraum fest, der aus den beobachteten grenzüberschreitenden Handelsmengen bestimmt wird. Eine Berücksichtigung physikalischer Regeln des Stromflusses (insbesondere der im 2. Kirchhoffschen Gesetz formulierten Maschenregel) erfolgt bei der aktuell gültigen Methode der internationalen Engpassbewirtschaftung nicht. Die im Rahmen des Gutachtens verwendete Modellierung trägt dieser Tatsache Rechnung.

Auch in dem erweiterten Modell werden Linien-Kandidaten für den Netzausbau vorgegeben. Die Kandidaten werden aus dem aktuellen Netzentwicklungsplan abgeleitet. Auch der installierte Kraftwerkspark sowie die Zubau-Optionen folgen den Szenarien, die für die Netzentwicklungsplanung verwendet wurden. Für eine detaillierte Darstellung der verwendeten Datengrundlagen verweisen wir auf Kapitel 4.2.

Mit Hilfe der hier vorgestellten Herangehensweise ist es möglich, endogen die Auswirkung verschiedener regulatorischer Rahmenbedingungen auf (1) die Produktions- und Investitionsanreize der privatwirtschaftlichen (ihren Gewinn maximierenden) Erzeuger und (2) den in dem entsprechenden Rahmen optimalen Netzausbau zu ermitteln. Dies erfolgt in den einschlägigen Studien nicht. So stellt die Netzausbauplanung beispielsweise auf eine prognostizierte Entwicklung des Kraftwerksparks und des EE-Zubaus ab. Es wird aber nicht untersucht, ob veränderte Investitionsanreize in Erzeugungskapazitäten zu einer anderen optimalen Netzauslegung führen würden – und wie sich die Gesamtkosten der Stromerzeugung in verschiedenen Szenarien unterscheiden würde. Einen solchen Vergleich leistet das hier vorgestellte Modell. Im Folgenden stellen wir kurz die analysierten Rahmenbedingungen vor und skizzieren, wie die Fälle in der Modellierung umgesetzt werden. In Kapitel 4.2 werden dann im Detail die verwendete Datenbasis und Abwägungen bei der Kalibrierung des Modells beschrieben.

Status Quo: Energy Only Markt mit kostenbasiertem Redispatch (Szenario **SO_{ORG}** und **SO_{RED}**)

Die Modellierung des Status Quo erfolgt wie im Grundmodell (Abschnitt 4.1) beschrieben. Bei einer Auslegung des Modells für Deutschland wird berücksichtigt, dass Deutschland und Österreich in einer Preiszone liegen, indem keine Preisunterschiede zwischen den Handelsgebieten zugelassen werden. An den restlichen Auslandsknoten werden Preisunterschiede zugelassen. Die genaue Spezifikation der Netzinfrastruktur und des Kraftwerksparks sowie der Zubauoptionen erfolgt anhand einer umfangreichen Datengrundlage, die in Kapitel 4.2 detailliert beschrieben wird.

Referenzfall Wohlfahrtsoptimum: Nodalpreise (Szenario **FB**)

Die Nodalpreislösung ist für unsere Überlegungen aus zwei Gründen von Bedeutung: Zum einen gibt sie uns einen Anhaltspunkt, wie hoch die Wohlfahrtsgewinne sein können, die durch eine Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen erreicht werden können. Zum Zweiten benötigen wir die Nodalpreislösung zur endogenen Herleitung der G-Komponenten (siehe weiter unten).

In Strommärkten mit Nodalpreisbildung werden alle Gebote inklusive der Standortdaten der Erzeuger und Verbraucher dem „Independent System Operator“ (ISO) übermittelt. Dieser hat neben den Gebots- und Standortinformationen auch die Netzdaten und ermittelt unter Einbeziehung aller Informationen den optimalen Dispatch und die dazugehörigen knotenscharfen Preise. Identische Preise an verschiedenen Knoten im Netz resultieren nur in Abwesenheit von Netzengpässen zwischen den Knoten.

Es kann gezeigt werden, dass die Nodalpreislösung sowohl kurz- als auch langfristig das Wohlfahrtsoptimum implementiert, sofern der ISO die tatsächliche Netzinfrastruktur vollumfänglich berücksichtigt. Das bedeutet, sowohl die Produktions- als auch die Investitionsanreize sind optimal gesetzt.

Regionale Preiskomponenten I: G-Komponente

In einer weiteren Modellvariante wird ein regional differenziertes Netzentgelt modelliert (G-Komponente). Wie in Kapitel 2 argumentiert, erscheint eine arbeitsbezogene G-Komponente (pro MWh) wenig sinnvoll. Daher werden zwei Varianten der leistungsbezogenen G-Komponente implementiert. In beiden Varianten ist die G-Komponente eine regional differenzierte Zahlung, die ein Unternehmen für jedes installierte MW pro Jahr und unabhängig von der Art der Erzeugungskapazität erhält oder leisten muss. Idealerweise spiegelt die Zahlung die relativen Vor- bzw. Nachteile eines bestimmten Standorts im Netz wider. Die Zahlungen können positiv oder auch negativ sein, so dass eine Wirkung sich auch dann entfalten kann, wenn die Erzeuger insgesamt gar keinen positiven Anteil am Netzentgelt zu tragen haben. Der Anteil der Erzeuger am Netzentgelt und seine Auswirkungen ist somit ein weiterer Parameter im Modell, dessen Effekte sich analysieren lassen.

In **Variante 1** (Szenario ΔNP_{ORG} und ΔNP_{RED}) erfolgt die Ableitung der G-Komponenten aus dem Systemoptimum. Zur Berechnung wird die Nodalpreislösung mit 16 Zonen verwendet, da diese in unserer Modellierung dem Systemoptimum entspricht. Aus den Ergebnissen lassen sich der mengengewichtete Durchschnittspreis (\bar{p}_t) über alle Zonen sowie die mengengewichteten Durchschnittspreise für die einzelnen Zonen (\bar{p}_{Lt}) ermitteln. Die G-Komponente für ein Bundesland L ergibt sich dann als Summe der Preisdifferenzen (Landes-Durchschnittspreis abzüglich des Durchschnittspreises über alle Zonen) über alle Handelsperioden:

$$-G_L = \sum_{t=1}^T \bar{p}_{Lt} - \bar{p}_t$$

Diese Einmal-Zahlung (pro Jahr) korrigiert approximativ die bei einheitlichen Preisen verzerrten regionalen Investitionsanreize.

In **Variante 2** (Szenario UK_{ORG} und UK_{RED}) wird die G-Komponente in Anlehnung an das Vorgehen in Großbritannien ermittelt. Den Ausgangspunkt für die Berechnung der G-Komponente bilden dabei die Knoten sowie die Leitungen zwischen den Knoten mit Daten über Erzeugung, Verbrauch und Kapazität. Ausgehend von diesen Daten wird mit Hilfe des Netzmodells für jeden Knoten ein Kostenwert für die Netzbelastung berechnet, der aufgrund der Ein- bzw. Ausspeisung entsteht (WERTo).³⁹ Um nun zu ermitteln, wie viel Netzbe- oder -entlastung ein Zubau von Erzeugungskapazität generiert, wird an einem Referenzknoten die Nachfrage um 1 MW erhöht. Für jeden Knoten wird daraufhin die Erzeugung (einzeln) um 1 MW erhöht und (wie oben) für diesen

³⁹ Bei G-Regionen mit mehreren Knoten wird ein gewichteter Durchschnitt der marginalen Netzbelastungskosten gebildet, wobei jeder Knoten geht proportional zu seinem Anteil an der Gesamterzeugung ein.

Knoten der neue Kostenwert für die Netzbelastung bestimmt ($WERT_1$). Die Differenz $WERT_1 - WERT_0$ ergibt die marginalen Netzbelastungs-Kosten des Zubaus von Erzeugung im jeweiligen Knoten. Die Berechnung der Kosten basiert auf einem Expansionsfaktor, der die Annuität der Ausbauskosten für 1 km Leitung angibt, die 1 MW transportiert. Die marginalen Netzbelastungs-Kosten sind ein Indiz, an welchem Knoten die zusätzliche Nachfrage mit minimalen Netzbelastungs-Kosten zu decken wäre. Der so ermittelte Wert wird von uns als G-Komponente verwendet. In Großbritannien finden noch weitere Ausgleichsrechnungen statt, die in der Modellierung aber vernachlässigt werden, da sie nicht abgebildet werden können. Die Festlegung des Erzeugeranteils am Netzentgelt kann durch Addition einer Konstanten erfolgen.

In der Modellierung werden in beiden Varianten zunächst die Zahlungen so gewählt, dass im Mittel keine zusätzlichen Kosten für die Erzeuger resultieren. Eine Erweiterung auf einen positiven Erzeugeranteil am Netzentgelt ist problemlos möglich. Eine Wirkung entfalten die Zahlungen aus der G-Komponente über eine Verschiebung der relativen Investitionskosten (der Annuitäten) zwischen den Regionen.

Bei der Analyse der G-Komponente ist außerdem zu beachten, dass die Zahlungen sich im Zeitverlauf mit der Installation zusätzlicher Kapazität und durch Netzausbau ändern. In der Praxis werden die Zahlungen regelmäßig neu ermittelt und außerdem Prognosen für in Zukunft zu erwartende Tarife durch die Regulierungsbehörden bereitgestellt. Im Modell könnten solche Aspekte durch eine direkte Berücksichtigung des zu erwartenden Niveaus der Netzentgelte erfasst werden. Die Höhe der Netzentgelte könnte dann durch ein Iterationsverfahren in der Berechnung mit entsprechenden Anpassungen berücksichtigt werden. Aufgrund der daraus resultierenden Rechenintensität wurde im vorliegenden Gutachten auf eine derartige Berechnungsmethodik verzichtet, die Höhe der Netzentgelte wird in unseren Modellansätzen explizit festgelegt und nicht weiter verändert oder angepasst.

Regionale Preiskomponenten II: Preiszonen (Szenario $2Z_{ORG}$ und $2Z_{RED}$)

In Anbetracht der aktuellen Diskussion⁴⁰ wird in einer Modellvariante die Idee der Preiszonen (Market Splitting) aufgegriffen. Dabei wird das Handelsgebiet in zwei Preiszonen wie folgt aufgeteilt:

- Nordzone: SH, HH, HB, NI, MV, BE, ST, SN, BB, NW, HE, TH
- Südzone: RP, SL, BW, BY, AT₁, AT₂

Es wird unterstellt, dass zwischen den Zonen 70% der Summe der thermischen Kapazitäten zur Verfügung stehen. Diese Beschränkung wird im Stromhandel insofern berücksichtigt, als dass die Preise in den Zonen nur dann identisch sind, wenn diese Kapazität zwischen der Nord- und der Südzone nicht überschritten wird. Ist dies hingegen der Fall, so werden für beide Preiszonen separate Preise berechnet.

⁴⁰ Vgl. Monopolkommission (2013), Kronberger Kreis (2014) und DIW (2014).

Eine Umsetzung von Preiszonen mithilfe vorgegebener Übertragungskapazitäten zwischen den Zonen ignoriert die Flussregeln im Stromnetz. Es kann daher der Fall eintreten, dass eine Durchleitung nicht möglich ist, obwohl die als zulässig ausgewiesene Kapazität nicht ausgenutzt wurde. Derartige Fälle werden im Modell (und auch in der Realität) durch Redispatch-Maßnahmen gelöst.

4.2 Datengrundlage

Um das Modell für die Abschätzung der Auswirkung von regulatorischen Rahmenbedingungen für das Energiesystem der Zukunft einsetzen zu können, ist eine umfassende Kalibrierung erforderlich. Dabei ist es von entscheidender Bedeutung, für die exogenen Parameter Daten zu verwenden, die auf belastbaren Zukunftsprognosen basieren und/oder eine Grundlage von alternativen Modellen bilden, welche Aussagen über die zukünftige Konfiguration des Strommarktes machen.⁴¹

Da der Fokus unserer Analyse auf dem deutschen Strommarkt unter Berücksichtigung der Interkonnektoren zu den Nachbarländern liegt, verwenden wir für die Eingangsparameter – wo dies möglich ist – den Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 der Übertragungsnetzbetreiber (siehe ÜNBs (2014a)). Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) und stellt vier Szenarien vor. Drei dieser Szenarien unterstellen unterschiedliche Entwicklungspfade und prognostizieren den Erzeugungsmix im Jahr 2025 („heute“ + 10 Jahre). Ein weiteres Szenario (B2035) schreibt eines dieser Szenarien fort, um einen möglichen Verlauf für die kommenden 20 Jahre abzubilden. Dieses Szenario verwenden wir, um die exogenen Parameter unseres Modells zu kalibrieren.

Für die in unserem Modell endogenen Variablen – die konventionelle Kraftwerkskapazität und die Netzinfrastruktur – nutzen wir lediglich Informationen über den zu erwartenden Rückbau, während sich alle Zubauentscheidungen aus der Modellanalyse ergeben. Alle anderen Größen werden als Inputparameter verwendet, wie es im Detail weiter unten beschrieben ist.

Die Begründung, das in der fernen Zukunft liegende Szenario zu wählen, ist naheliegend. Ein Investor, der heute eine Investition in Erzeugungskapazität erwägt, muss inklusive Genehmigungsverfahren und Bauphase 5 bis 7 Jahre warten, bis das geplante Kraftwerk einsatzfähig ist. Der Zeitraum um 2025 läge somit direkt zu Beginn der Laufzeit des Kraftwerks. Für die Investitionsentscheidung sind jedoch die Bedingungen im Laufe der gesamten Lebensdauer des Kraftwerks relevant. Diese werden deutlich besser durch die Bedingungen zu einem späteren Zeitpunkt (hier: 2035) abgebildet. Ein weiteres Argument für die Verwendung des Szenarios B 2035 ist der bis dahin erfolgte stärkere Rückbau an Kapazität. Der dadurch umfangreichere notwendige Zubau erlaubt deutlichere Rückschlüsse über die Anreizwirkungen verschiedener regulatorischer Rahmenbedingungen und die Größenordnungen der Effekte.

⁴¹ Im ersten Fall erhofft man sich eine möglichst akkurate Abschätzung von quantitativen Effekten, im zweiten Fall ermöglichen die Ergebnisse eine Überprüfung bestehender Prognosen mit alternativen Ansätzen.

4.2.1 Räumliche Netzstruktur

Da in einem berechenbaren Gleichgewichtsmodell simultan die (langfristigen) Investitionsanreize und die (kurzfristigen) Produktionsanreize zusammen mit dem damit einhergehenden Netzausbau berechnet werden, ist eine signifikante Vereinfachung der zugrundeliegenden Netzstruktur notwendig. Um eine sinnvolle ökonomische Kalibrierung unseres Modells zu erlauben, erfolgt eine Aufteilung des gesamten Markt- und Netzgebietes gemäß den einzelnen Bundesländern. Das deutsche Übertragungsnetz wird aggregiert, so dass jedes Bundesland einen Netznoten zugeordnet bekommt, der das entsprechende Versorgungsgebiet bedient.

Bestandsnetz. Da es für die Kalibrierung des Netzes aktuell keine öffentlich zugängliche Quelle mit allen für unsere Modellierung relevanten Daten gibt, wurde die Netzinfrastruktur unter Einbeziehung mehrerer Quellen kalibriert. Auf der Grundlage der Karte des Deutschen Höchstspannungsnetzes von VDE (2014) und unter Zuhilfenahme von 50Hertz (2015), Amprion (2015), Tennet (2015) sowie dem detaillierten Netzplan in Joop (2015) wurden die zwischen den Bundesländern bestehenden Leitungen sowie ihre Länge ermittelt. Die relevanten physischen Werte der Reaktanz und der thermischen Kapazität der unterschiedlichen Leitungstypen sind in Kießling et al. (2001) und DIW (2014) aufgeführt.

Netzausbau. Der im Modell berücksichtigte Netzausbau erfolgt entlang der 4 im Netzentwicklungsplan 2014 vorgegebenen Korridore für den DC-Netzausbau (vgl. DC-Neubau in Abbildung 13 und ÜNBs (2014b)). Entlang jedes Korridors können einzelne HGÜ-Verbindungen als Teilprojekte des Netzentwicklungsplans 2014 realisiert werden. Insgesamt werden somit alle 15 diskutierten HGÜ-Verbindungen als Leitungskandidaten für den Netzausbau in unserem Modell berücksichtigt. Um die Berechenbarkeit unserer Kalibrierung zu gewährleisten, können die restlichen Wechselstromleitungen für den Ausbau im Übertragungsnetz des NEP 2014 nicht weiter berücksichtigt werden, da es sich bei den Entscheidungsvariablen für den Netzausbau um ganzzahlige Variablen handelt, welche zu einer stark verlängerten Laufzeit führen. Da die Investitionskosten der vernachlässigten Leitungen weit unter den Kosten der viel längeren HGÜ-Leitungen liegen und da viele dieser kürzeren Leitungen auch nur innerhalb eines einzelnen Bundeslandes verlaufen, haben die unterschiedlichen hier diskutierten Anreizsysteme eine geringe Auswirkung auf Unterschiede beim Ausbau der Wechselstromverbindungen als bei der Ausbauentscheidung der HGÜ-Trassen. Zusätzlich führen die momentanen Akzeptanzprobleme beim Bau der HGÜ-Trassen zu einem weiteren Anstieg der Netzausbaukosten und zu einem gesteigerten Interesse an Alternativen zum Trassenausbau in der Gesellschaft.

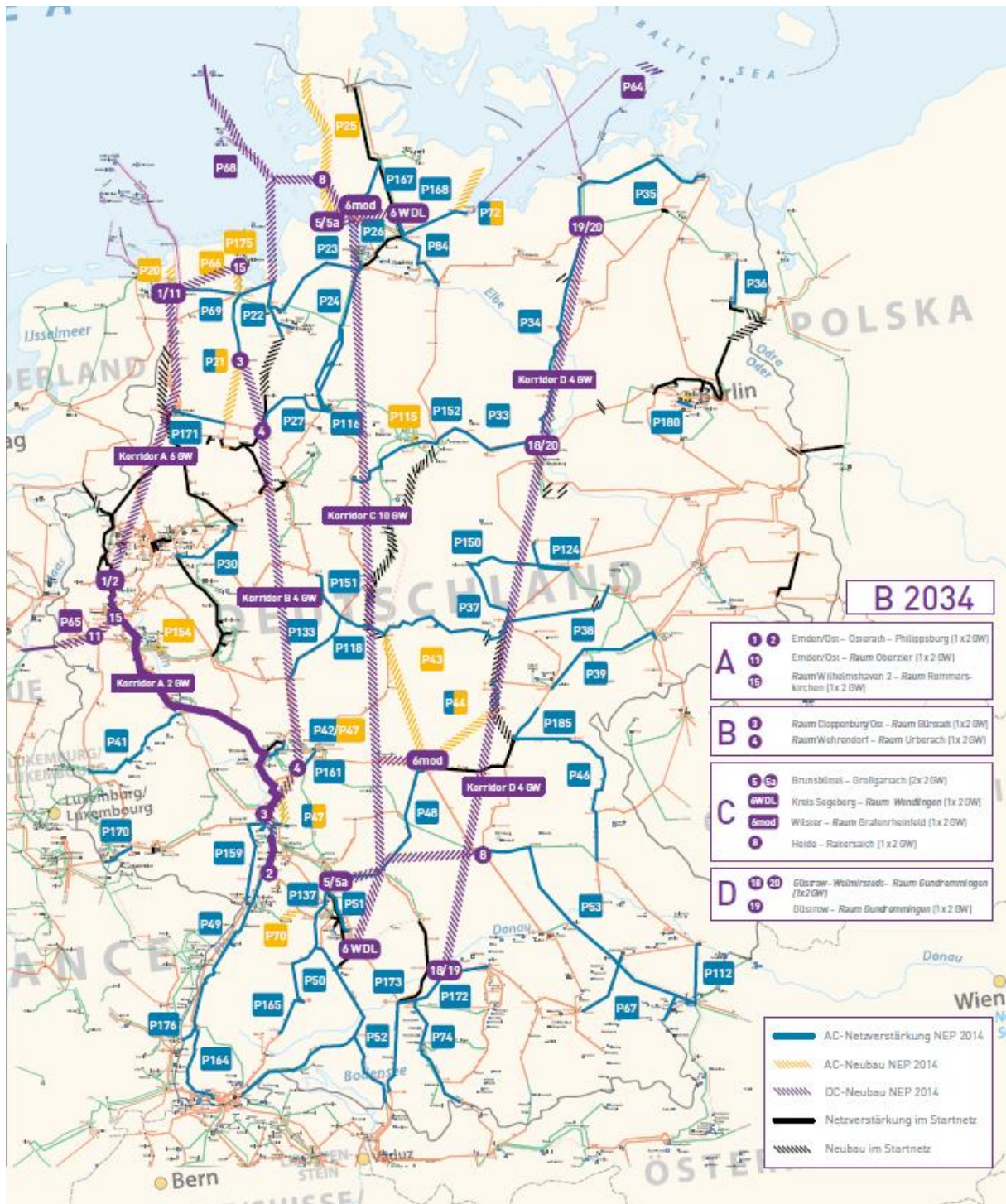


Abbildung 13: Haupttrassen des NEP 2014, Szenario B 2034, Quelle: ÜNBs (2014b)

Nachfrage. Für den Szenariorahmen 2025 werden verschiedene Entwicklungspfade des Nettostromverbrauchs berücksichtigt.⁴² In dem für die Kalibrierung verwendeten Szenario B 2035 wird dabei eine konstante Entwicklung des Nettostromverbrauchs unterstellt. Wir verwenden stündliche Nachfragedaten für Deutschland aus dem Jahr 2014, die über www.entsoe.eu verfügbar sind. Eine Aufteilung der Nachfragemengen auf die Bundesländer orientiert sich an den statistischen Daten des Länderarbeitskreises Energiebilanzen.⁴³

Bundesland	Verbrauch (in TWh)	Anteil am Gesamtverbrauch
Baden-Württemberg	73,2	13,4 %
Bayern	80,3	14,7 %
Berlin	13,4	2,4 %
Brandenburg	15,0	2,7 %
Bremen	5,0	0,9 %
Hamburg	12,7	2,3 %
Hessen	38,1	7,0 %
Mecklenburg-Vorpommern	6,4	1,2 %
Niedersachsen	53,4	9,8 %
Nordrhein-Westfalen	151,6	27,7 %
Rheinland-Pfalz	28,4	5,2 %
Saarland	9,2	1,7 %
Sachsen	20,2	3,7 %
Sachsen-Anhalt	15,7	2,9 %
Schleswig-Holstein	12,2	2,2 %
Thüringen	12,6	2,3 %
Deutschland	547,4	100,0 %

Tabelle 4: Stromverbrauch nach Bundesländern 2008, Quelle: ÜNBs (2014a).

Zur Kalibrierung der Nachfrage werden stündliche Preise von www.epexspot.com verwendet. Ausgehend von den Daten über Preis und Menge (für jedes Bundesland pro Handelsperiode, d.h. stündlich, ein Datenpunkt) werden lineare Nachfragekurven kalibriert, deren Elastizität mit -0,10 angenommen wird (vergleiche Allcott, 2011).

Berücksichtigung der erneuerbaren Erzeugung. In den Berechnungen werden *Investitionsanreize* für erneuerbare Erzeugung nicht endogen betrachtet. Der Ausbau an erneuerbarer Erzeugung ist in zahlreichen Zukunftsszenarien betrachtet worden, die im *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015* zusammengefasst sind. Für die Kalibrierung unseres Modells verwenden wir die Ausbauprognosen des Szenarios B 2035.⁴⁴ Hier werden die Ausbauprognosen für

⁴² Vgl. BNetzA (2014b), S. 76

⁴³ Vgl. ÜNBs (2014a), S. 60, Tabelle 32

⁴⁴ Vgl. ÜNBs (2014a), S. 44 ff.

Wind, Photovoltaik und Biomasseanlagen bereitgestellt. Tabelle 5 fasst die hier verwendeten Daten zusammen.

Nettonennleistung in GW	Referenz 2013	Szenario B 2035
Kernenergie	12,1	0,0
Braunkohle	21,2	13,9
Steinkohle	26,2	14,9
Erdgas	26,5	37,5
Mineralölprodukte	4,1	1,1
Speicher (inkl. Pumpspeicher)	6,4	12,6
Sonstige	3,2	1,7
Abfall	1,6	1,6
Summe konv. Kraftwerke	101,2	83,3
Wind (onshore)	33,2	82,2
Wind (offshore)	0,5	18,5
Photovoltaik	35,1	60,7
Biomasse	6,4	8,2
Wasserkraft	4,6	4,9
Sonstige regenerative Erz.	0,4	1,2
Summe erneuerbare Energien	80,2	175,7

Tabelle 5: Nettonennleistungen und prognostizierte Nettonennleistungen aller Erzeugungseinheiten, 2013 und Szenario B 2035 (eigene Darstellung auf der Grundlage von ÜNBs(2014a), S. 15, Tab. 1).

Das im Szenariorahmen prognostizierte Wachstum der EE-Produktion für jedes Bundesland kann für das Szenario B 2035 dem Szenariorahmen 2015 (siehe ÜNBs (2014a) S. 72-74) entnommen werden. Die Werte für den Referenzfall 2013 können für Wind onshore und Photovoltaik ebenfalls dem Szenariorahmen entnommen werden und werden für Wind offshore gemäß der EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2013 (<http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm>) für die relevanten Bundesländer bestimmt. Da für das Jahr 2013 nur die Offshore-Windanlagen gelistet sind, die auch an das Netz angeschlossen sind und da angenommen wird, dass auch alle im Szenario B 2035 gelisteten Offshore-Windanlagen an das deutsche Netz angeschlossen sind, werden die Offshore- und Onshore-Anlagen im Weiteren als Technologie Wind zusammengefasst. Tabelle 6 gibt einen Überblick über die verwendeten Werte.

Nettonennleistung GW	in	Wind onshore		Wind offshore		Photovoltaik	
		2013	B 2035	2013	B 2035	2013	B 2035
Bundesland							
BW		0,6	5,2	0,0	0,0	4,6	7
BY		1,0	5,0	0,0	0,0	10,5	16,5
BE		0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2
BB		5,1	9,1	0,0	0,0	2,6	4,9
HB		0,2	0,2	0,0	0,0	0,1	0,2
HH		0,1	0,1	0,0	0,0	0	0,1
HE		0,9	3,3	0,0	0,0	1,6	2,9
MV		2,2	8,9	0,048	5,0	1	2,2
NI		7,4	14,5	0,460	9,8	3,3	6,1
NW		3,4	10,3	0,0	0,0	4	6,7
RP		2,2	5,3	0,0	0,0	1,8	3,2
SL		0,2	0,3	0,0	0,0	0,4	0,6
SN		1,0	1,4	0,0	0,0	1,4	2,7
ST		4,1	4,9	0,0	0,0	1,5	3
SH		3,7	10,5	0,000	3,7	1,4	2,7
TH		1,1	3,4	0,0	0,0	1	1,7

Tabelle 6: Installierte Leistung, Windenergieanlagen (onshore/offshore) und Photovoltaikanlagen nach Bundesländern, Bestand 2013 und Prognosewerte Szenario B 2035 (eigene Darstellung auf der Grundlage von ÜNBs(2014a)).

Die Fluktuation der Produktion von EE-Anlagen wird aus dem Referenzjahr 2014 übernommen (vergleiche die Webseiten der Verteilnetzbetreiber⁴⁵ als Grundlage zur Berechnung stündlicher Produktionsmengen) und mit dem für jedes Bundesland berechneten Ausbaufaktor skaliert. Die sich so ergebenden stündlichen Produktionsmengen der EE-Anlagen pro Bundesland gehen dann als Inputparameter in das Modell zur Analyse der Investitionsanreize für konventionelle Kraftwerke mit Grenzkosten von null ein und müssen am Spotmarkt vorrangig und vollständig abgenommen werden. Eine Abregelung von EE-Anlagen auf der Redispatchstufe ist dennoch analysierbar. Dies wird in einem der folgenden Abschnitte näher beschrieben.

Konventionelle Bestandskraftwerke. Die vorliegende Studie untersucht ausgehend von den im Szenariorahmen skizzierten Rahmenbedingungen die Investitionsanreize für konventionelle Erzeugungseinheiten und Netzinfrastruktur. Dazu muss in der Modellierung der Kraftwerksbestand erfasst werden. Es wird hier wiederum auf die Daten des Szenariorahmens und die dazugehörige

⁴⁵ Siehe www.50hertz.com/de/Kennzahlen, www.amprion.net/netzkennzahlen, www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen und www.transnetbw.de/de/kennzahlen.

Kraftwerksliste⁴⁶ zurückgegriffen. Aufgelistet sind dort alle Kraftwerke der Technologieklassen Abfall, Braunkohle, Erdgas, Kernenergie, Mineralölprodukte, Pumpspeicher, Sonstige und Steinkohle mit Informationen zu PLZ, Bundesland und Jahr der Inbetriebnahme. In der Modellierung beschränken wir uns auf die Technologieklassen Braunkohle, Erdgas und Steinkohle, wobei die Erdgas-Anlagen in GUD und GT aufgeteilt sind. Berücksichtigt werden nur *bestehende Kraftwerke*, die in Szenario B 2035 noch in Betrieb sind (d.h. Leistung > 0) und deren Status aktuell nicht „In Planung“ ist, sondern In Bau, In Betrieb, Reserve oder vorläufig stillgelegt. Kraftwerksinvestitionen in konventionelle Technologien werden in unserem Modell endogen bestimmt. Als Kandidaten für die Analyse der Investitionsentscheidung kann in jedem Bundesland ohne obere Beschränkung in die Technologie Gas GUD investiert werden. Steinkohle-Kraftwerke können nur in den Bundesländern ausgebaut werden, in denen im Szenario B 2035 Steinkohle-Kraftwerke produzieren⁴⁷.

In Deutschland gibt es Braunkohlevorkommen in Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg. Die noch vorhandenen Reserven im Jahr 2040 werden in der nachfolgenden Abbildung zusammen mit der jährlich maximal abbaubaren Menge dargestellt:

Bundesland	Verbleibende Vorräte 2040 [Mio. t]	Jährlich maximal abbaubare Menge [Mio. t]
Nordrhein-Westfalen	2332	110
Sachsen & Sachsen-Anhalt	73	21
Brandenburg	314	69

Tabelle 7: Braunkohlevorräte und maximal abbaubare Mengen nach Bundesländern, Quelle: DIW (2012).

Aufgrund der noch verbleibenden Vorräte in Nordrhein-Westfalen erscheint hier der Bau zusätzlicher Braunkohle-Kraftwerke ohne Kapazitätsgrenze möglich. In Sachsen und Sachsen-Anhalt wird in den bereits erschlossenen Abbaugebieten laut DIW (2012) im Jahr 2040 nur noch eine geringe Restmenge der einst vorhandenen Braunkohlevorkommen verfügbar sein. Deshalb erscheint uns ein Kraftwerksbau, der eine Neuerschließung von Abbaukapazitäten voraussetzen würde, an dieser Stelle nicht als sinnvoll. Auch in Brandenburg sind die 2040 noch vorhandenen Kapazitäten limitiert. Hier erscheint uns lediglich ein Nachrüsten bzw. eine Modernisierung bestehender Kraftwerke als Ersatz der bis 2040 voraussichtlich stillgelegten Kraftwerke als sinnvolles Szenario. Für unser Modell definieren wir das Nachrüsten bzw. das Modernisieren als Neubau, mit der Kapazität der bis 2040 stillgelegten Braunkohlekraftwerke (2790 MW) als Kapazitätsgrenze. Die sich aus dem exogen in die Modellierung einfließenden Kraftwerkspark ergebende Merit Order ist in Abbildung 11 dargestellt.

⁴⁶ Vgl. ÜNBs (2014c): Szenariorahmen Krafteerksliste .

⁴⁷ Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Hessen, Baden-Württemberg und Bayern.

Investitionskosten. Da in der Modellierung ein „repräsentatives Jahr“ betrachtet wird, benötigen wir für die Analyse der Investitionsentscheidungen Annuitäten der Investitionskosten. Die verwendeten Zahlen basieren auf Panos (2013)⁴⁸ und finden sich in Tabelle 8.

Betriebskosten. Um auch Entscheidungen zur Abschaltung von Kraftwerken berücksichtigen zu können, werden für jede Technologie auch die jährlichen Betriebskosten berücksichtigt, welche sich aus den Instandhaltungskosten, den Personalkosten sowie den Kosten für Versicherungen und Overheads zusammensetzen und wie die Investitionskosten auf Panos (2013) basieren.

Produktionskosten. Die Produktionskosten konventioneller Kraftwerke setzen sich aus Brennstoffkosten⁴⁹, Transportkosten der Energieträger⁵⁰ und Zertifikatspreisen zusammen. Zu beachten sind für die Kalibrierung insbesondere der Wirkungsgrad der entsprechenden Kraftwerke in Abhängigkeit von Technologie und Alter sowie die Emissionsfaktoren⁵¹ der jeweiligen Brennstoffe. Ein weiterer Bestandteil der Produktionskosten sind die Preise der Emissionszertifikate nach EU ETS. Diese werden ebenfalls dem Szenariorahmen 2015 entnommen und werden für das Jahr 2035 mit 31,00 €/t CO₂ angenommen.

Unter Verwendung der Wirkungsgradwerte je Technologie und Jahrzehnt der Inbetriebnahme aus Tabelle 8 in DIW (2014), S. 23, kann jedem Kraftwerk der Kraftwerksliste des Szenariorahmens in Abhängigkeit der Inbetriebnahme ein Wirkungsgrad zugeordnet werden, so dass sich die Produktionskosten der Kraftwerke einer Technologie sehr stark unterscheiden können. Um anschließend alle Kraftwerke einer Technologie innerhalb eines Bundeslandes zusammenzufassen, werden die jeweiligen Nettonennleistungen aufaddiert und als Produktionskosten der leistungsgewichtete Durchschnitt der einzelnen Produktionskosten gewählt.

Technologie	Investitionskosten (€/MW)	Betriebskosten (€/MW)	Brennstoffpreise (€/MWh _{therm})	Var. Produktionskosten (€/MWh)
Braunkohle	235730	52000	1,50	31,32 – 35,95
Steinkohle	202330	46286	9,58	45,15 – 58,77
Gas GUD	80100	16500	27,00	55,95 – 68,24
Gas GT	56330	9333	27,00	89,90 – 111,90

Tabelle 8: Investitions-, Betriebs- und Produktionskosten, Quelle: eigene Darstellung nach Konstantin (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft.

Lastabwurf/regelbare Lasten, EE-Regelung. Falls im Spotmarkt bereits gehandelte Mengen auch nach Redispatch physikalisch nicht bedient werden können, erfolgt ein partieller Lastabwurf. Dieser wird mit Kosten von 5000€/MWh bewertet und entspricht dem VOLL (value of lost load) in der englischsprachigen Literatur (vergleiche z.B. Kunz (2013)).

⁴⁸ Vgl. Konstantin (2013), S. 306, 310-311.

⁴⁹ Vgl. ÜNBs (2014a), S. 61, Tabelle 33.

⁵⁰ Diese spielen nur für Steinkohle eine Rolle und wurden gemäß der Abbildung 13 in DIW (2014) (S. 32 - 33) für jedes Bundesland bestimmt.

⁵¹ Vgl. ÜNBs (2014a), S. 62, Tabelle 34.

In verschiedenen Modellvarianten erlauben wir außerdem, regelbare Lasten im Rahmen des Redispatch einzusetzen bzw. die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen abzuregeln. Im Modell berechnen wir hier Kosten von 200 €/MWh für den Netzbetreiber, was in dem Rahmen liegt, den die Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 vorgibt.⁵²

Ausland. Die Nachfrage bzw. das Angebot nach zu exportierendem/importierendem Strom für das Ausland bestimmen sich aus den für den Referenzzeitraum beobachteten über die Grenze insgesamt gehandelten Mengen zum jeweiligen Preis im betreffenden Ausland⁵³. Für die gehandelten Mengen verwenden wir die grenzüberschreitenden Handelsmengen aus ENTSO-E (2015).⁵⁴

Die Daten zu Übertragungskapazitäten ins Ausland sind nicht vollständig aus einer Quelle verfügbar und teils widersprüchlich. Unsere Modellierung stützt sich im Wesentlichen auf die Karte des Deutschen Höchstspannungsnetzes von VDE (2014) und eine Auflistung existierender Interkonnektoren in DIW (2014), S. 37, Tabelle 11. Aktuell noch nicht fertige Leitungen bzw. Leitungen in Planung werden in unserer Modellierung nicht berücksichtigt, da der Fokus dieses Gutachtens auf Ausbauentscheidungen innerhalb Deutschlands gelegt werden soll. Die angenommenen Leitungskapazitäten sind in Tabelle 9 angegeben. Dabei ist zu bedenken, dass aufgrund der Netzmodellierung die nominale Kapazität der Leitungen typischerweise nicht ausgenutzt werden kann.

Der internationale Handel im Modell erfolgt mit Ausnahme von Österreich über explizite bzw. implizite Auktionen, hierbei stellt sich also für jedes Land bei knapper Übertragungskapazität (ATC, available transfer capacity)⁵⁵ ein separater Marktpreis im Ausland ein. Im Ausland findet weder Redispatch noch Lastabwurf statt, d.h. alle aufgrund physikalischer Netzkapazitäten entstehenden Leitungsengpässe müssen durch entsprechende Maßnahmen innerhalb Deutschlands gelöst werden.

⁵² Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998), § 4 (3) besagt: „Der Arbeitspreis im Sinne von Absatz 1 muss mindestens 100 und darf höchstens 400 Euro pro Megawattstunde betragen.“

⁵³ Die Preise werden den jeweiligen Day-Ahead Spot-Märkten entnommen. Für DE, AT, CH und FR: <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/auktionshandel>, für CZ: <http://www.ote-cr.cz/statistics/yearly-market-report>, für PL: <http://wyniki.tge.pl/en/> und für DK: <http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data>. Da die Preise für die Niederlande nicht zugänglich sind, werden hierfür als Abschätzung die französischen Preise verwendet, da beide Preisverläufe durch das enge Market Coupling sehr ähnlich sind.

⁵⁴ Alternativ könnten die physikalisch geflossenen Mengen verwendet werden. Die Handelsmengen zeichnen jedoch ein präziseres Bild des Geschehens an den Spotmärkten, wohingegen die physikalisch geflossenen Mengen schon den grenzüberschreitenden Redispatch, Loop-Flows von Windenergie aus Norddeutschland über die Nachbarländer und Flüsse aus dem Handel benachbarter Länder, wie z.B. zwischen Frankreich und der Schweiz, enthalten. .

⁵⁵ Die ATCs werden für beide Richtungen aus den maximalen grenzüberschreitenden Handelsmengen bestimmt.

Von Bundesland	Nach Nachbarland	Thermische Kapazität [MW]	Anzahl Leitungen	NTC Export [MW]	NTC Import [MW]
SH	DK1 ⁵⁶	3504	3	1500	1600
NI	NL	2720	1	2561	1700 ⁵⁷
BB	PL	784	1	145	711
NW	NL	5440	3	2561	1700
SN	CZ	2720	1	1400	2798
SN	PL	2720	1	145	711
SL	FR	3112	2	3025	1800
BW	FR	3112	2	3025	1800
BW	CH	13416	7	1375	3989
BW	AT	3504	4	-	-
BY	AT	4888	8	-	-
BY	CZ	2720	2	1400	2798

Tabelle 9: Kapazitäten der im Modell berücksichtigten internationalen Interkonnektoren, Quellen: DIW (2014), VDE (2014), ENTSO-E (2015).

4.3 Ergebnisse

Im Folgenden präsentieren wir die Ergebnisse der Modellberechnungen. Wir vergleichen neun Szenarien, die wir im Folgenden erläutern. Zunächst unterscheiden wir zwischen vier Konfigurationen:

- (i) Energy Only Markt mit einer Preiszone (**SO**)
- (ii) Energy Only Markt mit G-Komponente (**ΔNP** und **UK**)
- (iii) Energy Only Markt mit zwei Preiszonen (**zZ**)
- (iv) Systemoptimum (Nodalpreissystem, **FB**)

(SO) Status Quo: Die Modellvariante SO_{ORG} bildet die aktuellen Rahmenbedingungen am deutschen Strommarkt ab. Investitionen in Erzeugungskapazität erfolgen in Antizipation eines Strommarktes mit deutschlandweit einheitlichem Preis und kostenbasiertem Redispatch. Netzinvestitionen erfolgen in Antizipation dieser Kraftwerksinvestitionen, berücksichtigen jedoch nicht, dass am Spotmarkt Netzengpässe typischerweise durch Redispatch gelöst werden müssen.

⁵⁶ DK1 bezeichnet die Zone Dänemark West innerhalb der Preiszonen von Nord Pool. DK2 entspricht Dänemark Ost, ist in unserem Modell allerdings noch nicht an Deutschland angeschlossen.

⁵⁷ Gibt es zwei Verbindungen ins Ausland, werden in der Tabelle bei beiden dieselben NTC-Werte angegeben. Am Spotmarkt ist allerdings die Summe der Flüsse über alle Verbindungen in dasselbe Land durch nur einen der beiden angegebenen Werte beschränkt.

In der Modellvariante SQ_{RED} werden bei der Netzplanung die Redispatch-Operationen bereits antizipiert. Dieses Szenario wurde als Vergleich aufgenommen, da die Berechnungen einen substantiellen Wohlfahrtsgewinn ergeben. Alle Szenarien werden dementsprechend für zwei Fälle berechnet: (ORG), d.h. Redispatch-Operationen werden bei der Netzplanung nicht antizipiert (graue Zeilen) sowie (RED), d.h. bei der Netzplanung werden Redispatch-Operationen bereits antizipiert (weiße Zeilen).

(UK) Eine weitere Modellvariante analysiert die Auswirkungen einer regional differenzierten G-Komponente auf Investitionen in Netzinfrastruktur und Erzeugungskapazität im liberalisierten Strommarkt. Die G-Komponente wird analog zu dem Ansatz berechnet, der in Großbritannien Anwendung findet. Die G-Komponente bezieht sich auf die installierte Leistung, nicht auf die Produktion. Es werden wiederum beide Ansätze ORG (grau hinterlegt) und RED (weiß hinterlegt) betrachtet.

(ΔNP) In einer weiteren Variante wird die G-Komponente für die verschiedenen Regionen aus den Unterschieden der Nodalpreise zum Durchschnittspreis berechnet (vgl. Kapitel 4.1). Dadurch werden die Investitionsanreize in Richtung der Investitionsanreize im Nodalpreis-Szenario verschoben. Die G-Komponente bezieht sich wiederum auf die installierte Leistung, nicht auf die Produktion. Es werden wiederum beide Ansätze ORG (grau hinterlegt) und RED (weiß hinterlegt) betrachtet.

(zZ) Wir betrachten außerdem eine Modellvariante mit zwei Preiszonen in Deutschland: Süd (RP, SL, BW, BY) und Nord (übrige Bundesländer). In diesem Szenario werden Netzengpässe am Spotmarkt abgebildet, indem eine Preisdifferenzierung greift, sobald die durch den Handel implizierte Auslastung der Netzkapazität zwischen der Nord- und der Südzone eine ausgewiesene Kapazität übersteigt. Daraus ergeben sich in Engpasssituationen Verdienstmöglichkeiten für Kraftwerke in der Zone mit Nachfrageüberschuss. Die zwischen den Zonen ausgewiesene Kapazität ist dabei als fix angenommen und bestimmt sich nicht aus der Netzsituation. Verbleibende Engpässe werden durch Redispatch-Operationen adressiert. Auch die Variante mit zwei Zonen wird für ORG (grau hinterlegt) und RED (weiß hinterlegt) betrachtet.

(FB) Als oberes Benchmark analysieren wir das Wohlfahrtsoptimum. Die Modellergebnisse ergeben sich aus der globalen Optimierung des hier betrachteten Strommarktes. In unserem Modell entspricht die Lösung des Szenarios FB auch dem Ergebnis eines Nodalpreissystemes. Sie erlaubt somit die Abschätzung einer Umstellung auf Nodalpreise. Da bei Nodalpreisbildung kein Redispatch notwendig ist (das Netz wird bereits beim Stromhandel berücksichtigt), wird hier nur ein Ansatz betrachtet.

4.3.1 Überblick über die Ergebnisse

	ΔW [Mio €]	P_{AVG} [€/MWh]	Netzentgelt [€/MWh]	P_{CORR} [€/MWh]	Trassenzubau [#]	ΔGas [MW]	$\Delta Braunkohle$ [MW]
SQ_{ORG}	0,0	56,70	4,66	61,36	14	-606,0	15314,1
SQ_{RED}	255,6	56,70	4,12	60,82	11	-606,0	15314,1
ΔNP_{ORG}	29,1	56,73	4,52	61,25	13	886,1	14269,5
ΔNP_{RED}	252,5	56,73	4,05	60,78	11	886,1	14269,5
UK_{ORG}	29,5	56,64	4,58	61,22	13	629,4	14500,8
UK_{RED}	251,2	56,64	4,11	60,75	11	629,4	14500,8
$2Z_{ORG}$	110,6	57,73	3,93	61,65	12	1876,3	13230,4
$2Z_{RED}$	275,2	58,00	3,46	61,46	9	2778,7	12453,4
FB	671,9	55,83	2,75	58,58	5	2717,2	12545,4

Tabelle 10: Zusammenfassung, Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien.

Tabelle 10 stellt die Ergebnisse unserer Berechnungen im Überblick dar. Die Grafik vermittelt einen Eindruck von den Dimensionen verschiedener relevanter Größen.

Wohlfahrtsunterschiede sind in Mio. € pro Jahr angegeben, wobei SQ_{ORG} das Referenzszenario darstellt. Der maximale Zugewinn an Wohlfahrt beträgt in unserer Rechnung 671,91 Mio. €/Jahr. Dieser Gewinn wäre realisierbar im Fall einer optimalen Systemgestaltung, was unter anderem die Umstellung auf ein Nodalpreissystem erfordern würde. Die anderen Möglichkeiten zur regionalen Differenzierung von Preisen bzw. Erlösen im Strommarkt erzielen davon lediglich 4,3% (G-Komponente) bzw. 16,5% (Zwei Preiszonen).

Eine Berücksichtigung der Möglichkeit des Redispatch bei der Netzplanung ergibt mit Abstand den größten Wohlfahrtsgewinn (SQ_{ORG} vs. SQ_{RED}). Allein die Berücksichtigung der Möglichkeit des Redispatch, bei Beibehaltung des bisherigen Strommarktdesigns ergibt einen Wohlfahrtzuwachs von 38% des möglichen Wohlfahrtsgewinns.

Auffällig sind die Wohlfahrtseffekte von Preiszonen. Während im Szenario ORG die Bildung von Preiszonen mit einem relativ hohen Wohlfahrtsgewinn einhergeht (um 110,6 Mio. €/Jahr oder 16,5% des maximal erreichbaren Wohlfahrtsgewinns), ergibt sich im Szenario RED nur eine leichte Verbesserung der Wohlfahrt (um 19,6 Mio. €/Jahr, was 4,7% des maximal erreichbaren Wohlfahrtsgewinns von 416,3 Mio. €/Jahr durch Umstellung auf Nodalpreise ausmacht).

Die mengengewichteten Durchschnittspreise schwanken nicht stark. Bei einem Vergleich ist zu beachten, dass die Preise teilweise bereits eine Finanzierung der Netzinfrastruktur beinhalten. Dies spiegelt sich in den berechneten Netzentgelten sowie in den bereinigten Durchschnittspreisen

wider, die im First Best-Szenario mit Abstand am niedrigsten sind. Auf die Unterschiede wird in Abschnitt 4.3.3 noch im Detail eingegangen.

Netzausbau. Bei den Linieninvestitionen ergeben sich die deutlichsten Unterschiede. Die Einführung einer G-Komponente oder von Preiszonen führt nicht zu substantiellen Einsparungen beim notwendigen Leitungsausbau. Im First Best-Szenario oder bei Preiszonen mit einer Berücksichtigung der Redispatchmöglichkeiten bei der Netzplanung halbiert sich der notwendige Netzausbau jedoch. Zu beachten ist hier, dass im Modell bisher keinerlei Akzeptanzkosten berücksichtigt sind, die die Ergebnisse noch weiter in diese beobachtete Richtung treiben würden. Tabelle 11 stellt die Details des Netzausbaus dar, wobei die Trassenbezeichnungen in Klammern den Maßnahmen-Nummern des NEP 2014 entsprechen.

Trassenausbau [GW]	NEP 2014	SQ _{ORG}	SQ _{RED}	ΔNP _{ORG}	ΔNP _{RED}	UK _{ORG}	UK _{RED}	2Z _{ORG}	2Z _{RED}	FB
NI - NW (A01, A11, A15)	6	6	6	4	6	4	6	6	6	0
NW – BW (A02)	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
NI - HE (B03, B04)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
SH – BW (C05, C05a, C06WDL)	6	4	2	6	2	6	2	2	0	0
SH – BY (C06mod, C08)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
ST - BY (D18, D19a)	4	4	4	4	4	4	4	4	2	2
MV - ST (D19b, D20)	4	4	2	4	2	4	2	4	2	0
Summe	30	28	22	26	22	26	22	24	18	10

Tabelle 11: Netzausbau im NEP 2014 und in den betrachteten Modellszenarien.

Zubau/Abbau an Erzeugung. Außerdem wird in der Tabelle ausgewiesen, in welchem Umfang Gas- bzw. Braunkohle-Kraftwerke zu- oder abgebaut werden. Es zeigt sich, dass im Szenario SQ Gaskraftwerke netto-abgebaut werden, während in allen übrigen Szenarien sowohl Gas- als auch Kohlekraftwerke zugebaut werden. Nur bei Preisdifferenzierung am Strommarkt (2Z und FB) ergibt sich ein relativ umfangreicher Zubau von Gaskraftwerken. In allen Szenarien werden Gasturbinen-Kraftwerke abgebaut, was später in der detaillierten Analyse (4.3.3) noch näher ausgeführt wird.

Braunkohle wird in allen Szenarien umfangreich zugebaut. Zu beachten ist, dass Braunkohle im Standard-Modell nicht über die bestehenden Mechanismen hinaus diskriminiert wird. Eine Braunkohlesteuer, wie sie aktuell in der Politik diskutiert wird, würde diese Ergebnisse ändern. Dies

wird in Kapitel 5.1 untersucht Verschlechtern sich die Investitionskosten oder die Produktionskosten der Kohlekraftwerke, so wird der Braunkohle-Zubau durch Gaskraftwerke substituiert.

Preisunterschiede zum angrenzenden Ausland.

	DE & AT	DK1 (West)	FR & NL	CH	CZ	PL
Durchschnitt [€/MWh]	32,76	30,67	34,63	36,79	32,96	42,98
Min [€/MWh]	-65,03	-60,26	-2,12	-13,66	-25,60	16,49
Max [€/MWh]	87,97	160,03	96,69	85,78	83,64	314,23
Anzahl Preisunterschiede	0	5186	4265	8751	8749	8760
Anteil Preisunterschiede	0,0%	59,2%	48,7%	99,9%	99,9%	100,0%

Tabelle 12: Unterschiede der Day-Ahead Spotmarkt Preise zwischen DE und den Nachbarländern.

4.3.2 Einordnung der Ergebnisse

Bevor wir die Ergebnisse im Detail beleuchten und interpretieren soll eine Einordnung mit Blick auf den Szenariorahmen erfolgen. Dabei soll insbesondere klar werden, inwiefern und warum bei der Modellierung vereinfacht wurde, wie sich die Modellergebnisse qualitativ von den Prognosen im Szenariorahmen unterscheiden und warum dies der Fall ist.

Installierte Leistung. Der Szenariorahmen prognostiziert einen Anstieg der installierten Leistung von 181,4 GW im Referenzjahr 2013 auf 259 GW im Szenario B2035. Neben den in unserem Modell betrachteten Technologien (Wind und Solar bei den Erneuerbaren sowie Braunkohle, Steinkohle und Gas) berücksichtigt die Prognose des Szenariorahmens auch Mineralölprodukte (1,1 GW), Speicher (12,6 GW), Abfall (1,6 GW), Biomasse (8,2 GW), sowie Wasserkraft (4,9 GW). Von diesen insgesamt 28,4 GW installierter Leistung sind aktuell 23,1 GW installiert. Da wir den Zubau der genannten Technologien nicht erlauben, werden sie in unserem Modell durch Investitionen in Gaskraftwerke ersetzt. Eine Modellierung der Investitionsanreize in alternative Technologien wäre möglich, würde aber für die Beantwortung der hier relevanten Frage („Wie wirken sich verschiedene regulatorische Rahmenbedingungen auf den notwendigen Netzausbau aus?“) nicht entscheidend weiterführen, sofern die betreffenden Technologien ebenfalls regionalen Anreizen unterliegen. Die Integration von Speichern in die Modellierung ist hochkomplex und kann im Rahmen dieses Gutachtens nicht geleistet werden. Es ist jedoch zu erwarten, dass ein Speicherzubau tendenziell weniger Netzausbau impliziert. Insofern prognostizieren unsere Ergebnisse durch die Nicht-Berücksichtigung von Speichern tendenziell zu viel Netzausbau.

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die Referenzdaten aus dem Jahr 2013 (Balken links), den Bestand, der die Ausgangslage für unsere Berechnungen darstellt (2. Balken von links), und die Prognose aus dem Szenariorahmen für das Szenario B2035 (3. Balken von links) und stellt diese unseren Modellergebnissen gegenüber. Die Darstellung illustriert, dass die im Modell analysierten Investitionsentscheidungen nur einen relativ geringen Anteil des gesamten

Kraftwerksparks betreffen. Für die Kapazitäten erneuerbarer Erzeugung werden in diesem Gutachten die Prognosen aus dem Szenariorahmen übernommen. Damit betrachten wir ein konservatives Szenario bezüglich der Investitionswirkungen der regulatorischen Rahmenbedingungen. Bei Marktintegration der erneuerbaren Energien und endogener Betrachtung der Investitionsentscheidungen wäre mit umfangreicheren Effekten zu rechnen.

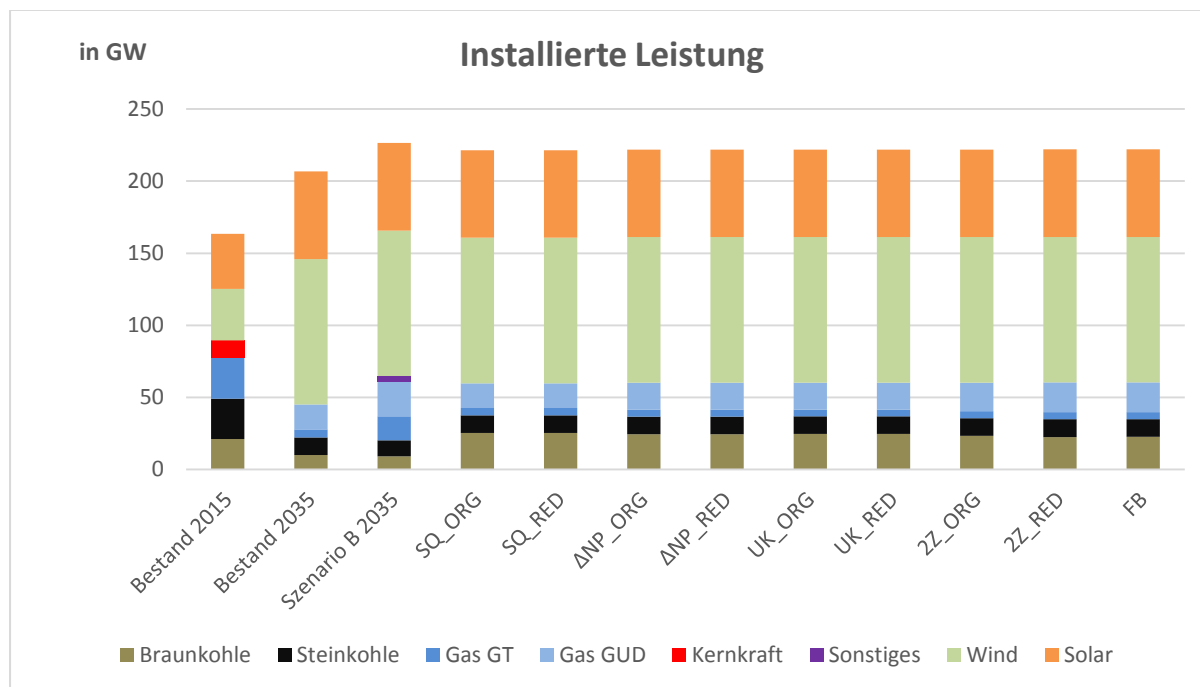


Abbildung 14: Installierte Leistung Bestand 2015 und 2035, NEP Szenario B2035 und in den betrachteten Modellszenarien.

Bruttostromerzeugung und Verbrauch. Bei der Interpretation unserer Ergebnisse ist weiterhin zu beachten, dass zwar die Investitionsentscheidungen für erneuerbare Erzeugung nicht endogen ermittelt werden, wohl aber deren Produktion in einigen Szenarien im Rahmen des Redispatch abgeregelt werden kann. Auch dies kann Auswirkungen auf den Netzausbau haben, wie wir in Kapitel 4.3.3 anschnitten werden. In Tabelle 13 vergleichen wir die Stromerzeugung im Jahr 2013 mit den Werten, die aus unseren Berechnungen für das Jahr 2035 resultieren. Zu beachten ist hier, dass die Daten des Statistischen Bundesamtes Produktion für den Eigenverbrauch berücksichtigen, unsere Berechnungen hingegen nur die Strommenge, die über das Netz transportiert wird. Dies spiegelt sich auch wider, wenn man die Verbrauchsdaten des Szenariorahmens und von ENTSO-E mit den Verbrauchsdaten unserer Berechnungen vergleicht (Abbildung 15).

	2013		SQ _{ORG}	
	Mrd.kWh	%	Mrd.kWh	%
Bruttostromerzeugung insgesamt	633,2	100	503,52	100,0
Braunkohle	160,9	25,4	180,5	35,8
Kernenergie	97,3	15,4		0,0
Steinkohle	121,7	19,2	62,01	12,3
Erdgas	67,5	10,7	44,01	8,7
Mineralölprodukte	7,2	1,1		0,0
Erneuerbare Energieträger	152,4	24,1	217	43,1
Windkraft	51,7	8,1	160,9	32,0
Wasserkraft	23,0	3,6		0,0
Biomasse	41,2	6,5		0,0
Photovoltaik	31,0	4,9	56,1	11,1
Hausmüll	5,4	0,9		0,0
Übrige Energieträger	26,2	4,1		0,0

Tabelle 13: Bruttostromerzeugung 2013 in den betrachteten Modellszenarien.

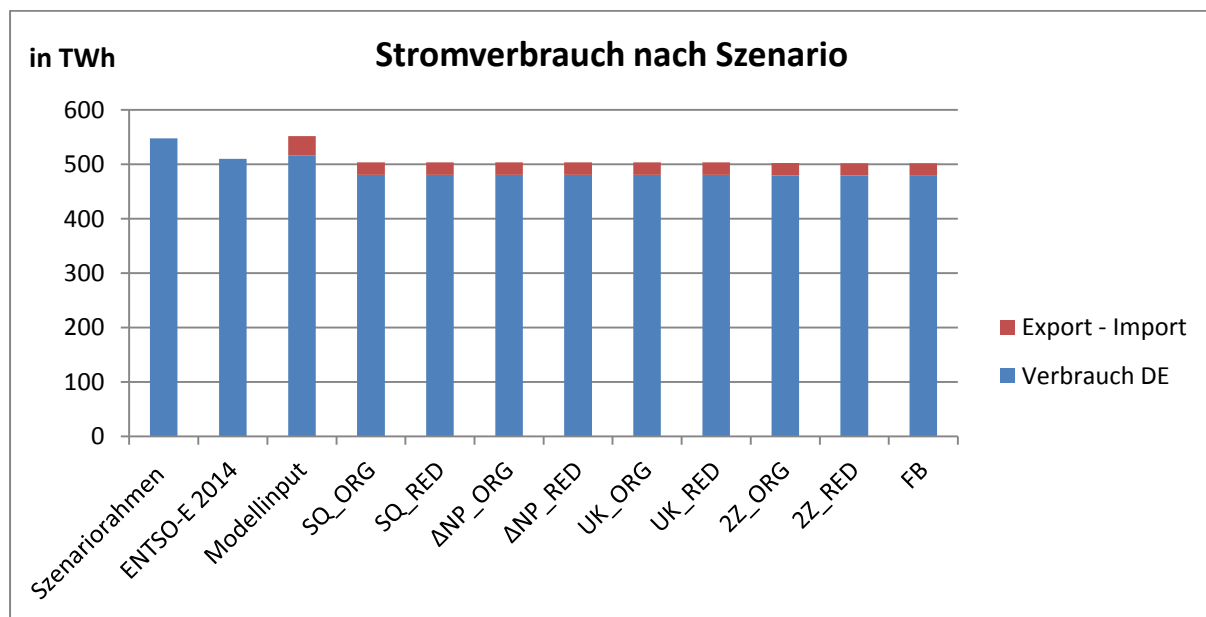


Abbildung 15: Stromverbrauch Szenariorahmen NEP, Modellinput und betrachtete Modellszenarien.

4.3.3 Vergleich der Szenarien im Detail

In Kapitel 4.3.1 und 4.3.2 wurde bereits deutlich, dass eine Beeinflussung der Standortentscheidung konventioneller Kraftwerke aufgrund des hohen zukünftigen Anteils erneuerbarer Energien die Wohlfahrt nicht massiv beeinflussen wird. Der maximal mögliche Wohlfahrtsgewinn pro Jahr durch eine Anpassung des Marktdesigns im Modell beträgt 671,9 Mio. Euro, sofern nur konventionelle

Kraftwerke von den Anpassungen betroffen sind. Höhere Wohlfahrtsgewinne wären möglich, wenn auch andere Akteure betroffen wären. Dies impliziert, dass bei der Einführung von Maßnahmen auch über eine Beteiligung der Erzeuger von Strom aus EE oder auch von Verbrauchern nachgedacht werden sollte.

Neben aggregierten Wohlfahrtseffekten lassen die Berechnungen jedoch eine detaillierte Betrachtung weiterer Effekte der verschiedenen Rahmenbedingungen auf das Stromversorgungssystem zu, die im Folgenden in den Blick genommen werden. Insbesondere werden wir (i) die induzierten Standortentscheidungen von Kraftwerken, (ii) den optimalen Netzausbau und (iii) die regionale Preisdifferenzierung (wo relevant) analysieren.

STATUS QUO VERSUS FIRST BEST

Zunächst betrachten wir die Systemkonfiguration im Status Quo und vergleichen diese mit dem Systemoptimum.

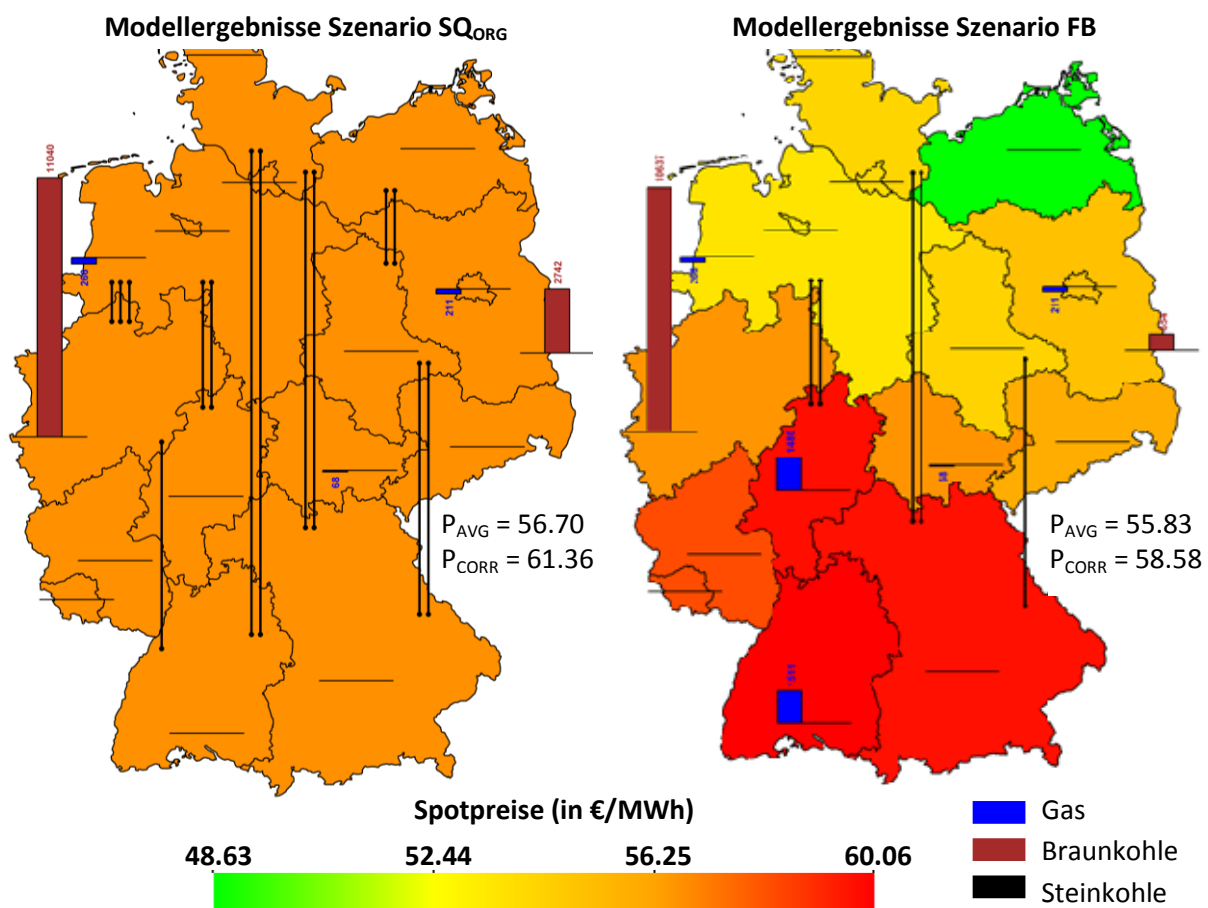


Abbildung 16: Netzausbau, Kraftwerksausbau und Preisniveau in den Szenarien SQ_{ORG} und FB

Investitionen in Erzeugungskapazität. Während im Status Quo Szenario nach den Modellrechnungen ausschließlich Braunkohlekapazität zugebaut wird, erfolgt im First Best-Szenario ein Zubau von Gaskraftwerken im Süden (BW und Hessen). Dieser Effekt ist klar der Preisdifferenzierung an den Spotmärkten zuzuschreiben. Gaskraftwerke werden durch die höheren Börsenpreise im Süden im Fall von Netzengpässen rentabel. In beiden Szenarien (SQ und FB) erfolgt ein Abbau von Erzeugungskapazität im Norden, der Umfang ist jedoch gering.

Netzausbau. Erhebliche Unterschiede sind beim Netzausbau festzustellen. Während im Szenario SQ fast alle Linien-Kandidaten gebaut werden (14 von 15), werden in Szenario FB nur 5 Linien installiert. Dies ist zwei Effekten geschuldet: Zum einen wird aufgrund der Preisdifferenzierung Kraftwerkskapazität im Süden installiert, so dass die Nachfrage besser von den dann günstiger gelegenen Kraftwerken befriedigt werden kann. Zum anderen werden Netzengpässe beim Stromhandel vollumfänglich berücksichtigt und es wird ihnen durch Preisdifferenzierung begegnet, so dass auch durch die sich aus dem Markt ergebende Produktionsstruktur das Netz nicht stark belastet wird.

Preisdifferenzierung. Offensichtlich ergibt sich eine Preisdifferenzierung bei knotenscharfen Preisen (FB). Die Preisdifferenzierung impliziert höhere Preise im Süden. Von den Marktteilnehmern beobachtbar sind die Börsenpreise, welche die Einfärbung der Länder in den Karten determinieren. Zu beachten ist jedoch, dass die Börsenpreise in den Szenarien SQ und FB nicht direkt vergleichbar sind. Im Szenario FB enthalten diese Preise auch Erlöse des Netzbetreibers aus den impliziten Auktionen, die zur Refinanzierung der Netzkapazität verwendet werden. In den Karten ist daher der korrigierte Durchschnittspreis P_{CORR} ausgewiesen, der die Finanzierung der Netzinfrastruktur des Übertragungsnetzes ebenfalls schon auf den Preis pro MWh umlegt. Dieser korrigierte Durchschnittspreis ist im Szenario FB deutlich niedriger. Tabelle 14 vergleicht außerdem den korrigierten Durchschnittspreis im Szenario SQ mit den korrigierten Durchschnittspreisen im Süden und im Norden im Szenario FB. Der Vergleich der korrigierten Durchschnittspreise zeigt, dass die Preisdifferenzierung in keiner der beiden Zonen zu höheren Durchschnittspreisen führen würde.

[€/MWh]	SQ _{ORG}	SQ _{RED}	ΔNP_{ORG}	ΔNP_{RED}	UK _{ORG}	UK _{RED}	2Z _{ORG}	2Z _{RED}	FB
P_{CORR} Nord							60,62	60,11	54,75
P_{CORR} Süd							62,69	62,81	59,08
P_{CORR}	61,36	60,82	61,25	60,78	61,22	60,75	61,65	61,46	58,58

Tabelle 14: Korrigierte Jahresdurchschnittspreise in den betrachteten Modellszenarien.

Zwischenfazit 1: *Trotz des finanziell moderaten Volumens zeigen die Modellrechnungen, dass eine Abänderung der Rahmenbedingungen substantielle Auswirkungen auf die Systemkonfiguration haben kann. Die Ansiedelung neuer Kraftwerke sowie der Netzausbau weisen deutliche Abweichungen zu der für den Status Quo prognostizierten Konfiguration auf. Dies deutet klar darauf hin, dass reformierte*

Rahmenbedingungen substantielle Wirkungen entfalten könnten, insbesondere wenn sie auch EE und Speicher betreffen.

DIE REGIONAL DIFFERENZIERTE G-KOMPONENTE IN ZWEI VARIANTEN

Nachdem wir festgestellt haben, dass die Rahmenbedingungen durchaus signifikante Effekte auf das Gesamtsystem haben, werden wir im Folgenden verschiedene weniger einschneidende Anpassungen der Rahmenbedingungen analysieren und untersuchen, ob ein Teil der möglichen Wohlfahrtsgewinne realisiert werden kann. Zunächst analysieren wir eine regional differenzierte G-Komponente in zwei Varianten. In Variante ΔNP leiten wir die Zahlungen der G-Komponente aus der Nodalpreislösung ab, so dass durch die regional differenzierten Zahlungen die Erlösunterschiede zur Nodalpreislösung in gewissem Ausmaß kompensiert werden. In Variante UK_{ORG} wird die G-Komponente nach dem in Großbritannien verwendeten Ansatz bestimmt. Die genaue Modellierung wurde bereits in Kapitel 4.1 vorgestellt.

G-Komponenten Szenario ΔNP

G-Komponenten Szenario UK

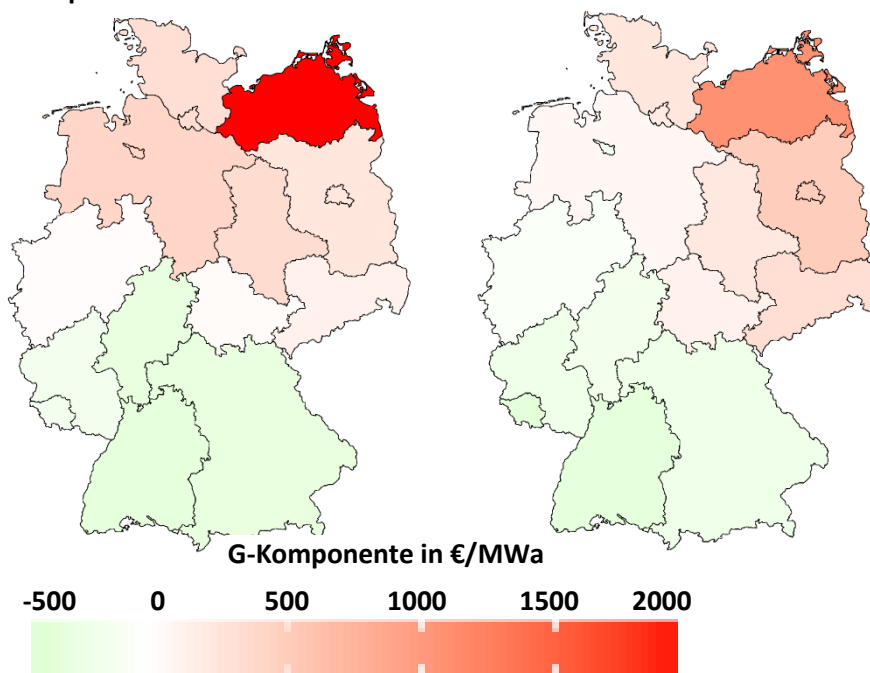


Abbildung 17: Illustration der G-Komponenten in den betrachteten Modellszenarien.

Abbildung 17 illustriert die Höhe einer auf Bundeslandebene differenzierten G-Komponente für die beiden betrachteten Modellszenarien ΔNP und UK . Die G-Komponenten sind so gewählt, dass im Durchschnitt über alle Zonen kaum Überschüsse oder Defizite für den Netzbetreiber generiert werden. Auffällig ist, dass die beiden Varianten einerseits eine Nord-Süd-Struktur implizieren (im Norden kommt es zu einer Zahlung pro installiertem MW, im Süden zu einer Auszahlung an die Kraftwerksbetreiber), andererseits die Struktur der Zahlungen zwischen den einzelnen Bundesländern im Norden und im Süden differiert. Tabelle 15 enthält die exakten Zahlungen. Die

Unterschiede sind bemerkenswert, insbesondere da die G-Komponente aus den Nodalpreisdifferenzen durchaus einem intuitiven Ansatz folgt. Ein Vergleich der Wohlfahrtsgewinne (Tabelle 10 in Abschnitt 4.3.1) zeigt, dass dennoch beide Varianten insofern ähnliche Ergebnisse generieren, dass die resultierenden Wohlfahrtsgewinne fast identisch sind.

Bundesland	Δ NP [€/MWa]	UK [€/MWa]
SH	3.197	2.413
MV	19.537	10.912
HH	3.462	1.924
HB	4.108	-953
NI	4.108	776
ST	3.510	2.232
BB	2.413	5.101
BE	2.606	5.767
NW	227	-595
HE	-3.004	-1.710
TH	366	1.329
SN	1.332	3.311
RP	-1.606	-2.052
SL	-1.606	-3.439
BW	-3.308	-3.248
BY	-2.950	-2.026

Tabelle 15: Höhe der G-Komponenten in den betrachteten Modellszenarien.

Investitionen in Erzeugungskapazität. Während im Status Quo Szenario gemäß den Modellrechnungen ausschließlich Braunkohlekapazität zugebaut wird, erfolgt in beiden Varianten mit G-Komponente ein Zubau von Gaskraftwerken im Süden, in Variante Δ NP in BW, in Variante UK_{ORG} im Saarland. Diese Effekte sind klar der Struktur der Zahlungen aus der G-Komponente zuzuschreiben. Gaskraftwerke werden durch aus der G-Komponente resultierenden Subventionen im Süden rentabel. Der Umfang des Zubaus ist jedoch moderat, wie auch der Einsatz der Kraftwerke in der Produktion. In beiden Szenarien erfolgt, wie auch in den Szenarien SQ und FB, ein Abbau von Gaserzeugungskapazität im Norden, der Umfang ist jedoch gering.

Netzausbau. Die Effekte auf den Netzausbau sind zu vernachlässigen. In beiden Varianten werden 13 Linien (von 15 Kandidaten) gebaut, also nur eine weniger als im Status Quo. Es handelt sich dabei um eine Leitung zwischen NRW und BW, die durch den Kraftwerksbau im Süden entbehrlich wird. Der weiterhin umfangreiche Leitungsbau ist darin begründet, dass an den Märkten hinreichende Preissignale fehlen, um ausreichend Produktion im Süden zu veranlassen.

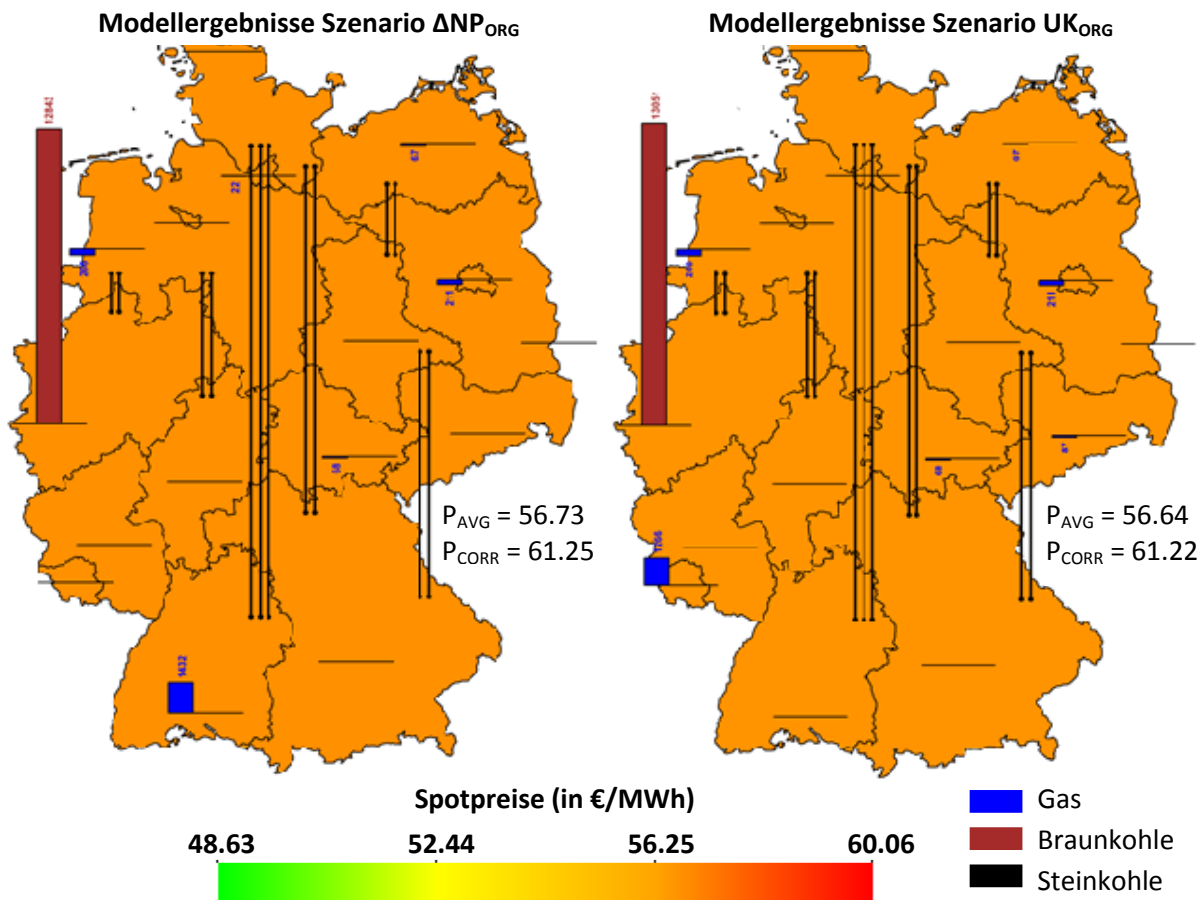


Abbildung 18: Netzausbau, Kraftwerksausbau und Preisniveau in den Szenarien $\Delta N P_{ORG}$ und UK_{ORG} .

Preise. Ein Vergleich der durchschnittlichen Börsenpreise und der korrigierten Durchschnittspreise zeigt, dass kaum Unterschiede zu erwarten sind.

Zwischenfazit 2: Die Modellergebnisse legen nahe, dass sich durch die G-Komponente nur geringe Wohlfahrtsgewinne realisieren lassen. Verschiedene Ansätze führen zwar einheitlich zu einer Nord/Süd-Differenzierung, die Struktur der Zahlungen variiert jedoch zwischen den Ansätzen teils erheblich. Weitere Berechnungen zeigen, dass es durchaus zu einer Übersteuerung durch die G-Komponente und dann auch zu Wohlfahrtsverlusten kommen kann. Niedrigere G-Komponenten verursachen Wohlfahrtseffekte in ähnlichem Umfang.⁵⁸ Die Antizipation von zukünftig relevanten Zahlungen hängt nicht nur von einer Einschätzung der Situation an den Märkten ab, sondern auch von den Erwartungen bezüglich politischer Entscheidungen. Eine G-Komponente, die ausschließlich auf die Betreiber konventioneller Kraftwerke abzielt, scheint aus diesen Gründen wenig zielführend.

⁵⁸ Die Berechnungen zu höheren G-Komponenten sind nicht aufgeführt. Einige Szenarien mit niedriger G-Komponente finden sich im Anhang (Tabelle 22). In dem entsprechenden Abschnitt werden auch Details zu den Szenarien mit niedriger G-Komponente erklärt.

Zwischenfazit 3: *Andererseits zeigt sich, dass durch die G-Komponente durchaus Standortentscheidungen von Erzeugern beeinflusst werden können, ohne insgesamt Zusatzkosten zu generieren. Bei einer Einbeziehung der EE sind daher unter Umständen Effekte auf die Standortentscheidungen von Anlagen zu erwarten, die zu einer substantiellen Entlastung der Netze führen können. Das Ausmaß der Effekte hängt zudem entscheidend von der zukünftigen Marktintegration der EE ab.*

Wir stellen im Folgenden noch zwei weitere Szenarien dar, um die Auswirkungen einer G-Komponente in Relation zu anderen Maßnahmen zu setzen.

PREISZONEN

Naheliegender ist die Betrachtung der Einteilung des deutschen Marktgebietes in zwei Preiszonen (Nord und Süd). Diese Variante ist schon verschiedentlich in der Literatur betrachtet worden, jedoch nicht unter expliziter Berücksichtigung der langfristigen Investitionsanreize im Modell.⁵⁹ Die hier betrachtete Variante ordnet RP, SL, BW und BY dem Süden und die restlichen Bundesländer dem Norden zu. Zwischen den Zonen werden fest vorgegebene verfügbare Kapazitäten ausgewiesen. Sind diese Kapazitäten nicht ausgelastet, so etabliert sich im gesamten Marktgebiet ein einheitlicher Preis. Bei Überlastung der Kapazitäten kommt es zu einer Preisdifferenz zwischen den Zonen. Dem Netzbetreiber entstehen in diesem Fall Einnahmen aus der impliziten Versteigerung der Grenzkapazitäten im Rahmen des Market Splitting. Die Maschenregel des Netzmodells wird im Rahmen des Market Splitting nicht beachtet. Abweichungen von den realisierbaren Flüssen werden daher durch Redispatch behoben. Stellt sich nach dem Handel heraus, dass die Kapazitäten an den Grenzübergängen zu niedrig bemessen wurden, so werden auch diese zusätzlich entstehenden Freiheitsgrade im Rahmen des Redispatch genutzt. Es können in diesem Fall Erlöse aus dem Redispatch entstehen. Alle Details zur Modellierung der Marktkopplung wurden in Kapitel 4.1 dargelegt.

Wir haben in unserem Überblick über die Szenarien bereits gezeigt, dass knapp ein Sechstel der erreichbaren Wohlfahrtsgewinne pro Jahr realisierbar wären. Die linke Seite von Abbildung 19 gibt Aufschluss über die detaillierten Auswirkungen von Preiszonen auf Investitionen in Erzeugungszubau und Netzkapazität.

⁵⁹ Vgl. Trepper et al. (2013) und DIW (2015).

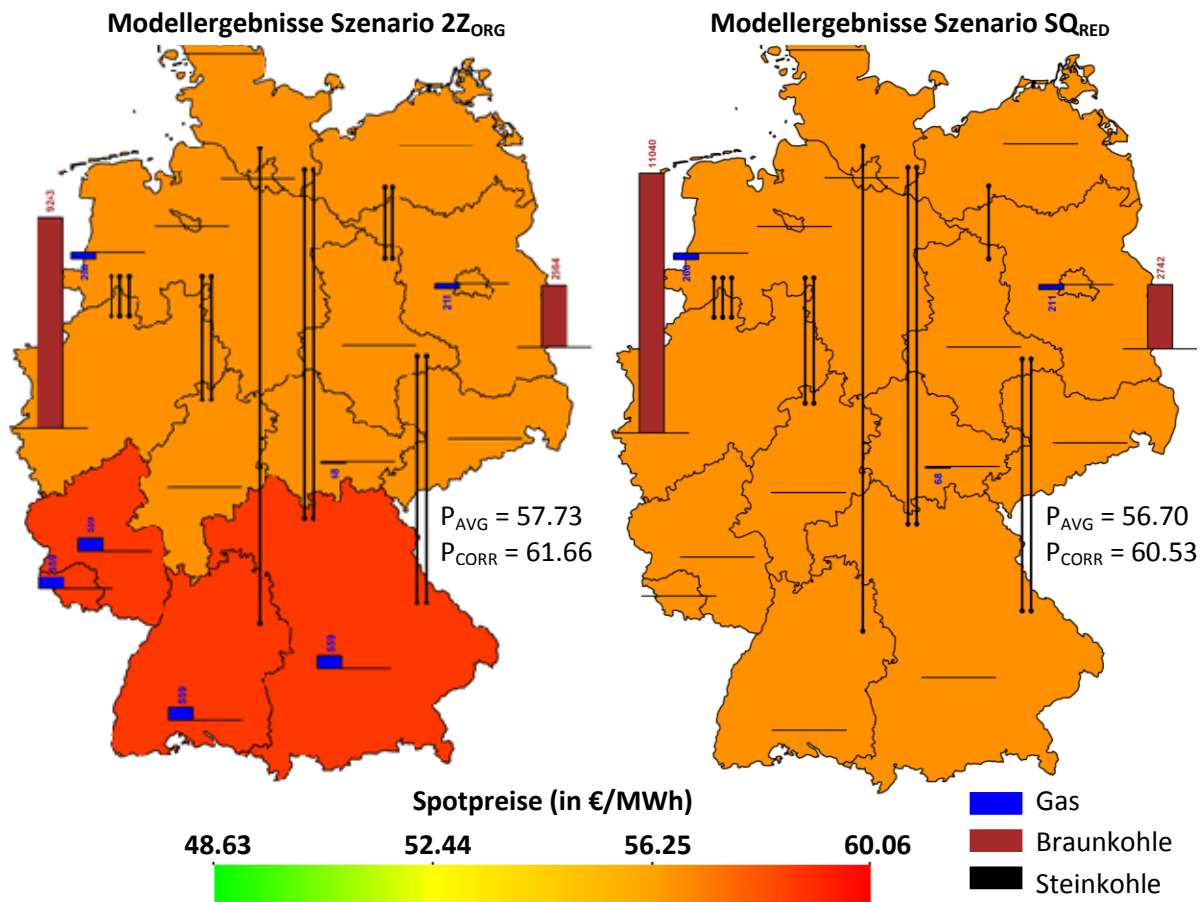


Abbildung 19: Netzausbau, Kraftwerksausbau und Preisniveau in den Szenarien 2Z_{ORG} und SQ_{RED}.

Investitionen in Erzeugungskapazität. Während im Status Quo Szenario gemäß den Modellrechnungen ausschließlich Braunkohlekapazität zugebaut wird, erfolgt bei einer Einteilung des deutschen Marktgebietes in zwei Preiszonen ein Zubau von Gaskraftwerken in allen der Südzone zugeordneten Bundesländern. Das Ausmaß des Zubaus ist deutlich höher als im Fall der G-Komponente, erreicht aber nicht die Werte des Szenarios FB. Dieser Effekt ist klar der Preisdifferenzierung an den Spotmärkten zuzuschreiben. Gaskraftwerke werden durch die höheren Börsenpreise im Süden im Fall von Netzengpässen rentabel. Die gleichmäßige Verteilung der Kraftwerke über die südlichen Bundesländer ist dadurch begründet, dass zwischen diesen Bundesländern keine Preisdifferenzierung herrscht und die Investitionskosten für Gaskraftwerke als identisch angenommen werden. Politische Rahmenbedingungen und Restriktionen könnten zu jeder anderen Verteilung der Kapazität über die südlichen Bundesländer führen. Wie in den übrigen bisher betrachteten Szenarien erfolgt ein Abbau von Erzeugungskapazität im Norden, der Umfang ist jedoch gering.

Netzausbau. Der notwendige Netzausbau reduziert sich durch die Schaffung von zwei Preiszonen nicht substantiell. Die Nord-Süd-Verbindung (SH – BW) wird in geringerem Umfang ausgebaut und

die Verbindung zwischen NRW und BW entfällt. Insgesamt reduziert sich der notwendige Ausbau lediglich um zwei Linien auf 12. Wie im First Best Szenario impliziert auch die Schaffung von Preiszonen zwei Effekte: Zum einen wird aufgrund der Preisdifferenzierung Kraftwerkskapazität im Süden installiert, so dass die Nachfrage besser von den dann günstiger gelegenen Kraftwerken befriedigt werden kann. Zum anderen werden Netzengpässe beim Stromhandel teilweise berücksichtigt und es wird Ihnen durch Preisdifferenzierung begegnet, so dass auch durch die sich aus dem Markt ergebende Produktionsstruktur das Netz nicht stark belastet wird. Der letzte Effekt ist jedoch bei nur zwei Preiszonen relativ schwach ausgeprägt und wird im folgenden Abschnitt nochmal ausführlicher diskutiert.

Preisdifferenzierung. Offensichtlich resultieren durch Preiszonen höhere Preise im Süden. Von den Marktteilnehmern beobachtbar sind die Börsenpreise, welche die Einfärbung der Länder in der Karte determinieren. Auch hier ist zu beachten, dass die Börsenpreise in den Szenarien SQ und 2Z nicht direkt vergleichbar sind. Im Szenario 2Z_{ORG} enthalten diese Preise auch Erlöse des Netzbetreibers aus den impliziten Auktionen der Kapazität an der Zonengrenze, die zur Refinanzierung der Netzkapazität verwendet werden. In den Karten ist daher der korrigierte Durchschnittspreis P_{CORR} ausgewiesen, der die Finanzierung der Netzinfrastruktur des Übertragungsnetzes ebenfalls schon auf den Preis pro MWh umlegt. Dieser korrigierte Durchschnittspreis ist im Szenario 2Z_{ORG} sogar geringfügig höher als im Szenario SQ_{ORG}. Tabelle 14 vergleicht außerdem die korrigierten Durchschnittspreise des Szenarios SQ mit den korrigierten Durchschnittspreisen im Süden und im Norden des Szenarios 2Z_{ORG}. Der Vergleich der korrigierten Durchschnittspreise zeigt, dass die Preisdifferenzierung zu höheren Preisen im Süden und zu niedrigeren Preisen im Norden als im Szenario SQ_{ORG} führen würde. Die Unterschiede sind jedoch gering, so dass von einer klaren Interpretation abzusehen ist.

Redispatch. Bei der Schaffung von wenigen großen Preiszonen spielt Redispatch typischerweise weiterhin eine bedeutsame Rolle beim Engpassmanagement. Innerhalb der Preiszonen werden Engpässe im klassischen Sinne mit Hilfe von Redispatch bewirtschaftet. Aber auch zwischen den Preiszonen kann es zu Redispatch kommen. Durch die Vorab-Festlegung der verfügbaren Kapazitäten an der Zonengrenze ist quasi sicher, dass diese Kapazität am Ende des Handelstages entweder unter- oder überausgelastet ist. Auch diesen Situationen wird durch Redispatch-Operationen begegnet. Dies kann dazu führen, dass im Rahmen des Redispatch Geld eingenommen wird und nicht ausgegeben werden muss – dann nämlich, wenn nach Handelsschluss noch Kapazität an der Zonengrenze verfügbar ist.

Zwischenfazit 4: *Die Schaffung von zwei Preiszonen generiert zwar moderate Wohlfahrtseffekte, ist aber nicht geeignet, Standortentscheidungen vollumfänglich zu lenken. Der notwendige Leitungsausbau wird nur minimal reduziert. Problematisch erscheint, dass eine Schaffung von nur zwei Zonen im Süden zu höheren Preisen führen kann als der Status Quo. Damit können Akzeptanzprobleme verbunden sein. Positiv anzumerken ist, dass die Investoren lediglich die Preisentwicklung in den Zonen abschätzen müssten und weniger von politischen Entscheidungen abhängen. Gegeben, dass die Modellierung mit 16 Preiszonen substantielle Wirkungen entfaltet, schlussfolgern wir, dass Preiszonen zwar als sinnvolles Instrument angesehen werden müssen, ihr*

Zuschnitt jedoch wohlbedacht sein muss. Möglicherweise ist es ratsam, von dem Zusammenlegen der Grenzen von Handelszonen mit Staatsgrenzen abzuweichen, um im europäischen Strombinnenmarkt bessere Ergebnisse zu erzielen.

BERÜCKSICHTIGUNG VON REDISPATCH-MÖGLICHKEITEN BEI DER NETZAUSBAUPLANUNG

Die linke Grafik in Abbildung 20 resultiert aus einer Modellvariante, bei der die Möglichkeit von Redispatch-Operationen schon bei der Netzplanung in Betracht gezogen wird. Dies steht im Gegensatz zu der gängigen Praxis, den Netzausbau anhand von prognostizierten Strom-Großhandels-Ergebnissen zu planen.⁶⁰ Ziel der Netzausbauplanung ist es aktuell, die Durchleitung der am Markt gehandelten Mengen möglichst vollumfänglich zu gewährleisten. Dies impliziert tendenziell einen umfangreichen Netzausbau, da auch Extremszenarien im Netz abgebildet werden sollen. Dabei wird jedoch vernachlässigt, dass die Kosten dieses Vorhabens durchaus substantiell sein können und ökonomisch mit den Mehrkosten einer lastnahen Erzeugung zu vergleichen wären. Wir bezeichnen alle Ergebnisse aus dieser Modellvariante mit dem Subskript RED (vgl. auch die weiß unterlegten Spalten in Tabelle 10).

Betrachtet man die Modellergebnisse, so fällt auf, dass auch im Szenario SQ_{ORG} , wo die Netzplanung darauf ausgerichtet ist, die Spotmarktergebnisse abzubilden, noch Redispatch notwendig ist. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass durch die im Modell vorgesehenen Kandidaten Redispatch nicht komplett verhindert werden kann.

Investitionen in Erzeugungskapazität. Die Anreize, in Erzeugungskapazität zu investieren, sind identisch mit denen im Szenario SQ_{ORG} . Es wird folglich lediglich in Braunkohlekapazität im Westen und im Osten investiert und unrentable Erzeugungskapazität im Norden abgebaut.

Netzausbau. Der notwendige Netzausbau reduziert sich deutlich, wenn die Möglichkeit von Redispatch schon bei der Netzplanung berücksichtigt wird, von 14 Linien in SQ_{ORG} auf 11 Linien in SQ_{RED} . Eine Trasse entfällt komplett (NRW – BW), bei den anderen Trassen kann in geringerem Umfang gebaut werden. Anzumerken ist, dass die Ergebnisse darauf beruhen, dass die Bestandskapazität für Redispatch-Maßnahmen vorhanden ist. In der längeren Frist muss deshalb zur Sicherung einer nachhaltigen Planung des Stromerzeugungssystems das Marktdesign Anreize zum Bau von Kapazität im Süden schaffen.

Preise. Die Preise reduzieren sich durch die Berücksichtigung von Redispatch bei der Netzplanung. Der Effekt ist ausschließlich darauf zurückzuführen, dass geringere Ausgaben für den Netzausbau auf die MWh umgelegt werden müssen. Die Börsenpreise sind in SQ_{ORG} und SQ_{RED} komplett identisch, da das Strommarktdesign durch den veränderten Ansatz bei der Netzausbauplanung nicht verändert wird.

⁶⁰ Vergleiche hierzu z.B. die Erläuterungen zum Netzentwicklungsplan Strom 2014 „Nach den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber werden Redispatch oder Erzeugungsmanagement als Werkzeuge der langfristigen Netzdimensionierung nicht berücksichtigt, da sie Eingriffe in den (freien) Energiemarkt darstellen.“ (ÜNBs (2014b), Seite 16)

Redispatch. Obwohl die Netzausbauplanung Redispatch explizit berücksichtigt, nimmt Redispatch nicht über die Maße zu (vgl. Tabelle 16). Das finanzielle Volumen der Redispatch-Operationen verdreifacht sich von 0,01 auf 0,03 Euro/MWh und erreicht damit dasselbe Volumen wie in den Szenarien mit regional differenzierter G-Komponente.

Zwischenfazit 5: *Die Berücksichtigung der Möglichkeiten des Redispatch bei der Netzausbauplanung führt zu einem geringeren Umfang des Netzausbaus und ermöglicht die Realisation von 38% der maximal möglichen Wohlfahrtsgewinne. In den modellierten Szenarien ist Redispatch in geeignetem Umfang möglich, da die Bundesländer hinter den Engpässen in der Ausgangssituation mit ausreichend (wenn auch teurer) Kapazität ausgestattet sind. Da die Erzeuger jedoch mit den Redispatch-Operationen keine Deckungsbeiträge erwirtschaften können, muss das Marktdesign in der noch längeren Frist dafür sorgen, dass in den Engpassregionen ausreichend Kapazität zugebaut wird.*

Die Berücksichtigung von Redispatch bei der Netzausbauplanung ermöglicht somit substantielle Einsparungen beim Netzausbau. Zu beachten ist jedoch, dass diese Möglichkeiten davon abhängen, dass in den Engpassregionen ausreichend Kapazität vorhanden ist. Die Investitionsanreize müssen wiederum durch das Marktdesign generiert werden. Der hier diskutierte Ansatz (also die Antizipation des Redispatch bei der Netzplanung) muss somit zwingend mit einem Mechanismus kombiniert werden, der für die Installation von ausreichend Kapazität im Süden sorgt.

Anzumerken ist an dieser Stelle, dass bei knotenscharfen Preisen beide Lösungen (ORG und RED) zusammenfallen, da in diesem Fall das Engpassmanagement im Rahmen des Spothandels realisiert wird und somit kein Redispatch nötig ist. Die Einführung von knotenscharfen Preisen wäre jedoch eine sehr umfassende Änderung des Marktdesigns und scheint nicht unbedingt durchsetzbar. Daher ist auch die Betrachtung von weniger einschneidenden Maßnahmen interessant und informativ. Im Folgenden wird daher eine Modellierung betrachtet, bei der zusätzlich zu der Berücksichtigung der Redispatch-Möglichkeiten bei der Netzausbauplanung zwei Preiszonen geschaffen werden.

BERÜCKSICHTIGUNG VON REDISPATCH-MÖGLICHKEITEN BEI DER NETZAUSBAUPLANUNG UND PREISZONEN

Abbildung 20 stellt die Modellvariante RED ohne (linke Grafik) und mit (rechte Grafik) der Schaffung von zwei Preiszonen dar. Vergleicht man die Wohlfahrtsgewinne in den beiden Modellvarianten mit dem Szenario SQ_{ORG} , so stellt man fest, dass die Schaffung von Preiszonen zusätzlich zu der Berücksichtigung des Redispatch ($2Z_{RED}$) die Wohlfahrt nur noch relativ geringfügig verbessert. Betrachten wir die langfristig resultierende Systemkonfiguration, so finden wir jedoch beträchtliche Unterschiede.

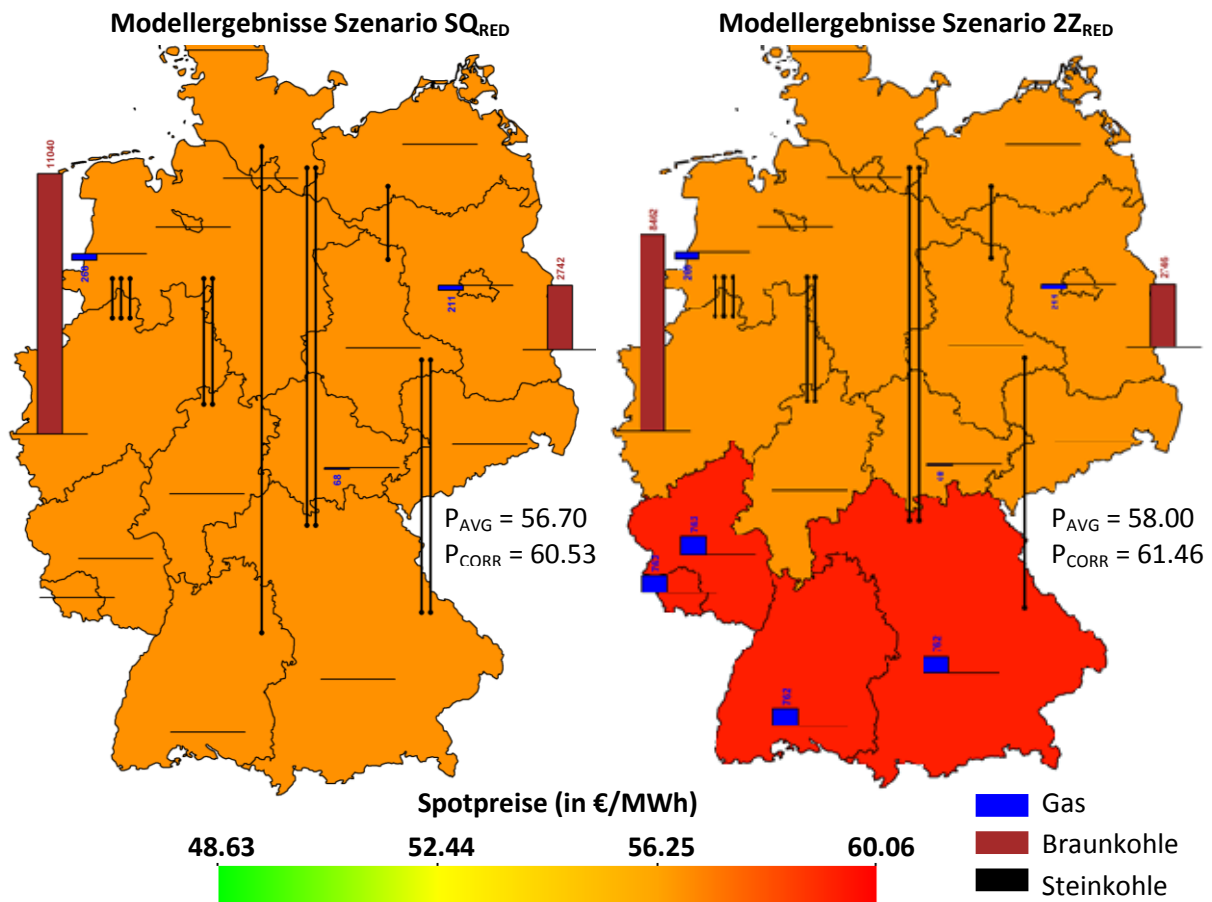


Abbildung 20: Netzausbau, Kraftwerksausbau und Preisniveau in den Szenarien SQ_{RED} und 2Z_{RED}.

Investitionen in Erzeugungskapazität. Die Anreize, in Erzeugungskapazität zu investieren, unterscheiden sich im Szenario 2Z_{RED} substantiell. In der Südzone wird umfangreich in Gaskraftwerke investiert, vom installierten Volumen her sogar mehr als im First Best-Szenario. Dieser Effekt ist klar der Preisdifferenzierung an den Spotmärkten zuzuschreiben. Gaskraftwerke werden durch die höheren Börsenpreise im Süden im Fall von Netzengpässen rentabel. Da bei der Netzausbauplanung die Möglichkeit des Redispatch berücksichtigt wird, kommt es in dieser Modellvariante häufiger zu Netzengpässen als in der Variante 2Z_{ORG}. Die resultierenden stärkeren Preisunterschiede provozieren den sehr umfangreichen Zubau im Süden. Die Kraftwerke verteilen sich gleichmäßig über die Bundesländer, was wiederum daran liegt, dass die Investoren überall im Süden identischen Preisen und Investitionskosten für Gaskraftwerke gegenüberstehen. Politische Rahmenbedingungen und Restriktionen könnten zu jeder anderen Verteilung der Kapazität über die südlichen Bundesländer führen. Wie in den übrigen bisher betrachteten Szenarien erfolgt ein Abbau von Erzeugungskapazität im Norden, der Umfang ist jedoch gering.

Netzausbau. Der notwendige Netzausbau reduziert sich deutlich, wenn die Möglichkeit von Redispatch schon bei der Netzplanung berücksichtigt wird und zusätzlich Preiszonen geschaffen

werden, von 14 Linien in SQ_{ORG} auf 9 Linien in $2Z_{RED}$. Zwei Trassen entfallen komplett (NRW – BW und SH – BW), bei den anderen Trassen kann in geringerem Umfang gebaut werden. Anzumerken ist in diesem Fall, dass im Szenario $2Z_{RED}$ nachhaltig sichergestellt wäre, dass Kapazität für Redispatch-Maßnahmen im Süden vorhanden ist, da die entsprechenden Kraftwerke zugebaut werden und auch ausreichend Deckungsbeiträge durch ihre Berücksichtigung im regulären Stromhandel verdienen.

Preise. Die durchschnittlichen Preise (€/MWh) reduzieren sich durch die Berücksichtigung von Redispatch bei der Netzplanung sowohl gegenüber dem Szenario SQ_{ORG} , als auch im Vergleich zu $2Z_{ORG}$. Der Effekt ist zunächst maßgeblich darauf zurückzuführen, dass geringere Ausgaben für den Netzausbau auf die MWh umgelegt werden müssen. Außerdem resultieren durch Preiszonen höhere Preise im Süden. Von den Marktteilnehmern beobachtbar sind die Börsenpreise, welche die Einfärbung der Länder in der Karte determinieren. Auch hier ist wieder zu beachten, dass die Börsenpreise im Szenario SQ_{RED} und $2Z_{RED}$ nicht direkt vergleichbar sind. In Szenario $2Z_{RED}$ enthalten diese Preise auch Erlöse des Netzbetreibers aus den impliziten Auktionen der Kapazität an der Zonengrenze, die zur Refinanzierung der Netzkapazität verwendet werden. In den Karten ist daher der korrigierte Durchschnittspreis P_{CORR} ausgewiesen, der die Finanzierung der Netzinfrastruktur des Übertragungsnetzes ebenfalls schon auf den Preis pro MWh umlegt. Dieser korrigierte Durchschnittspreis ist im Szenario $2Z_{RED}$ höher als im Szenario SQ_{RED} , allerdings auch geringfügig höher als im Status Quo Szenario SQ_{ORG} . Tabelle 14 vergleicht außerdem die korrigierten Durchschnittspreise des Szenarios SQ_{ORG} mit den korrigierten Durchschnittspreisen im Süden und im Norden des Szenarios $2Z_{RED}$. Der Vergleich der korrigierten Durchschnittspreise zeigt, dass die Preisdifferenzierung zu höheren Preisen im Süden und zu niedrigeren Preisen im Norden als im Szenario SQ_{ORG} führen würde.

Redispatch. Wenn in der Netzausbauplanung Redispatch explizit berücksichtigt wird und zusätzlich Preiszonen geschaffen werden, nimmt der Umfang des Redispatch zu (vgl. Tabelle 16). Das finanzielle Volumen der Redispatch-Operationen versechsfacht sich von 0,01 in SQ_{ORG} auf 0,06 Euro/MWh.

Zwischenfazit 6: *Die Berücksichtigung der Möglichkeiten des Redispatch bei der Netzausbauplanung kombiniert mit der Schaffung von zwei Preiszonen führt zu einem substantiell geringeren Umfang des Netzausbaus und zur umfangreichen Installation von Erzeugungskapazität in den Südzonen. Die Rahmenbedingungen ermöglichen die Realisation von 36% der maximal möglichen Wohlfahrtsgewinne gegenüber dem Status Quo. In den modellierten Szenarien ist Redispatch in geeignetem Umfang möglich, da die entsprechende Kapazität in den südlichen Bundesländern installiert wird (und somit auch rentabel ist). Damit kann dieses Marktdesign der Tatsache begegnen, dass die Erzeuger mit den Redispatch-Operationen allein keine Deckungsbeiträge erwirtschaften können und sorgt somit nachhaltig dafür, dass in den Engpassregionen ausreichend Kapazität zugebaut wird.*

TT Zusammenfassend stellen wir im Folgenden die Zusammensetzung der Preise im Detail und im Vergleich über alle betrachteten Szenarien dar (siehe Tabelle 16). Abbildung 21 illustriert grafisch die bereinigten Börsenpreise und zeigt, welcher Anteil davon der an der Strombörse beobachtbare Preis ist. Abbildung 22 gibt einen Überblick über den Zu- bzw. Abbau von Kapazitäten in allen Szenarien. Letztendlich illustriert Abbildung 23 die gesamten Produktionsmengen in den betrachteten Modellszenarien und Abbildung 24 verdeutlicht die Differenzen der Produktionsmengen in den verschiedenen Szenarien relativ zum Szenario SQ_{ORG} .

[€/MWh]	SQ_{ORG}	SQ_{RED}	ΔNP_{ORG}	ΔNP_{RED}	UK_{ORG}	UK_{RED}	$2Z_{ORG}$	$2Z_{RED}$	FB
Existierendes Netz	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,17	4,17	4,17
Neues Netz	2,79	2,22	2,72	2,22	2,72	2,22	2,37	1,74	1,09
Redispatch	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,04	-0,04	0,06	0,00
Einspeiseman.	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,10	0,00
Abschaltb. Last	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
G-Komponente	0,00	0,00	-0,06	-0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Engpass DE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,13	-0,16	-0,43
Engpass INT	-2,31	-2,31	-2,33	-2,33	-2,32	-2,32	-2,44	-2,45	-2,08
P_{AVG}	56,70	56,70	56,73	56,73	56,64	56,64	57,73	58,00	55,83
Netzentgelt gesamt	4,66	4,12	4,52	4,05	4,58	4,11	3,93	3,46	2,75
P_{CORR}	61,36	60,82	61,25	60,78	61,22	60,75	61,65	61,46	58,58
Diff. ZU P_{CORR} in SQ_{ORG}	0,00	-0,54	-0,11	-0,58	-0,14	-0,60	0,30	0,10	-2,77

Tabelle 16: Zusammensetzung des Netzentgeltes für die betrachteten Modellszenarien.

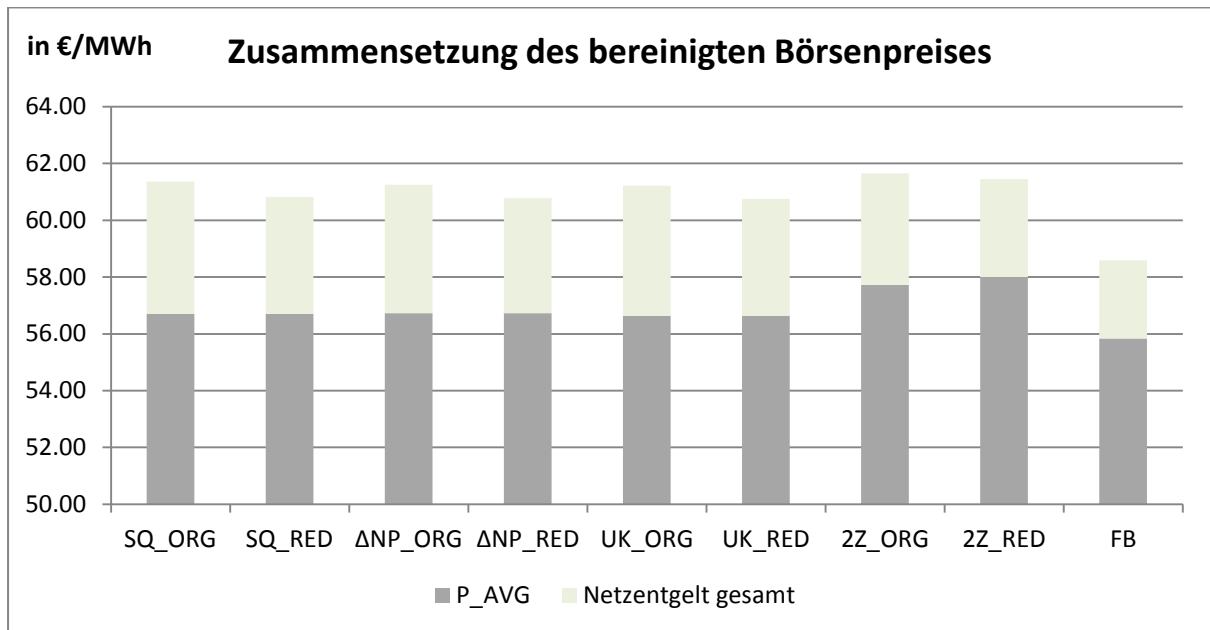


Abbildung 21: Zusammensetzung des bereinigten Börsenpreises für die betrachteten Modellszenarien.

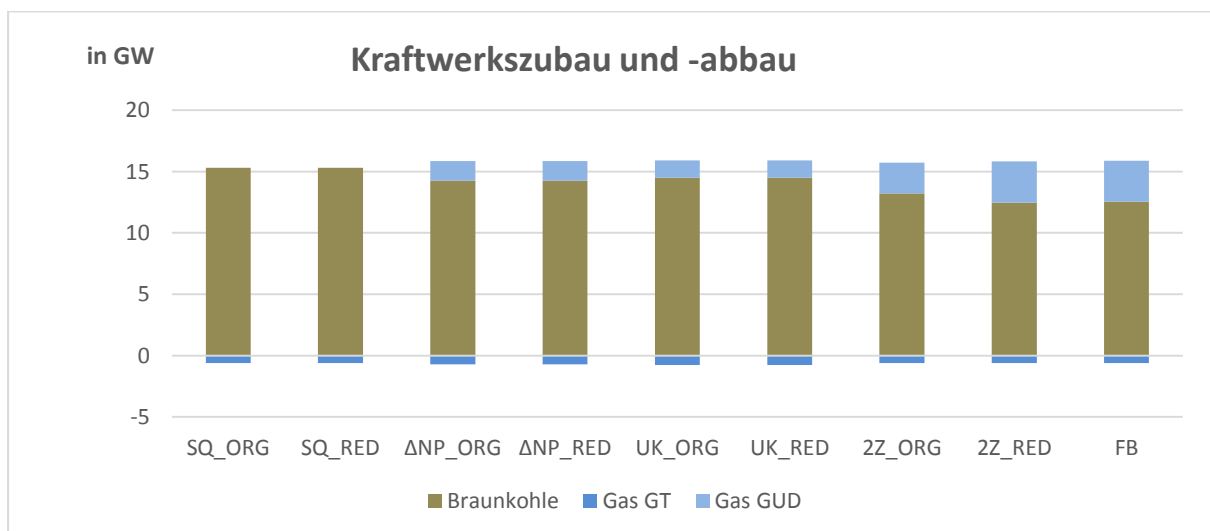


Abbildung 22: Kraftwerks Zu- bzw. Abbau in den betrachteten Modellszenarien.

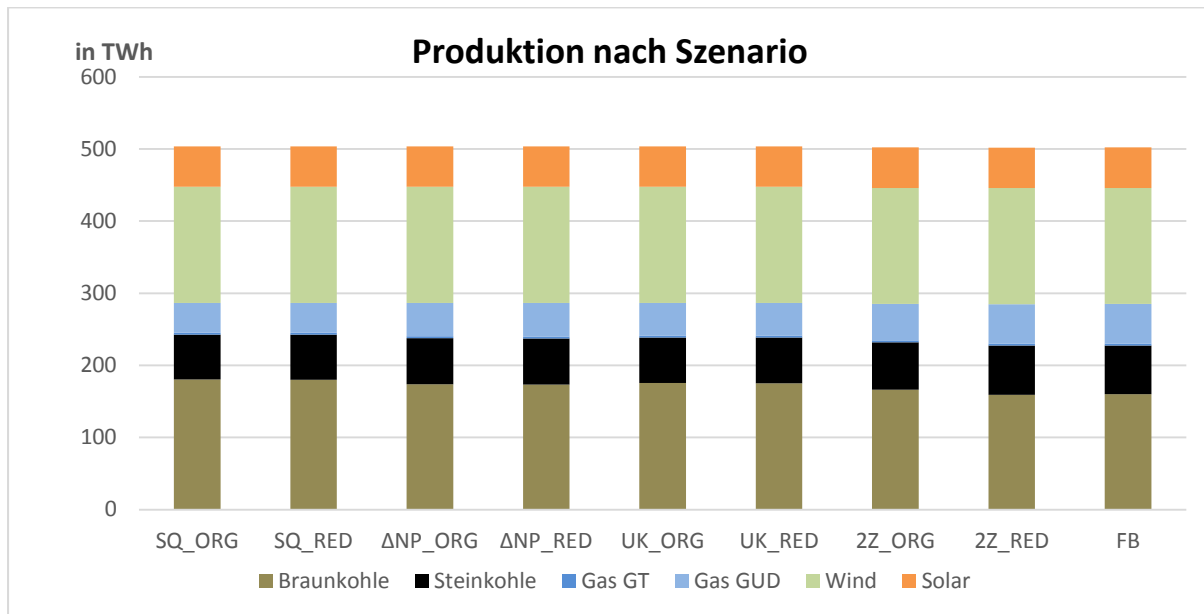


Abbildung 23: Gesamtproduktion in allen betrachteten Szenarien nach Energieträgern.

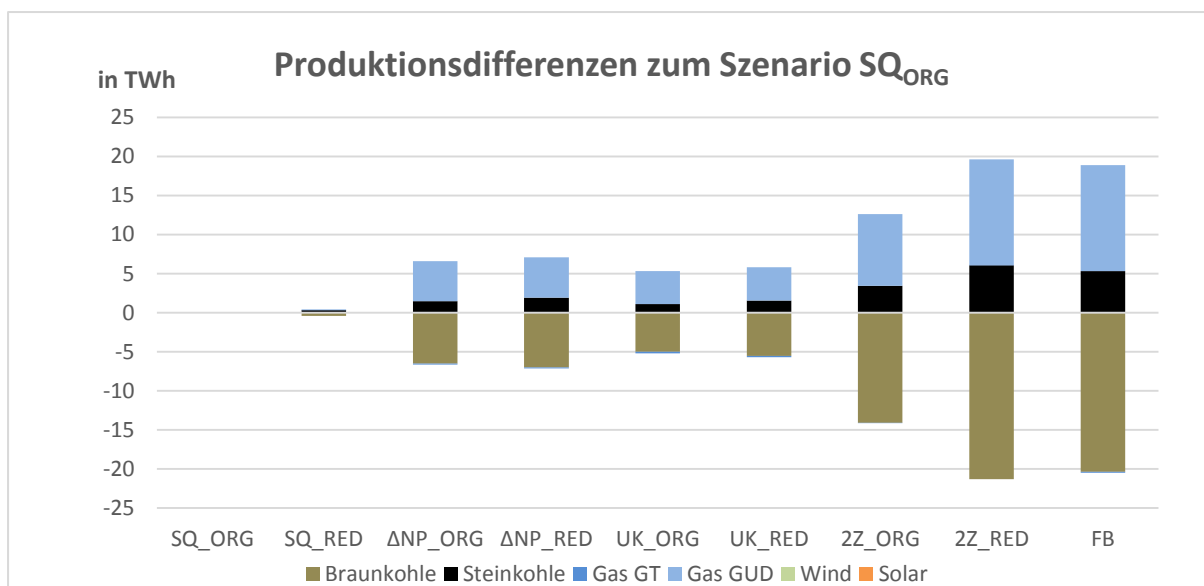


Abbildung 24: Produktionsmengen relativ zum Szenario SQ_{ORG} in den betrachteten Modellszenarien.

5. Einige weitere Szenarien

Im Folgenden werden wir verschiedene Aspekte näher beleuchten, die für die Bewertung und Einordnung der Ergebnisse von Bedeutung sind.

- (i) Zum einen besteht in den verschiedenen Zukunftsszenarien keine einheitliche Prognose zur Braunkohle.⁶¹ Wir betrachten daher zwei alternative Szenarien bezüglich der Investitionskosten, die auch Aufschluss darüber geben, wie Braunkohlekapazität bei ungünstigeren Produktionsbedingungen substituiert werden würde.
- (ii) Letztendlich legen die Analysen im Hauptteil des Gutachtens nahe, dass ein substantieller Teil des Wohlfahrtsgewinns durch erzeugungsnahen Verbrauch generiert wird und – im Umkehrschluss – Ineffizienzen dadurch entstehen, dass EE verbrauchsunabhängig eingespeist werden müssen. Wir betrachten daher ein Szenario, in dem die EE nicht eingespeist werden müssen, wenn der Preis unter Null fällt.
- (iii) Um die Wirkung der G-Komponente genauer zu untersuchen, betrachten wir außerdem in verschiedenen Szenarien auch die Auswirkung niedrigerer G-Komponenten. Die Ergebnisse verändern unsere Schlussfolgerungen jedoch nicht und werden daher im Anhang 7 aufgeführt.

In allen Fällen beschränken wir uns auf die Darstellung der Ergebnisse für den Status Quo (SQ), die UK-G-KOMPONENTE (UK) und die Nodalpreislösung (FB). Alle Ergebnisse werden für den üblichen Ansatz der Netzausbauplanung dargestellt (Szenarien mit Index ORG), sowie für den Fall, dass die Möglichkeit des Redispatch bei der Netzausbauplanung bereits antizipiert wird (Szenarien mit Index RED).

5.1 Alternative Kostenparameter für Braunkohle

Wir betrachten zwei Szenarien mit höheren Kosten für Braunkohle-Kapazität.

Höhere CO₂-Zertifikatskosten.

Zunächst betrachten wir ein Szenario, das höhere Preise für CO₂-Zertifikate unterstellt: 50 €/t CO₂ statt 31 €/t CO₂. Dies erhöht die Produktionskosten von Kohlekraftwerken relativ zu Gaskraftwerken und verschiebt somit die Investitionsanreize zugunsten von Gas-Kapazität. Tabelle 17 zeigt, dass in diesem Fall (Stein)kohlekapazität abgebaut wird⁶² und stattdessen ein umfangreicher Gas-Zubau erfolgt. Von einem maximal möglichen Wohlfahrtsgewinn von 848 Mio. € werden durch eine G-Komponente knapp 15% realisiert, durch die Antizipation von Redispatch bei der Netzplanung 36%.

In allen Szenarien erfolgt ein Zubau von Gas GUD und ein Abbau von Gasturbinen (GT). Die Szenarien unterscheiden sich nur geringfügig bezüglich des Umfangs des Zubaus, deutlich sind hingegen die Unterschiede bei der Standortwahl der hinzugebauten Gaskraftwerke. Während die

⁶¹ In EWI (2012) wird für die Jahre zwischen 2020 und 2030 beispielsweise nur in dem Umfang in neue Braunkohlekapazität investiert, in dem alte Anlagen vom Netz gehen. Zusätzlich findet allerdings ein sehr starker Ausbau von Gasturbinen statt. In der Studie werden für das Jahr 2030 allerdings schon CO₂-Zertifikatskosten in Höhe von 41,3 €/t CO₂ angenommen, was ca. 10€ über den in unserem Standard-Szenarien angenommenen Preis für 2035 liegt.

⁶² In Hessen und Bayern.

Investitionen sich bei einheitlichem Preis (SQ) gleichmässig über alle Bundesländer verteilen, erfolgt der Zubau von Kapazität mit G-Komponente und mit Nodalpreisen (FB) ausschließlich in den südlichen Bundesländern.⁶³ Zur Wirkung der G-Komponente ergibt sich ein widersprüchliches Bild: Während sie in den ORG-Szenarien einen Wohlfahrtsgewinn impliziert, ergibt sich in den RED-Szenarien ein Wohlfahrtsverlust relativ zum Status Quo.

	ΔW [Mio €]	P_{AVG} [€/MWh]	Netzentgelt [€/MWh]	P_{CORR} [€/MWh]	Trassenzubau [#]	ΔGas [MW]	$\Delta Kohle$ [MW]
SQ _{ORG}	0,0	67,75	4,18	71,93	14	14751,2	-936,7
SQ _{RED}	307,0	67,75	3,52	71,27	11	14751,2	-936,7
UK _{ORG}	124,7	67,46	3,93	71,39	13	14370,4	-936,7
UK _{RED}	232,0	67,46	3,69	71,15	12	14370,4	-936,7
FB	848,2	65,73	2,08	67,80	4	14552,8	-936,7

Tabelle 17: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien für höhere CO₂-Kosten von 50€/t CO₂

Höhere Investitionskosten für Braunkohleausbau.

In einem weiteren Szenario betrachten wir den Fall, dass mit deutlich höheren Investitionskosten für Braunkohlekapazität gerechnet wird. In diesem Szenario werden die Produktionsbedingungen aus Kapitel 4 unterstellt (d.h. insb. CO₂-Kosten in Höhe von 30€/tCO₂). Hintergrund dieses Vorgehens ist es, dass neben den durch Zertifikatspreise induzierten höheren Produktionskosten der Kohlekraftwerke wird immer wieder Pessimismus bezüglich der Restlaufzeit von Braunkohlekraftwerken thematisiert wird. Diese Bedenken lassen sich in der Modellierung durch eine kürzere Abschreibungsdauer einfangen, was zu deutlich erhöhten Annuitäten in der Investitionsrechnung führt. Die folgenden Ergebnisse basieren auf einer Kalibrierung, in der von einer Abschreibungsdauer von 25 (statt 35) Jahren für Braunkohlekraftwerke ausgegangen wird. Dadurch erhöht sich die Annuität von 235730€/MW auf 261907€/MW. Die deutlich höhere Annuität der Investitionskosten und führt somit ebenfalls zu einer Verschiebung der Investitionsanreize zugunsten von Gaskraftwerken.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Kohle-Neuinvestitionen zwar zurückgehen und die Gas-Investitionen überwiegen. Das Ausmaß der Verschiebung in Richtung Gas-Kapazität hängt jedoch klar von den Rahmenbedingungen am Strommarkt ab. Die Einführung einer G-Komponente lenkt die Investitionen in die Nähe des First Best (sowohl bezüglich der insgesamt installierten Leistung, als auch – grob – bezüglich der Standortentscheidungen), es wird jedoch nur 15% des maximal möglichen Wohlfahrtsgewinns realisiert. Im RED-Szenario sinkt die Wohlfahrt durch die Einführung der G-Komponente sogar.

⁶³ Vgl. Tabelle 24 im Anhang.

	ΔW [Mio €]	P_{AVG} [€/MWh]	Netzentgelt [€/MWh]	P_{CORR} [€/MWh]	Trassenzubau [#]	ΔGas [MW]	ΔBK [MW]
SQ _{ORG}	0,0	59,69	4,60	64,29	14	9486,3	5181,6
SQ _{RED}	308,5	59,69	3,94	63,63	11	9486,3	5181,6
UK _{ORG}	120,5	59,90	4,28	64,18	13	11982,2	3107,0
UK _{RED}	303,2	59,90	3,89	63,79	11	11982,2	3107,0
FB	798,8	58,21	2,41	60,62	4	12181,8	2531,6

Tabelle 18: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien für höhere Investitionskosten für Braunkohle

Zwischenfazit 7: Geht man von ungünstigeren Rahmenbedingungen für Braunkohleinvestitionen aus, so wird der Braunkohlezubau im Modell durch Gaszubau ersetzt. Im Status Quo (einheitlicher Strompreis im gesamten Marktgebiet) verteilt sich die Gas-Kapazität gleichmässig über die Bundesländer. Nodalpreise führen zu einer Ansiedlung vorwiegend im Süden und in Hessen (von wo das Ruhrgebiet versorgt wird), sowie zu einer stärkeren Verdrängung von Kohle-Kapazität. Die G-Komponente wirkt bezüglich der Investitionsanreize in eine ähnliche Richtung (Zubau vorwiegend im Süden und eine stärkere Verschiebung zugunsten von Gas). Der Umfang der realisierten Wohlfahrtsgewinne steigt zwar gegenüber dem Szenario mit umfangreichem Braunkohlezubau in Kapitel 4 (15% statt nur 4,3% des maximal möglichen Wohlfahrtsgewinns) bleibt jedoch gering, da die Produktionsanreize nicht beeinflusst werden.

5.2 Abschaltbare EE

Die Analyse der verschiedenen Szenarien und auch die energiepolitisch Debatte legen nahe, dass der Netzausbau in hohem Maße durch das Auseinanderfallen von Einspeisungs- und Verbrauchszentren getrieben wird. Insbesondere der Einspeisevorrang für EE führt in den betrachteten Szenarien immer wieder zu negativen Preisen – es ist zu erwarten, dass das Energiemarktdesign in 20 Jahren (2035) dieser Entwicklung Rechnung tragen wird. Im Folgenden betrachten wir ein Szenario, in dem die EE nur bei positiven Preisen einspeisen, ihre Vergütung aber auch für die abgeregelte Produktion erhalten. Die Szenarien erlauben eine Abschätzung des Wertes der Marktintegration, der lediglich auf eine Steigerung der Produktions-Effizienz zurückzuführen ist.⁶⁴

In Tabelle 19 sind verschiedene Szenarien aufgeführt, die eine Abschätzung des Effekts einer EE-Abschaltung beim Preis von Null erlauben. Offensichtlich ergibt sich allein durch diese Maßnahme ein substantieller Wohlfahrtsgewinn von 692,2 Mio €/Jahr, allein getrieben durch eine drastische Reduktion des notwendigen Netzausbaus (6 statt 14 Trassen). Diese Einsparungen werden erreicht durch eine Abregelung von 1,4% der Erzeugung aus EE. Die zusätzliche Einführung einer G-Komponente erhöht den jährlichen Wohlfahrtsgewinn auf 717,6 Mio €/Jahr, wobei der zusätzliche Effekt durch Investitionen in Gaskraftwerke und somit eine lastnähere Produktion getrieben wird, die wiederum Einsparungen beim Netzausbau ermöglicht.

⁶⁴ Eine Betrachtung der Investitionsanreize von EE erfolgt in Folgeprojekten der Autoren.

Bemerkenswert ist, dass bei knotenscharfen Preisen (FB_{EE}) die Möglichkeit der EE-Abregelung zwar die realisierbaren Wohlfahrtsgewinne drastisch erhöht (erzielt werden im First Best 832 Mio €/Jahr), aber ein signifikanter Zubau an Gaskapazität erfolgt (in Hessen und Baden-Württemberg) und somit der Kohleausbau zurückgedrängt wird.

	ΔW [Mio €]	P_{AVG} [€/MWh]	Netzentgelt [€/MWh]	P_{CORR} [€/MWh]	Trassenzubau [#]	ΔGas [MW]	$\Delta Braunkohle$ [MW]
SQ_{ORG}	0,0	56,70	4,66	61,36	14	-606,0	15314,1
SQ_{RED}	255,6	56,70	4,12	60,82	11	-606,0	15314,1
SQ_{EE}	692,2	57,47	3,25	60,72	6	-606,0	15314,1
UK_{EE}	717,6	57,40	3,18	60,58	5	629,4	14500,8
FB_{EE}	832,0	57,22	2,13	59,35	3	5022,5	10709,1

Tabelle 19: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien mit abschaltbarer erneuerbarer Energieerzeugung

Mengen in [TWh]	Mögliche Einspeisung	Einsp. Spot	Absch. Spot	Anteil Absch.	Einsp. tatsächl.	Absch. tatsächl.	Anteil Absch.
SQ_{EE}	217,02	215,60	1,42	0,7%	213,90	3,12	1,4%
UK_{EE}	217,02	215,60	1,42	0,7%	213,34	3,68	1,7%
FB_{EE}	217,02	-	-	-	212,77	4,25	2,0%

Tabelle 20: Einspeisung und Abschaltung erneuerbarer Energien am Spotmarkt und tatsächlich realisiert

Zwischenfazit 8: Eine Abregelung der Einspeisung von EE zur Vermeidung von negativen Preisen am Spotmarkt führt zu substantiellen Wohlfahrtsgewinnen. Im Szenario SQ_{EE} (Status Quo mit Abregelung von EE zur Vermeidung negativer Preise) werden die Preise im Stromhandel jedoch nur nach unten beschränkt – es ergeben sich daher keine veränderten Investitionsanreize. Dennoch können 83% der maximal möglichen Wohlfahrtsgewinne realisiert werden. Die Einführung einer G-Komponente erhöht die realisierten Wohlfahrtsgewinne auf 86% des maximal möglichen Wertes und führt zudem zu moderaten Investitionen in Gaskraftwerke im Süden. Nodalpreise implizieren im Gegensatz zu den anderen Szenarien einen massiven Zubau von Gaskapazität, wodurch der Kohleausbau zurückgedrängt wird. In keinem Szenario wird mehr als 2% der Erzeugung aus EE abgeregelt.

6. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

In diesem Gutachten wurden verschiedene Ansätze analysiert, mit Hilfe von regionalen Preiskomponenten im deutschen Strommarkt die Standortentscheidungen für Erzeugungseinheiten und dadurch indirekt auch die Netzausbauplanung effizient zu lenken. In den verschiedenen Strommärkten weltweit beobachtet man zurzeit ganz unterschiedliche Ansätze. In Deutschland gibt es am Strommarkt im Wesentlichen keine regionalen Preisunterschiede, Strom wird vielmehr deutschlandweit zu einheitlichen, aber stündlich differenzierten Preisen an der Strombörse gehandelt. In anderen Marktgebieten, darunter der größte US-amerikanische Strommarkt PJM, werden knotenscharfe Preise umgesetzt – und somit auch die Netzengpässe bereits beim Stromhandel berücksichtigt. Zwischen diesen Extrema gibt es eine Reihe von Marktdesigns, die zwar regionale Preiskomponenten zulassen, aber nicht soweit gehen, das Engpassmanagement voll in den Stromhandel zu integrieren. Dazu zählen die Einteilung von Handelsgebieten in Preiszonen, wie sie zum Beispiel in den skandinavischen Ländern praktiziert wird, aber auch die Erhebung von regional differenzierten Netzentgelten für die Erzeuger, zum Beispiel in Skandinavien oder Großbritannien. In dem vorliegenden Gutachten werden diese alternativen Rahmenbedingungen vorgestellt und die Umsetzung sowie Erfahrungen in ausgewählten Marktgebieten diskutiert. Der zentrale Teil des Gutachtens besteht aus einer modellbasierten Analyse der vier oben erwähnten Marktdesigns für den deutschen Markt in einer Reihe von Szenarien.

Die Analyse basiert auf einem berechenbaren Gleichgewichtsmodell (Grimm et al. 2015a), das explizit die Investitionsentscheidungen für Kraftwerks- und Netzkapazität in Antizipation des Handels an den Spotmärkten modelliert. Das Modell erlaubt dabei die Abbildung der hier untersuchten Rahmenbedingungen und damit eine Abschätzung der jeweiligen Auswirkungen auf Investitions- und die Produktionsentscheidungen. Aus den Modellergebnissen lassen sich dann auch verschiedene andere ökonomisch interessante Größen ableiten, so zum Beispiel das zukünftige Preisniveau, zu erwartende Preisunterschiede zwischen Preiszonen oder auch der Umfang und die Kosten der Engpassbewirtschaftung – sofern diese notwendig ist. Durch die Berücksichtigung der Investitionsentscheidungen im Modell geben die Modellergebnisse Aufschluss über die langfristigen Auswirkungen von Rahmenbedingungen des Stromhandels auf die Systemkonfiguration. In Grimm et al. (2015e) wird dieses Modell erweitert, so dass Deutschland mit den zentralen Anbindungen ins Ausland dargestellt werden kann. Eine besondere Herausforderung bei der Kalibrierung des Modells ist es, eine angemessene Datenbasis zur Betrachtung des Zeitraums bis um 2035 zu identifizieren – da die Investitionsentscheidungen heute von Erwartungen bezüglich der ferneren Zukunft abhängen. Um eine Vergleichbarkeit mit der Netzausbauplanung herzustellen, wurden, wo möglich, die Prognosen des Szenariorahmens zur Kalibrierung der exogenen Parameter des Modells gewählt.

Die zentrale Fragestellung von Seiten der Monopolkommission ist eine Bewertung der Auswirkungen eines regional differenzierten Netzentgelts, das bei den Erzeugern erhoben wird, der sogenannten G-Komponente. Die bestehenden Modellansätze wurden daher für dieses Gutachten erweitert, um zwei Varianten einer G-Komponente zu integrieren. Beide Varianten modellieren eine leistungsorientierte G-Komponente, da eine arbeitsorientierte G-Komponente nicht zur Zielerreichung geeignet scheint. In der ersten Variante wird die G-Komponente aus der Nodalpreislösung abgeleitet, so dass die Zahlungen (pro installierter MW Leistung) die Betreiber anteilig für ihren Vorteil bzw. Nachteil gegenüber der Erlössituation in der Nodalpreislösung kompensieren. Die zweite Variante verwendet das Verfahren zur Bestimmung der G-Komponente aus Großbritannien. Bei beiden hier betrachteten Varianten gleichen sich die Zahlungen aus der G-Komponente deutschlandweit aus, so dass die Erzeuger im Aggregat keinen Beitrag zum Netzentgelt zahlen. Dadurch wird ausschließlich der Effekt der regionalen Differenzierung der Investitionsbedingungen analysiert, ohne Investitionen generell zu bevorzugen oder zu benachteiligen.

Anzumerken ist mit Blick auf die Interpretation der Ergebnisse, dass in der aktuellen Modellierung nur die Investitionen in konventionelle Kraftwerkskapazität sowie der Netzausbau endogen bestimmt werden. Insbesondere der Zuwachs an erneuerbaren Energien (EE) fließt in die Kalibrierung des Modells entsprechend der für 2035 gemäß Szenariorahmen prognostizierten Mengen ein. Das Volumen der endogen bestimmten Anpassungen ist somit zunächst weit unterschätzt, sollten die EE ebenfalls in die Märkte integriert werden und damit unter Umständen auch regional differenzierten Anreizen unterliegen. Maximal mögliche Wohlfahrtsgewinne durch eine Anpassung des Marktdesigns belaufen sich im Modell auf 671 Mio. €/Jahr (Staus Quo versus First Best, d.h. Nodalpreislösung), wovon durch keine der analysierten Varianten (Preiszone oder G-Komponente) auch nur die Hälfte erreicht werden kann. Die Analysen zeigen jedoch, dass auch eine Betrachtung des Marktes konventioneller Stromanbieter durchaus zu substantiellen Effekten führt, insbesondere hinsichtlich der Konfiguration des Stromversorgungssystems.

Der Vergleich des Status Quo (Energy Only Markt mit kostenbasiertem Redispatch) mit der Nodalpreislösung zeigt, dass trotz des finanziell moderaten Volumens des realisierbaren Wohlfahrtsgewinns (671 Mio. €/Jahr), eine Änderung der Rahmenbedingungen substantielle Auswirkungen auf die Systemkonfiguration haben kann. Während im Status Quo ausschließlich Braunkohlekraftwerke im Norden zugebaut werden und ein umfangreicher Netzausbau erfolgt, führen bei Nodalpreisen die höheren Preise im Süden zum Zubau von Gaskraftwerken. Die zusätzliche Kapazität, verbunden mit den höheren Produktionsanreizen im Süden durch die Preisdifferenzierung, impliziert einen deutlich reduzierten Netzausbau (5 statt 14 Linien). Dies deutet klar darauf hin, dass reformierte Rahmenbedingungen substantielle Wirkungen entfalten könnten. Wie sich die Effekte verstärken, wenn auch Erneuerbare Energien den Bedingungen unterliegen, wäre zu untersuchen.

In den Analysen dieses Gutachtens untersuchen wir (bei weiterhin exogenem EE-Zubau), welcher Teil der Wohlfahrtsgewinne durch die Einführung einer regional differenzierten G-Komponente oder durch Preiszone realisierbar wäre. Außerdem betrachten wir, welche Rolle es spielt, dass bei

der Netzausbauplanung tendenziell versucht wird, die Marktlösung im Netz realisierbar zu machen – auch dann, wenn die Akteure an der Strombörse die Engpässe nicht berücksichtigen können.

Die Modellergebnisse legen nahe, dass sich durch die G-Komponente nur geringe Wohlfahrtsgewinne (29 Mio. €/Jahr oder 4,3% des realisierbaren Wohlfahrtsgewinns) realisieren lassen. Die verschiedenen Ansätze führen zwar einheitlich zu einer Nord/Süd-Differenzierung der Zahlungen aus der G-Komponente, die Struktur der Zahlungen variiert jedoch zwischen den Ansätzen teils erheblich. In den betrachteten Szenarien führen die Auszahlungen an die Erzeuger pro installiertem MW zu einem Zubau von Gaskapazität im Süden. Der Netzausbau reduziert sich jedoch kaum, im Wesentlichen weil die deutschlandweit einheitlichen Preise am Strommarkt keine ausreichenden Produktionsanreize für die Kraftwerke im Süden generieren. Weitere Berechnungen zeigen, dass es durchaus zu einer Übersteuerung durch die G-Komponente und dann auch zu Wohlfahrtsverlusten kommen kann. Die Antizipation von zukünftig relevanten Zahlungen bei der Investitionsentscheidung hängt bei Einführung einer G-Komponente zudem nicht nur von einer Einschätzung der Situation an den Märkten ab, sondern auch von den Erwartungen bezüglich politischer Entscheidungen (üblicherweise werden die Zahlungen regelmäßig neu berechnet und angepasst). Eine G-Komponente, die ausschließlich auf die Betreiber konventioneller Kraftwerke abzielt, scheint aufgrund der geringen Effekte wenig zielführend.

Andererseits zeigt sich, dass durch die G-Komponente durchaus Standortentscheidungen von Erzeugern beeinflusst werden können, ohne insgesamt Zusatzkosten zu generieren. Bei einer Einbeziehung der EE sind daher unter Umständen Effekte auf die Standortentscheidungen von Anlagen zu erwarten, die zu einer substantiellen Entlastung der Netze führen können. Das Ausmaß der Effekte hängt daher entscheidend von der zukünftigen Marktintegration der EE ab.

Die Schaffung von zwei Preiszonen generiert zwar etwas höhere Wohlfahrtseffekte (111 Mio. €/Jahr oder 16,5% des realisierbaren Wohlfahrtsgewinns), ist aber ebenfalls nicht geeignet, Standortentscheidungen vollumfänglich zu lenken. Aufgrund der Preisunterschiede werden Kraftwerke in der Südzone rentabel und es erfolgt ein moderater Zubau (ca. 1/3 der Kapazität im Wohlfahrtsoptimum). Der notwendige Leitungsausbau wird nur minimal reduziert. Problematisch erscheint, dass eine Schaffung von nur zwei Zonen im Süden zu höheren Preisen führen kann als der Status Quo. Damit könnten Akzeptanzprobleme verbunden sein. Positiv anzumerken ist, dass die Investoren lediglich die Preisentwicklung in den Zonen abschätzen müssten und weniger von politischen Entscheidungen abhängen. Gegeben, dass die Modellierung mit knotenscharfen Preisen substantielle Wirkungen entfaltet, schlussfolgern wir, dass Preiszonen zwar als sinnvolles Instrument angesehen werden müssen, ihr Zuschnitt jedoch wohlbedacht sein muss. Möglicherweise ist es ratsam, von dem Zusammenlegen der Grenzen von Handelszonen mit Staatsgrenzen abzuweichen, um im europäischen Strombinnenmarkt bessere Ergebnisse zu erzielen.

Als letzte Variante analysieren wir den Fall, dass bei der Netzausbauplanung die Möglichkeiten des Redispatch berücksichtigt werden. Dieser Ansatz führt zu einem geringeren Umfang des Netzausbaus und ermöglicht die Realisation von 38% der maximal möglichen Wohlfahrtsgewinne

(256 Mio. €/Jahr). Der geringere Netzausbau ist darin begründet, dass bei diesem Ansatz optimal abgewogen wird zwischen den Kosten, Engpassprobleme durch Netzausbau oder durch Redispatch zu lösen. In den modellierten Szenarien ist Redispatch in geeignetem Umfang möglich, da die Bundesländer hinter den Engpässen in der Ausgangssituation mit ausreichend (wenn auch teurer) Kapazität ausgestattet sind. Da die Erzeuger jedoch mit den Redispatch-Operationen keine Deckungsbeiträge erwirtschaften können, muss das Marktdesign in der noch längeren Frist dafür sorgen, dass in den Engpassregionen ausreichend Kapazität zugebaut wird. Daher betrachten wir abschließend die Kombination dieses Ansatzes mit einer Schaffung von zwei Preiszonen. Dieser Ansatz führt zu einem substantiell geringeren Umfang des Netzausbaus und zur umfangreichen Installation von Erzeugungskapazität in den Südzonen. Der starke Effekt auf die Investitionsanreize tritt auf, da die Antizipation des Redispatch bei der Netzplanung zu geringerem Netzausbau führt und dies wiederum die Preisunterschiede zwischen den Zonen befördert, die ursächlich für die Investitionsanreize sind. Die Rahmenbedingungen ermöglichen die Realisation von 36% der maximal möglichen Wohlfahrtsgewinne gegenüber dem Status Quo. In den modellierten Szenarien ist Redispatch in geeignetem Umfang möglich, da die entsprechende Kapazität in den südlichen Bundesländern installiert wird (und somit auch rentabel ist). Damit kann dieses Marktdesign der Tatsache begegnen, dass die Erzeuger mit den Redispatch-Operationen allein keine Deckungsbeiträge erwirtschaften können und sorgt somit nachhaltig dafür, dass in den Engpassregionen ausreichend Kapazität zugebaut wird.

In zwei ergänzenden Szenarien betrachten wir (i) höhere Kosten von Braunkohlekraftwerken und (ii) die möglichen Wohlfahrtsgewinne durch die Abregelung von EE bei negativen Preisen am Spotmarkt. Das erste Szenario ist der Tatsache geschuldet, dass in der öffentlichen Debatte und in anderen Zukunftsszenarien vielfach davon ausgegangen wird, dass Braunkohle gar nicht oder nur im geringen Umfang zugebaut wird. Unsere Szenarien bestätigen dies für den Fall höherer CO₂-Zertifikatspreise und auch für den Fall höherer Investitionskosten. In beiden Fällen können regionale Preiskomponenten am Strommarkt mehr Wirkung entfalten, da die Standortwahl bei Gas-Zubau flexibler ist. Die Analyse eines Szenarios mit Abregelung von EE bei negativen Preisen am Spotmarkt folgt dem Gedanken, dass bei einem hohen Anteil von EE im System dem Problem der negativen Preise Rechnung getragen werden muss. Es ergibt sich, dass trotz der Vergütung der abgeregelten Produktion fast der gesamte mögliche Wohlfahrtsgewinn schon in Status Quo Szenario (als bei einheitlichen Spotmarktpreis im gesamten Marktgebiet) realisiert wird und dass regionale Preiskomponenten daher wenig zusätzliche Wirkung entfalten können. Berücksichtigt werden muss hierbei aber, dass wir in der vorliegenden Modellierung die Standortwahl der EE-Anlagen nicht endogen ist. Würde die Standortwahl von Wind- und PV-Anlagen ebenfalls von regionalen Preiskomponenten beeinflusst, so wären größere Wohlfahrtsgewinne denkbar.

Als Fazit lässt sich festhalten, dass (i) eine Einführung regionaler Preiskomponenten angesichts der potentiellen Wohlfahrtsgewinne und Systemanpassungen in der langen Frist geraten ist. Insbesondere scheint es ratsam, auch die erneuerbaren Energien im Rahmen der Marktintegration einzubeziehen. Die Tatsache, dass in Märkten mit regionalen Preiskomponenten weniger Netzausbau nötig ist, mindert zudem Akzeptanzprobleme und führt zu einer größeren Bedeutung

der marktkonform organisierten Bereiche des Energiemarktes. (ii) Die G-Komponente entfaltet nur eine moderate Wirkung bei potentiell hohem administrativen Aufwand, wenn nur konventionelle Kraftwerke einbezogen werden. Modellvarianten zeigen darüber hinaus, dass unterschiedliche (plausible) Methoden zur Berechnung der G-Komponente zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. Eine G-Komponente, die ausschließlich auf die Betreiber konventioneller Kraftwerke abzielt, scheint wenig zielführend. Bei Einbeziehung der EE könnten aber eventuell positive Effekte erzielt werden. (iii) Die Schaffung von zwei Preiszonen entfaltet nur moderate Wirkung, (iv) werden Preiszonen jedoch mit einem neuen Ansatz bei der Netzausbauplanung kombiniert, bei dem Redispatch bei der Netzausbauplanung antizipiert wird, so lassen sich substantielle Wohlfahrtsgewinne realisieren. Gleichzeitig impliziert dieses Marktdesign adäquate Anreize zur Installation von Kapazität im Süden bei nur moderaten Abänderungen des Marktdesigns. Es zeigt sich, dass regionale Preiskomponenten in Szenarien mit weniger Braunkohlezubau mehr Wirkung entfalten können, im Wesentlichen da der Zubau an Gaskraftwerken flexibler in der Standortentscheidung ist. (v) Es zeigt sich zudem, dass bei einem hohen Anteil von EE-Produktion eine Abregelung der EE-Einspeisung zur Vermeidung negativer Spotmarkt-Preise (Abregelung der Spitzen) substantielle Wohlfahrtsgewinne impliziert und zudem den erforderlichen Netzausbau erheblich reduziert.

7. Anhang

Im Folgenden finden sich einige Robustheitstests, die unsere Schlussfolgerungen unverändert lassen und daher nicht im Haupttext angeführt werden.

7.1 Niedrige Preiselastizität

Eine Analyse der Szenarien mit Nachfragen mit geringerer Preiselastizität bestätigt unsere Schlussfolgerungen. Das Ausmaß an Wohlfahrtsveränderungen bleibt im Wesentlichen unverändert. Die Investitionen in Kraftwerkskapazität erhöhen sich. Dies ist plausibel, da weniger elastische Nachfragekurven höhere Gesamtkapazitäten erforderlich machen.

	ΔW [Mio €]	P_{AVG} [€/MWh]	Netzentgelt [€/MWh]	P_{CORR} [€/MWh]	Trassenausbau [GW]	ΔGas [MW]	$\Delta Braunkohle$ [MW]
SQ_{ORG}	0,0	55,99	4,62	60,61	28,0	3521,2	17590,4
SQ_{RED}	250,4	55,99	4,11	60,10	22,0	3521,2	16723,1
UK_{ORG}	27,7	55,92	4,57	60,49	26,0	4690,1	17590,4
UK_{RED}	254,2	55,92	4,11	60,03	22,0	4690,1	16723,1
FB	588,2	54,98	2,99	57,97	12,0	5401,2	15954,8

Tabelle 21: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien für eine niedrigere Preiselastizität (-5%)

7.2 Niedrigere G-Komponenten

In Kapitel 4 haben wir uns bereits zu den Folgen von sehr hohen und sehr niedrigen G-Komponenten geäußert (Zwischenfazit 2). In den folgenden Ergebnissen illustrieren wir die Wirkung einer sehr niedrigen G-Komponente in Höhe von 5% bzw. 10% der Zahlungen, die sich aus den Berechnungen der UK-G-Komponente ergeben. Die übrigen Rahmenbedingungen entsprechen den in Kapitel 4 vorgestellten Szenarien.

Tabelle 22 illustriert, dass sich keine Änderungen bei den möglichen Wohlfahrtsgewinnen ergeben, die niedrigere G-Komponente jedoch keinen Zubau von Gaskraftwerken induziert. Die Wohlfahrtsgewinne werden vielmehr durch eine Verschiebung der Braunkohleinvestitionen in das Ruhrgebiet generiert, die durch die G-Komponente ausgelöst wird.

In Tabelle 23 sind die Ergebnisse derselben Analyse mit nur 5% der G-Komponente für das alternative Szenario der höheren CO₂-Zertifikatskosten im ORG-Fall dargestellt ($UK_{ORG,5\%}$). Auch hierfür ergeben sich keine echten Änderungen bei den Wohlfahrtsgewinnen.

	ΔW [Mio €]	P_{AVG} [€/MWh]	Netz- entgelt [€/MWh]	P_{CORR} [€/MWh]	Trassen- zubau [#]	ΔGas [MW]	ΔBK [MW]
SQ_{ORG}	0,0	56,70	4,66	61,36	14	-606,0	15314,1
SQ_{RED}	255,6	56,70	4,12	60,82	11	-606,0	15314,1
UK_{ORG}	29,5	56,64	4,58	61,22	13	629,4	14500,8
UK_{RED}	251,2	56,64	4,11	60,75	11	629,4	14500,8
$UK_{ORG,5\%}$	32,5	56,70	4,59	61,29	13	-606,0	15317,4
$UK_{RED,5\%}$	253,5	56,70	4,12	60,82	11	-606,0	15317,4
$UK_{ORG,10\%}$	32,5	56,70	4,59	61,29	13	-573,6	15299,4
$UK_{RED,10\%}$	253,5	56,70	4,12	60,82	11	-573,6	15299,4
FB	671,9	55,83	2,75	58,58	5	2717,2	12545,4

Tabelle 22: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien für niedrigere G-Komponenten

Höhere CO₂-Zertifikatskosten.

	ΔW [Mio €]	P_{AVG} [€/MWh]	Netzentgelt [€/MWh]	P_{CORR} [€/MWh]	Trassenzubau [#]	ΔGas [MW]	$\Delta Kohle$ [MW]
SQ_{ORG}	0,0	67,75	4,18	71,93	14	14751,2	-936,7
UK_{ORG}	124,7	67,46	3,93	71,39	13	14370,4	-936,7
$UK_{ORG,5\%}$	126,4	67,74	3,91	71,65	13	14695,3	-936,7

Tabelle 23: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien mit höheren CO₂-Zertifikatskosten für niedrigere G-Komponenten

7.3 Details zu den Investitionsentscheidungen in Kapitel 5

In den folgenden Tabellen werden die Investitionsentscheidungen der Akteure in den zusätzlichen Szenarien dargestellt, die in Kapitel 5 besprochen werden. In Tabelle 24 sind die gewählten Zu- und Abbaumengen für Gaskraftwerke für alle Szenarien aus Kapitel 5.1 angegeben. Hierbei wird in allen Szenarien für den Zubau nur die Technologie Gas GUD und für den Abbau nur die Technologie Gas GT gewählt. Summiert man für ein Szenario alle Zubauentscheidung von GUD abzüglich aller Abbauentscheidungen von GT, so erhält man den Wert ΔGas , der in der Übersichtstabelle Tabelle 17 oder Tabelle 18 zu finden ist. Dasselbe gilt für $\Delta Kohle$ bzw. $\Delta Braunkohle$, wobei die bundeslandspezifischen Entscheidungen in Tabelle 25 zu finden sind, wobei hier für den Zubau nur Braunkohle und für den Abbau nur Steinkohle gewählt wird.

Δ Gas [MW]		Höhere CO ₂ -Zertifikatskosten			Höhere Braunkohleinvestitionskosten		
		SQ _{ORG} /SQ _{RED}	UK _{ORG} /UK _{RED}	FB	SQ _{ORG} /SQ _{RED}	UK _{ORG} /UK _{RED}	FB
Bundesland							
SH	Zubau GUD	986,2	0,0	0,0	630,8	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MV	Zubau GUD	986,2	0,0	0,0	630,8	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HH	Zubau GUD	986,2	0,0	0,0	630,8	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HB	Zubau GUD	986,2	0,0	0,0	630,8	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NI	Zubau GUD	986,2	0,0	0,0	630,8	0,0	0,0
	Abbau GT	295,9	295,9	295,9	295,9	295,9	295,9
ST	Zubau GUD	986,2	0,0	0,0	630,8	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BB	Zubau GUD	986,2	0,0	0,0	630,8	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BE	Zubau GUD	986,2	0,0	0,0	630,8	0,0	0,0
	Abbau GT	234,4	234,4	234,4	234,4	234,4	234,4
NW	Zubau GUD	986,2	0,0	0,0	630,8	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	624,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HE	Zubau GUD	986,2	0,0	11162,0	630,8	0,0	10076,5
	Abbau GT	422,4	782,2	649,0	0,0	0,0	0,0
TH	Zubau GUD	986,2	0,0	0,0	630,8	0,0	0,0
	Abbau GT	75,7	75,7	75,7	75,7	75,7	75,7
SN	Zubau GUD	986,2	0,0	0,0	630,8	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	168,9	0,0	0,0	0,0	0,0
RP	Zubau GUD	986,2	4144,1	0,0	630,8	3147,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SL	Zubau GUD	986,2	4144,1	0,0	630,8	3147,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BW	Zubau GUD	986,2	4144,1	1407,2	630,8	3147,0	1034,8
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BY	Zubau GUD	986,2	4144,1	3238,5	630,8	3147,0	1676,5
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabelle 24: Zu- und Abbau von Gaskapazität in Kapitel 5.1

Δ Kohle [MW]		Höhere CO ₂ -Zertifikatskosten			Höhere Braunkohleinvestitionskosten		
Bundesland		SQ _{ORG} /SQ _{RED}	UK _{ORG} /UK _{RED}	FB	SQ _{ORG} /SQ _{RED}	UK _{ORG} /UK _{RED}	FB
BB	Zubau Braunk.	0,0	0,0	0,0	1926,6	0,0	0,0
	Abbau Steink.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NW	Zubau Braunk.	0,0	0,0	0,0	3255,0	3878,8	2531,6
	Abbau Steink.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HE	Zubau Braunk.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau Steink.	566,7	566,7	566,7	0,0	0,0	0,0
BY	Zubau Braunk.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau Steink.	370,0	370,0	370,0	0,0	0,0	0,0

Tabelle 25: Zu- und Abbau von Kohlekapazität in Kapitel 5.1

Trassenausbau in GW	NEP 2014	Höhere CO ₂ -Zertifikatskosten					Höhere Braunkohleinvestitionskosten				
		SQ _{ORG}	SQ _{RED}	UK _{ORG}	UK _{RED}	FB	SQ _{ORG}	SQ _{RED}	UK _{ORG}	UK _{RED}	FB
NI - NW (A01, A11, A15)	6,0	4,0	6,0	4,0	6,0	0,0	4,0	6,0	4,0	6,0	0,0
NW - BW (A02)	2,0	2,0	0,0	2,0	2,0	0,0	2,0	0,0	2,0	0,0	0,0
NI - HE (B03, B04)	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
SH - BW (C05, C05a, C06WDL)	6,0	6,0	2,0	4,0	2,0	0,0	6,0	2,0	4,0	2,0	0,0
SH - BY (C06mod, C08)	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	2,0	4,0	4,0	4,0	4,0	2,0
ST - BY (D18, D19a)	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	2,0	4,0	4,0	4,0	4,0	2,0
MV - ST (D19b, D20)	4,0	4,0	2,0	4,0	2,0	0,0	4,0	2,0	4,0	2,0	0,0
Summe	30,0	28,0	22,0	26,0	24,0	8,0	28,0	22,0	26,0	22,0	8,0

Tabelle 26: Netzausbau im NEP 2014 und in den betrachteten Modellszenarien in Kapitel 5.1

Δ Gas [MW]		Niedrigere G-Komponente		Abschaltbare EE-Erzeugung		
		UK _{ORG,5%} /UK _{RED,5%}	UK _{ORG,10%} /UK _{RED,10%}	SQ _{EE}	UK _{EE}	FB _{EE}
SH	Zubau GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MV	Zubau GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	74,2	0,0
HH	Zubau GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HB	Zubau GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NI	Zubau GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau GT	295,9	295,9	295,9	295,9	295,9
ST	Zubau GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BB	Zubau GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BE	Zubau GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau GT	234,4	234,4	234,4	234,4	234,4
NW	Zubau GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HE	Zubau GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	2687,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TH	Zubau GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau GT	75,7	75,7	75,7	75,7	75,7
SN	Zubau GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	96,6	0,0
RP	Zubau GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SL	Zubau GUD	0,0	32,3	0,0	1406,2	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BW	Zubau GUD	0,0	0,1	0,0	0,0	2941,5
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BY	Zubau GUD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau GT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabelle 27: Zu- und Abbau von Gaskapazität in Kapitel 5.2 und 7.2

Δ Kohle [MW]		Niedrigere G-Komponente		Abschaltbare EE-Erzeugung		
Bundesland		UK _{ORG,5%} /UK _{RED,5%}	UK _{ORG,10%} /UK _{RED,10%}	SQ _{EE}	UK _{EE}	FB _{EE}
BB	Zubau Braunk.	0,0	0,0	3090,4	0,0	0,0
	Abbau Steink.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NW	Zubau Braunk.	15317,4	15299,4	12223,7	14500,8	10709,1
	Abbau Steink.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HE	Zubau Braunk.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau Steink.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BY	Zubau Braunk.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Abbau Steink.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabelle 28: Zu- und Abbau von Kohlekapazität in Kapitel 5.2 und 7.2

Trassenausbau in GW	NEP 2014	Niedrigere G-Komponente				Abschaltbare EE-Erzeugung		
		UK _{ORG,5%}	UK _{RED,5%}	UK _{ORG,10%}	UK _{RED,10%}	SQ _{EE}	UK _{EE}	FB _{EE}
NI - NW (A01, A11, A15)	6,0	4,0	6,0	4,0	6,0	0,0	0,0	0,0
NW - BW (A02)	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0
NI - HE (B03, B04)	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
SH - BW (C05, C05a, C06WDL)	6,0	6,0	2,0	6,0	2,0	0,0	4,0	0,0
SH - BY (C06mod, C08)	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	2,0	2,0
ST - BY (D18, D19a)	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	2,0	0,0	0,0
MV - ST (D19b, D20)	4,0	4,0	2,0	4,0	2,0	0,0	0,0	0,0
Summe	30,0	26,0	22,0	26,0	22,0	12,0	10,0	6,0

Tabelle 29: Netzausbau im NEP 2014 und in den betrachteten Modellszenarien in Kapitel 5.2 und 7.2

7.4 Modelldarstellung

Firstbest (FB).

$$\begin{aligned}
 \max \quad & \sum_{n \in N^{\text{in}} \cup N^{\text{out}}} \sum_{t \in T} \left(\int_0^{d_{t,n}} p_{t,n}(\xi) d\xi \right) - \sum_{l \in L^{\text{new}}} c_l^{\text{inv}} z_l \\
 & - \sum_{n \in N^{\text{in}}} \left(\sum_{g \in G_n^{\text{all}}} \sum_{t \in T} c_g^{\text{var}} y_{t,g} + \sum_{g \in G_n^{\text{new}}} c_g^{\text{inv}} \bar{y}_g^{\text{new}} + \sum_{g \in G_n^{\text{ex}}} c_g^{\text{op}} (\bar{y}_g^{\text{ex}} - \bar{y}_g^{\text{red}}) \right) \\
 \text{s.t.} \quad & \mathbf{1. \text{ Kirchhoffsches Gesetz (Knotenregel):}} \\
 & d_{t,n} = \sum_{g \in G_n^{\text{all}}} y_{t,g} + y_{t,n}^{\text{RE}} + \sum_{l \in \delta_n^{\text{in}}(L)} f_{t,l} - \sum_{l \in \delta_n^{\text{out}}(L)} f_{t,l} \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, t \in T \\
 & d_{t,n} = \sum_{l \in \delta_n^{\text{in}}(L)} f_{t,l} - \sum_{l \in \delta_n^{\text{out}}(L)} f_{t,l} \quad \text{for all } n \in N^{\text{out}}, t \in T \\
 & \mathbf{2. Kirchhoffsches Gesetz (Maschenregel):} \\
 & f_{t,l} - B_l(\theta_{t,n} - \theta_{t,m}) = 0 \quad \text{for all } l = (n, m) \in L^{\text{ex}}, t \in T \\
 & -M_l(1 - z_l) \leq f_{t,l} - B_l(\theta_{t,n} - \theta_{t,m}) \leq M_l(1 - z_l) \quad \text{for all } l = (n, m) \in L^{\text{new}}, t \in T \\
 & \mathbf{Phasenwinkel des Referenzknoten:} \\
 & \theta_{t,n_1} = 0 \quad \text{for all } t \in T \\
 & \mathbf{Übertragungskapazitäten:} \\
 & -\bar{f}_l \leq f_{t,l} \leq \bar{f}_l \quad \text{for all } l \in L^{\text{ex}}, t \in T \\
 & -z_l \bar{f}_l \leq f_{t,l} \leq z_l \bar{f}_l \quad \text{for all } l \in L^{\text{new}}, t \in T \\
 & \mathbf{Erzeugungskapazitäten:} \\
 & y_{t,g} \leq \alpha_g \tau (\bar{y}_g^{\text{ex}} - \bar{y}_g^{\text{red}}) \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{ex}}, t \in T \\
 & y_{t,g} \leq \alpha_g \tau \bar{y}_g^{\text{new}} \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{new}}, t \in T \\
 & \bar{y}_g^{\text{red}} \leq \bar{y}_g^{\text{ex}} \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{ex}}, t \in T \\
 & \bar{y}_g^{\text{new}} \leq \bar{y}_g^{\text{ub}} \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{new}}, t \in T \\
 & \mathbf{Einschränkung der Variablen:} \\
 & \bar{y}_g^{\text{new}} \geq 0 \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{new}} \\
 & \bar{y}_g^{\text{red}} \geq 0 \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{new}} \\
 & y_{t,g} \geq 0 \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{all}}, t \in T \\
 & d_{t,n} \geq 0 \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, t \in T \\
 & z_l \in \{0, 1\} \quad \text{for all } l \in L^{\text{new}}
 \end{aligned}$$

Abbildung 25: Modelldarstellung Firstbest (FB), Quelle: Grimm et al. (2015e)

Status Quo (SQ) und Zwei Preiszonen (zZ).

$$\begin{aligned} \max \quad & \sum_{n \in N^{\text{in}} \cup N^{\text{out}}} \sum_{t \in T} \left(\int_0^{d_{t,n}^{\text{spot}}} p_{t,n}(\xi) d\xi \right) \\ & - \sum_{n \in N^{\text{in}}} \left(\sum_{g \in G_n^{\text{all}}} \sum_{t \in T} c_g^{\text{var}} y_{t,g}^{\text{spot}} + \sum_{g \in G_n^{\text{new}}} c_g^{\text{inv}} y_g^{\text{new}} + \sum_{g \in G_n^{\text{ex}}} c_g^{\text{op}} (\bar{y}_g^{\text{ex}} - \bar{y}_g^{\text{red}}) \right) \\ \text{s.t.} \quad & \mathbf{1. \text{ Kirchhoffsches Gesetz (Knotenregel) für Zonen:}} \\ & \sum_{n \in (N^{\text{in}} \cup N^{\text{out}}) \cap Z_k} d_{t,n}^{\text{spot}} = \sum_{n \in N^{\text{in}} \cap Z_k} \left(\sum_{g \in G_n^{\text{all}}} y_{t,g}^{\text{spot}} + y_{t,n}^{\text{RE}} \right) \\ & + \sum_{l \in \delta_{Z_k}^{\text{in}}(L)} f_{t,l}^{\text{spot}} - \sum_{l \in \delta_{Z_k}^{\text{out}}(L)} f_{t,l}^{\text{spot}} \quad \text{for all } Z_k \in Z, t \in T \\ & \mathbf{\ddot{U}bertragungskapazitäten zwischen Zonen:}} \\ & - \bar{f}_l \leq f_{t,l}^{\text{spot}} \leq \bar{f}_l \quad \text{for all } l \in L^{\text{inter}} \cap L^{\text{ex}}, t \in T \\ & - z_l \bar{f}_l \leq f_{t,l}^{\text{spot}} \leq z_l \bar{f}_l \quad \text{for all } l \in L^{\text{inter}} \cap L^{\text{new}}, t \in T \\ & \mathbf{Erzeugungskapazitäten:}} \\ & y_{t,g}^{\text{spot}} \leq \alpha_g \tau (\bar{y}_g^{\text{ex}} - \bar{y}_g^{\text{red}}) \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{ex}}, t \in T \\ & y_{t,g}^{\text{spot}} \leq \alpha_g \tau \bar{y}_g^{\text{new}} \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{new}}, t \in T \\ & \bar{y}_g^{\text{red}} \leq \bar{y}_g^{\text{ex}} \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{ex}}, t \in T \\ & \bar{y}_g^{\text{new}} \leq \bar{y}_g^{\text{ub}} \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{new}}, t \in T \\ & \mathbf{Einschränkung der Variablen:}} \\ & \bar{y}_g^{\text{new}} \geq 0 \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{new}} \\ & \bar{y}_g^{\text{red}} \geq 0 \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{new}} \\ & y_{t,g}^{\text{spot}} \geq 0 \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{all}}, t \in T \\ & d_{t,n}^{\text{spot}} \geq 0 \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, t \in T \end{aligned}$$

Abbildung z6: Modelldarstellung Status Quo (SQ) und Zwei Preiszonen (zZ): Spotmarkt, Quelle: Grimm et al. (2015e)

$$\begin{aligned}
 \max \quad & \sum_{n \in N^{\text{in}} \cup N^{\text{out}}} \sum_{t \in T} \left(\int_0^{d_{t,n}^{\text{redi}}} p_{t,n}(\xi) d\xi \right) - \sum_{l \in L^{\text{new}}} c_l^{\text{inv}} z_l \\
 & - \sum_{n \in N^{\text{in}}} \left(\sum_{g \in G_n^{\text{all}}} \sum_{t \in T} c_g^{\text{var}} y_{t,g}^{\text{redi}} + \sum_{g \in G_n^{\text{new}}} c_g^{\text{inv}} \bar{y}_g^{\text{new}} + \sum_{g \in G_n^{\text{ex}}} c_g^{\text{op}} (\bar{y}_g^{\text{ex}} - \bar{y}_g^{\text{red}}) \right) \\
 & - \sum_{n \in N^{\text{in}}} \left(\sum_{g \in G_n^{\text{all}}} \sum_{t \in T} c^{\text{redi}} (y_{t,g}^+ + y_{t,g}^-) + \sum_{t \in T} (c^+ d_{t,n}^+ + c^- d_{t,n}^-) \right) \\
 \text{s.t.} \quad & \mathbf{1. Kirchhoffsches Gesetz (Knotenregel):} \\
 & d_{t,n}^{\text{redi}} = \sum_{g \in G_n^{\text{all}}} y_{t,g}^{\text{redi}} + y_{t,n}^{\text{RE}} + \sum_{l \in \delta_n^{\text{in}}(L)} f_{t,l}^{\text{redi}} - \sum_{l \in \delta_n^{\text{out}}(L)} f_{t,l}^{\text{redi}} \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, t \in T \\
 & d_{t,n}^{\text{redi}} = \sum_{l \in \delta_n^{\text{in}}(L)} f_{t,l} - \sum_{l \in \delta_n^{\text{out}}(L)} f_{t,l} \quad \text{for all } n \in N^{\text{out}}, t \in T \\
 & \mathbf{2. Kirchhoffsches Gesetz (Maschenregel):} \\
 & f_{t,l}^{\text{redi}} - B_l(\theta_{t,n} - \theta_{t,m}) = 0 \quad \text{for all } l = (n, m) \in L^{\text{ex}}, t \in T \\
 & -M_l(1 - z_l) \leq f_{t,l}^{\text{redi}} - B_l(\theta_{t,n} - \theta_{t,m}) \leq M_l(1 - z_l) \quad \text{for all } l = (n, m) \in L^{\text{new}}, t \in T \\
 & \mathbf{Phasenwinkel des Referenzknoten:} \\
 & \theta_{t,n_1} = 0 \quad \text{for all } t \in T \\
 & \mathbf{Übertragungskapazitäten:} \\
 & -\bar{f}_l \leq f_{t,l}^{\text{redi}} \leq \bar{f}_l \quad \text{for all } l \in L^{\text{ex}}, t \in T \\
 & -z_l \bar{f}_l \leq f_{t,l}^{\text{redi}} \leq z_l \bar{f}_l \quad \text{for all } l \in L^{\text{new}}, t \in T \\
 & \mathbf{Erzeugungskapazitäten:} \\
 & y_{t,g}^{\text{redi}} \leq \alpha_g \tau (\bar{y}_g^{\text{ex}} - \bar{y}_g^{\text{red}}) \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{ex}}, t \in T \\
 & y_{t,g}^{\text{redi}} \leq \alpha_g \tau \bar{y}_g^{\text{new}} \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{new}}, t \in T \\
 & \mathbf{Zusammenhang Spotmarkt- und Redispatchmengen:} \\
 & d_{t,n}^{\text{redi}} = d_{t,n}^{\text{spot}} + d_{t,n}^+ - d_{t,n}^- \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, t \in T \\
 & d_{t,n}^{\text{redi}} = d_{t,n}^{\text{spot}} \quad \text{for all } n \in N^{\text{out}}, t \in T \\
 & y_{t,g}^{\text{redi}} = y_{t,g}^{\text{spot}} + y_{t,g}^+ - y_{t,g}^- \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{all}}, t \in T \\
 & \mathbf{Einschränkung der Variablen:} \\
 & y_{t,g}^{\text{redi}} \geq 0 \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{all}}, t \in T \\
 & d_{t,n}^{\text{redi}} \geq 0 \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, t \in T \\
 & y_{t,g}^+ \geq 0 \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{all}}, t \in T \\
 & y_{t,g}^- \geq 0 \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, g \in G_n^{\text{all}}, t \in T \\
 & d_{t,n}^+ \geq 0 \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, t \in T \\
 & d_{t,n}^- \geq 0 \quad \text{for all } n \in N^{\text{in}}, t \in T \\
 & z_l \in \{0, 1\} \quad \text{for all } l \in L^{\text{new}}
 \end{aligned}$$

Abbildung 27: Modelldarstellung Status Quo (SQ) und Zwei Preiszonen (zZ): Redispatch, Quelle: Grimm et al. (2015e)

Symbol	Beschreibung	Einheit
\mathcal{G}	Übertragungsnetz	—
N	Menge der Knoten des Übertragungsnetzes ($N = N^{\text{in}} \cup N^{\text{out}}$)	—
N^{in}	Menge der Knoten des Übertragungsnetzes in DE	—
N^{out}	Menge der Knoten des Übertragungsnetzes außerhalb von DE	—
T	Menge der Zeitperioden	—
Z	Menge der Preiszonen	—
G_n^{all}	Menge der Erzeugungstechnologien an Knoten $n \in N$	—
G_n^{ex}	Menge der existierender Erzeugungstechnologien an Knoten $n \in N$	—
G_n^{new}	Menge der Kandidaten für neue Erzeugungstechnologien an Knoten $n \in N$	—
L^{ex}	Menge der existierenden Übertragungsleitungen (Menge der Kanten von Graph \mathcal{G})	—
L^{new}	Menge der Kandidaten für neue Übertragungsleitungen	—
L^{inter}	Menge der Preiszonen-übergreifenden Übertragungsleitungen	—
$d_{t,n}$	Nachfrage von Knoten $n \in N$ in Zeitperiode $t \in T$	MW h
$d_{t,n}^+$	Lastzuschaltung an Knoten $n \in N^{\text{in}}$ in Zeitperiode $t \in T$	MW h
$d_{t,n}^-$	Lastabschaltung an Knoten $n \in N^{\text{in}}$ in Zeitperiode $t \in T$	MW h
b_n	Steigung von $d_{t,n}$ an Knoten $n \in N$	€/MWh ²
$a_{t,n}$	Achsenabschnitt von $d_{t,n}$ an Knoten $n \in N$ in Zeitperiode $t \in T$	€/MWh
$p_{t,n}$	Strompreis an Knoten $n \in N$ in Zeitperiode $t \in T$	€/MWh
c_g^{inv}	Investitionskosten des Kandidaten für neue Erzeugungstechnologien $g \in G_n^{\text{new}}$	€/MW
c_g^{op}	Betriebskosten der existierenden Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{\text{ex}}$	€/MW
c_g^{var}	Variable Kosten der Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{\text{ex}}$	€/MWh
c^{redi}	Politische Kosten von Redispatch von Erzeuger $g \in G_n^{\text{all}}$	€/MWh
c^+	Politische Kosten von Lastzuschaltung an Knoten $n \in N^{\text{in}}$	€/MWh
c^-	Politische Kosten von Lastabschaltung an Knoten $n \in N^{\text{in}}$	€/MWh
c_l^{inv}	Investitionskosten des Kandidaten für neue Übertragungsleitungen $l \in L^{\text{new}}$	€
B_l	Leitwert von Leitung $l \in L^{\text{ex}} \cup L^{\text{new}}$	MW h
$f_{t,l}$	Lastfluss auf Leitung $l \in L^{\text{ex}} \cup L^{\text{new}}$ in Zeitperiode $t \in T$	MW h
\bar{f}_l	Thermische Kapazität von Leitung $l \in L^{\text{ex}} \cup L^{\text{new}}$	MW h
α_g	Verfügbarkeitsgrad von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{\text{all}}$	1
$y_{t,g}$	Stromerzeugung von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{\text{all}}$ in Zeitperiode $t \in T$	MW h
$y_{t,g}^+$	Positiver Redispatch von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{\text{all}}$ in Zeitperiode $t \in T$	MW h
$y_{t,g}^-$	Negativer Redispatch von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{\text{all}}$ in Zeitperiode $t \in T$	MW h
$y_{t,n}^{\text{RE}}$	Erneuerbare Stromerzeugung an Knoten $n \in N^{\text{in}}$ in Zeitperiode $t \in T$	MW h
\bar{y}_g^{new}	Neu installierte Erzeugungskapazität von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{\text{new}}$	MW
\bar{y}_g^{ub}	Obergrenze für neue Erzeugungskapazität \bar{y}_g^{new}	MW
\bar{y}_g^{ex}	Maximale Erzeugungskapazität von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{\text{ex}}$	MW
\bar{y}_g^{red}	Reduktion der Erzeugungskapazität von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{\text{ex}}$	MW
$\theta_{t,n}$	Spannungswinkel an Knoten $n \in N$ in Zeitperiode $t \in T$	rad
z_l	Entscheidungsvariable für Übertragungsleitungskandidaten $l \in L^{\text{new}}$	—

Tabelle 30: Notation der verwendeten Mengen, Parameter und Variablen, Quelle: Grimm et al. (2015e)

Literaturverzeichnis

- 50Hertz (2015). Netzbelastung in der Regelzone. URL <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Netzbelastung> (abgerufen am 20.04.2015)
- Allcott, H. (2011). Social norms and energy conservation. *Journal of Public Economics* 95 (2011) 1082–1095
- Amprion (2015). Das 380/220 kV-Netz der Amprion GmbH. URL <http://www.amprion.net/das-380-220-kv-netz> (abgerufen am 20.04.2015)
- Australian Energy Regulator (2014). State of the Energy Market 2014
- BET (2002). Novellierung der EU Richtlinien und Harmonisierung der Netztarifierung aus regionaler Sicht. G:T:L-Studie, Aachen, 20. November 2002.
- Blazejczak, J. et al. (2013). Energiewende erfordert hohe Investitionen. DIW Wochenbericht Nr. 26. Berlin, 26.06.2013.
- BMWi (2014a). Gesetzeskarte für das Energieversorgungssystem. URL <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/gesetzeskarte.html?gk-regelung=gkRegelungStrategien>
- BMWi (2014b). Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode. URL <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/o-9/10-punkte-energie-agenda,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (abgerufen am 21.05.2015)
- BMWi (2014c): Ein Strommarktdesign für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Berlin, Oktober 2914.
- BNetzA (2008). Monitoringbericht 2008. URL http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2008.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (abgerufen am 21.05.2015)
- BNetzA (2009). Monitoringbericht 2009. URL http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2009.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (abgerufen am 21.05.2015)
- BNetzA (2010). Monitoringbericht 2010. URL http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2010.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (abgerufen am 21.05.2015)
- BNetzA (2011). Monitoringbericht 2011. URL http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2011/MonitoringBericht2011.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (abgerufen am 21.05.2015)

BNetzA (2012). Monitoringbericht 2012. URL

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/ReportsPublications/2012/MonitoringReport2012.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (abgerufen am 21.05.2015)

BNetzA (2013). Monitoringbericht 2013. URL

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/ReportsPublications/2013/MonitoringReport2013.pdf?__blob=publicationFile&v=11 (abgerufen am 21.05.2015)

BNetzA (2014a). Monitoringbericht 2014. URL

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publicationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4
(abgerufen am 21.05.2015)

BNetzA (2014b). Szenariorahmen 2025 – Genehmigung

Bolle F., V. Grimm, A. Ockenfels, X. del Pozo (2013). An Experiment on Supply Function Competition, *European Economic Review*, forthcoming.

Deutsche Energie-Agentur (2012). Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin, 11.12.2012

DIW (2012), Gerbaulet, C., J. Egerer, P. Oei, J. Paeper, C. von Hirschhausen. Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende – DIW Politikberatung kompakt 69.

DIW (2014), Egerer, J., C. Gerbaulet, R. Ihlenburg, F. Kunz, B. Reinhard, C. von Hirschhausen, A. Weber, J. Weibezahn. Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling - Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets. Data Documentation 72

DIW (2015), Egerer, J., C. v. Hirschhausen, J. Weibezahn, C. Kemfert. Energiewende und Strommarktdesign: Zwei Preiszonen für Deutschland sind keine Lösung. DIW Wochenbericht Nr. 9.2015

Energia elettrica e il gas (2006). The electricity market reform in Italy

ENTSO-E (2013). ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2013

ENTSO-E (2014). Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2014, June 2014. URL
https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/SYNTHESIS_2014_Final_140703.pdf (abgerufen am 25.03.15)

ENTSO-E (2015). Cross-Border Commercial Schedule. URL

https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static%20content/legacy%20data/legacy%20data2014.html (abgerufen am 25.03.15)

EWI (2012). Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht, März 2012

Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme ISE (2013). Energiesystem Deutschland 2050

frontier economics/consentec (2005). Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke, Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

frontier economics/consentec (2011). Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts – ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung. Bericht für die Bundesnetzagentur

Grimm, V., L. Ilieva (2013). An Experiment on Emissions Trading: The Effect of Different Allocation Mechanisms, *Journal of Regulatory Economics*, 44 (3), 308-338.

Grimm, V., F. Mengel (2009). Cooperation in Viscous Populations - Experimental Evidence. *Games and Economic Behavior*, 66 (1), 202-220.

Grimm, V., A. Ockenfels, G. Zöttl (2008). Ein Vergleich ausgewählter europäischer Strombörsen. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 32 (3), 162-170.

Grimm, V., A. Ockenfels, G. Zöttl (2008). Strommarktdesign: Zur Ausgestaltung der Auktionsregeln an der EEX. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 32 (3).

Grimm, V., G. Zöttl (2010). Investment Decisions in Liberalized Electricity Markets: The Impact of Market Design. In: Wolfgang Franz, Werner Güth, Hans J. Ramser, und Manfred Stadler (eds.): *Wirtschaftswissenschaftliches Seminar Ottobeuren, Band 40 (Marktmacht)*, Mohr Siebeck: Tübingen.

Grimm, V., G. Zöttl (2010). Price Regulation under Demand Uncertainty. *The B.E. Journal of Theoretical Economics (Advances)*, 10 (1), 589-605.

Grimm, V., G. Zöttl (2013). "Investment Incentives and Electricity Spot Market Competition." In: *Journal of Economics & Management Strategy* 22.4, pp. 832-851.

Grimm, V., A. Martin, M. Schmidt, M. Weibelzahl, G. Zöttl (2015a). Transmission and Generation Investment in Electricity Markets: The Effects of Market Splitting and Network Fee Regimes. Preprint erhältlich bei Optimization Online. Eingereicht.

Grimm, V., A. Martin, M. Weibelzahl, G. Zöttl (2015b). Can Market Splitting Decrease Social Welfare? Mimeo FAU Erlangen-Nürnberg.

Grimm, V., A. Martin, C. Sölch, M. Weibelzahl, G. Zöttl (2015c). Market- vs. Cost Based Redispatch. Mimeo FAU Erlangen-Nürnberg.

Grimm, V., A. Martin, L. Schewe, M. Schmidt, M. Weibelzahl, G. Zöttl (2015d). Peak-Load Pricing on a Network. In Vorbereitung.

Grimm, V., B. Rückel, C. Sölch, G. Zöttl (2015e). Zonal Pricing in Germany. In Vorbereitung.

Haucap, J., B. Pagel (2014). Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und Struktur der Netznutzungsentgelte, *List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik* 39, Heft Nr. 3/4, S. 235-254

Höffler, F., A. Wambach (2013). Investment coordination in network industries: the case of electricity grid and electricity generation. *Journal of Regulatory Economics*, December 2013, Volume 44, Issue 3, pp 287-307

Inderst, R., A. Wambach (2007). Engpassmanagement im deutschen Stromübertragungsnetz. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 31, 333–342

Joost (2015). Powerland - Hochspannungsleitungen in Deutschland. URL <http://powerland.bplaced.net/> (abgerufen am 20.04.2015)

Kießling, F., P. Nefzger, U. Kaintzyk (2001). *Freileitungen: Planung, Berechnung, Ausführung*. Springer

Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD (2013). *Deutschlands Zukunft gestalten*

Konstantin, P. (2013). *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg

Kronberger Kreis (2014). *Neustart in der Energiepolitik jetzt!*, Schriftenreihe der Stiftung

Kunz, F., A. Zerrahn (2013). The Benefit of Coordinating Congestion Management in Germany. *DIW Discussion Paper* 1298.

Löschel, A., F. Flues, F. Pothén, P. Massier (2013), Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer Marktordnung aus einem Guss, *Wirtschaftsdienst* 93, Heft 11, S. 778–784

Monitoring Analytics (2014). *State of the Market Report for PJM*

Monopolkommission (2013). *Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten* 65

nationalgrid (2014). Final TNUoS tariffs for 2014/15. URL <http://www2.nationalgrid.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=30990> (aufgerufen am 21.05.2015)

nationalgrid (2015). CUSC-Section 14 Charging Methodologies. URL <http://www2.nationalgrid.com/uk/industry-information/electricity-codes/cusc/the-cusc/> (aufgerufen am 21.05.2015)

Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2010). *Annual Report 2010*

OLG Düsseldorf (2015). Pressemitteilung Nr. 7/2015 vom 28.4.2015. URL http://www.olg-duesseldorf.nrw.de/behoerde/presse/Presse_aktuell/20150428_PM_Redispatch/index.php (aufgerufen am 22.05.2015)

Ruderer, D., G. Zöttl (2012). *The Impact of Transmission Pricing in Network Industries*. Cambridge Working Paper in Economics 1230

Statista (2015): Handelsvolumen am EEX Spotmarkt für Strom in ausgewählten Nachbarstaaten in den Jahren 2009 bis 2013 (in Terawattstunden). URL

<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/169813/umfrage/handelsvolumen-am-eex-spotmarkt-fuer-strom/> (aufgerufen am 22.05.2015)

Statistisches Bundesamt (2014). Bruttostromerzeugung in Deutschland für 2012 bis 2014. URL <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/Bruttostromerzeugung.htm> (aufgerufen am 21.05.2015)

Statnett (2014). 2014 Main Grid Tariffs

Svenska Kraftnät (2012). Stamnätstariffens utveckling 2012–2015. URL

<http://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/120628-stamnatstariffens-utveckling-2012-2015-info.pdf> (aufgerufen am 21.05.2015)

Teichmann, D., K. Stark, P. Müller, G. Zöttl, Wasserscheid and W. Arlt (2012). Energy storage in residential and commercial buildings via Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) (with), *Energy and Environmental Science*, 5 (10), 9044-9054.

Tennet (2015). Statisches Netzmodell URL

<http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/statisches-netzmodell/statisches-netzmodell> (abgerufen am 20.04.2015)

Trepper, K., M. Bucksteeg, C. Weber (2013). An integrated approach to model redispatch and to assess potential benefits from market splitting in Germany. *EWL Working Paper No. 19/2013*

ÜNBs (2013). EEG- Anlagestammdaten. URL

<http://www.netztransparenz.de/de/Anlagestammdaten.htm> (aufgerufen am 21.05.2015)

ÜNBs (2014a). Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 30. April 2014

ÜNBs (2014b). Netzentwicklungsplan Strom 2014 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 4. November 2014

ÜNBs (2014c). Szenariorahmen Kraftwerksliste. URL

http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Kraftwerksliste_2025.pdf;jsessionid=CFC7D3402AC3BEFB839A3A497BA67A67?__blob=publicationFile (aufgerufen am 21.05.2015)

VDE (2014). FNN-Karte "Deutsches Höchstspannungsnetz 2014". URL

<https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/2014/Seiten/m20140106.aspx> (abgerufen am 20.04.2015)

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2013). Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor, Gutachten

Zöttl, G. (2010). A Framework of Peak Load Pricing with Strategic Firms, *Operations Research* 2010, 58, 1637-1649.