

Anne Berner

**Effiziente Koordination
von
Kraftwerksansiedlung und Netzausbau**

Bachelorarbeit

Themensteller: Dr. Steffen J. Roth

vorgelegt in der Bachelorprüfung
im Studiengang Volkswirtschaftslehre
der Wirtschafts- und Sozialwissenschaftlichen Fakultät
der Universität zu Köln

Köln, Oktober 2014

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Abkürzungsverzeichnis	III
1 Einleitung	1
2 Der liberalisierte Stromsektor	3
2.1 Besonderheiten und Struktur des Strommarktes	3
2.2 Das natürliche Monopol in Netzindustrien	4
2.2.1 Subadditive und irreversible Kosten	5
2.2.2 Allokative und produktive Ineffizienzen	7
2.3 Regulierungsansatz der vertikalen Entflechtung	8
2.3.1 Unbundling im Stromsektor	9
2.3.2 Vor- und Nachteile einer vertikal entflechteten Marktstruktur	9
3 Standortkoordination der Netznutzer als ökonomisches Problem	11
3.1 Verteilung von Erträgen und Aufwendungen	11
3.1.1 Preisbildung für die Erzeugung	12
3.1.2 Preisbildung für die Transportleistung	13
3.2 Konflikte im Bereich der Standortkoordinierung	16
3.2.1 Endnutzerverhalten	17
3.2.2 Investitionsentscheidung des Kraftwerksbetreibers	18
3.2.3 Ausbauentcheidung der Netzbetreiber	19
3.3 Ineffizienzen durch Externalitäten	21
4 Handlungsoptionen	23
4.1 Market Splitting/Nodal Pricing	24
4.2 Ausdifferenzierung der Netzentgelte	30
4.3 Vergleichende wirtschaftspolitische Einordnung	33
4.3.1 Allokation bestehender Kapazitäten	34
4.3.2 Standortwahl und Netzausbauinvestitionen	34
4.3.3 Marktliquidität und Marktmacht	36
4.3.4 Marktzutritt	38
5 Fazit	39
Literaturverzeichnis	41

Abbildungsverzeichnis

2.1	Wertschöpfungskette von Strom.	4
2.2	Natürliches Monopol bei fallenden Durchschnittskosten.	6
3.1	Erlöspfad der Regulierung	16
3.2	Preiseffekt durch Externalität	22
4.1	Market Splitting bei beschränkter Übertragungskapazität	26
4.2	Knotenpreise bei Engpass	28
4.3	Wirtschaftspolitische Einordnung in Themenfelder	33
4.4	Preisvolatilität innerhalb eines Monats.	35

Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
KraftNAV	Kraftwerksnetzanschlussverordnung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
OTC	Over-the-Counter
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
vNNE	vermiedene Netznutzungsentgelte

1 Einleitung

Das deutsche Energiesystem befindet sich derzeit im Umbruch. Der beschlossene Ausstieg aus der Kernkraft¹ und der zeitgleiche Ausbau von Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung stellen für die Energiewirtschaft eine große Herausforderung dar. Inzwischen stammen schon 27 % des erzeugten Stroms aus regenerativen Energiequellen und dieser Anteil soll gemäß dem kürzlich reformierten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bis 2035 auf 55-60 % ansteigen.² In Deutschland stellt der Energieträger Wind hierbei den gewichtigsten Anteil. So erwartet die *dena Netzstudie II* eine Auslastung von ca. 4.200 Volllaststunden pro Jahr für die Offshore-Windenergieanlagen im Jahr 2020 und 2.200 Volllaststunden für die Onshore-Anlagen.³ Es kommt daher zu einer Verschiebung der geographischen Erzeugungsstandorte von Süd nach Nord, während die Lastzentren weiterhin im Süden und Westen Deutschlands liegen.⁴

Durch diese Strukturänderung ergibt sich auch Anpassungsbedarf für den Transport von Strom und damit für die Entwicklung der Netzstruktur. Vor allem durch die Dezentralität der Energiewende, den Ausbau der Windenergie im Norden und die sukzessive Abschaltung der Kernkraftwerke im Süden Deutschlands lässt sich geographisch ein Auseinanderdriften von Last- und Verbrauchszentren beobachten. Der Wandel bedingt einen erhöhten Netzausbau, der nötig ist, um den Strom von Nord nach Süd zu transportieren, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und gleichzeitig Engpässe im System zu vermeiden. Die Schätzungen, wie hoch und wie teuer der Ausbau sein wird, variieren. So hält der bestätigte Netzentwicklungsplan (NEP) einen Neuausbaubedarf von 2.650 km Trassenlänge bis 2023 fest, während die *dena Netzstudie II* sogar 3.600 km pro Jahr bei unveränderter Leistung der heutigen Netzstruktur prognostiziert.⁵ Auch wenn die Zahlen noch von vielen unbekanntem Faktoren ausgehen, machen sie deutlich, dass die Änderungen auf der Erzeugungsebene einen Ausbau der Netzstruktur erforderlich machen. „Wer Ja sagt zu den Erneuerbaren Energien, muss auch Ja sagen zum Netzausbau“ betonte auch die Bundeskanzlerin 2012.⁶

Ein Koordinationsproblem verteuert den Ausbau derzeit noch: Durch die Liberalisierung des Stromsektors in den 90er Jahren, wurden die als ineffizient geltenden, staatlichen Energieversorgungsunternehmen (EVU) durch eine Großzahl verschiedener, mehr oder minder

¹Vgl. Atomausstiegsgesetz (2000), § 10

²Vgl. EEG, § 1(2)

³Vgl. Winter et al. (2011), S. 147

⁴Vgl. Haucap, Pagel (2014), S. 1-2

⁵dena (2010), S. 13

⁶n-tv (2012), Abs. 3

wettbewerblich agierende Akteure ersetzt.⁷ Zu diesen gehören private Großunternehmen, Privatakteure und Eigenversorger wie z. B. die Betreiber⁸ von Bürgerwindparks sowie Unternehmen, die größtenteils in kommunaler Hand sind, wie ein Großteil der Stadtwerke. Durch den Liberalisierungsprozess wurde eine Entflechtung der verschiedenen Ebenen der Wertschöpfungskette nötig, so dass die Kraftwerks-Standortplanung heute weitgehend isoliert von der räumlichen Nachfrage optimiert wird. Ziel dieser Maßnahmen war es, eine möglichst kostengünstige und effiziente Energieversorgung zu gewährleisten. Doch ergibt sich hieraus eine Situation, in der die Kosten des Netzausbaus von den beteiligten Akteuren vernachlässigt werden. Wie die Arbeit aufzeigen wird, treffen sowohl die Erzeuger als auch die Endabnehmer von Strom ihre Standortwahl vollständig unabhängig von den Stromtransportkosten. Es stellt sich die Frage, ob der Netzausbau, der sich im beschriebenen Szenario ergibt, eine kostengünstige Energieversorgung überhaupt ermöglicht.

Auch wichtige Akteure der Energiewirtschaft, wie die Bundesnetzagentur (BNetzA) und die Monopolkommission⁹, beschäftigen sich mit den Auswirkungen der Standortkoordination. Die Problematik, dass sich durch die bisherigen Regelungen Ineffizienzen in der Standortwahl, Systeminstabilität und dadurch ein erhöhter Netzausbaubedarf ergeben, scheint ein Dauerkapitel des derzeit viel diskutierten Strommarktdesigns 2.0 zu sein. So fordert die Monopolkommission in ihrem aktuellen Bericht, den „Netzausbau unter stärkerem Einbezug vorhandener Alternativen“ zu verfolgen.¹⁰ Market Splitting (oder Nodal Pricing) sowie die Ausdifferenzierung von Netzentgelten können solche Alternativen darstellen. Grundgedanke dieser Optionen ist es, Ineffizienzen in der Kostenverteilung über die Implementierung von Knappheitspreisen zu beseitigen.

Ziel dieser Arbeit ist es zu analysieren, ob es einer Regulierungsänderung bedarf, um Anreize für Netznutzer zu schaffen die Kosten des Netzausbaus in ihr Entscheidungskalkül bei der Standortwahl miteinzubeziehen. Zudem soll dargestellt werden, ob und inwiefern Preissignale, trotz der vorliegenden Monopolstruktur im Netzbereich, eine Möglichkeit bieten können, die Standortkoordination der Netznutzer effizienter gestaltet.

Der Aufbau der Arbeit gestaltet sich daher folgendermaßen: Im ersten Kapitel sollen zunächst die Marktstruktur des liberalisierten Stromsektors und die Eigenschaften des Gutes Stroms kurz beschrieben werden, wobei insbesondere die Rolle und Regulierung des Stromnetzes in den Fokus gerückt werden sollen.

Anschließend soll auf die einzelnen Komponenten des Strompreises sowie auf dessen Entstehung eingegangen werden. Die Verteilung von Kosten und Erlösen sind maßgeblich von der Preisbildung beeinflusst und liefern die Grundlage für das Verhalten der Akteure (Kraftwerksbetreiber, Netzbetreiber und Endverbraucher), das in diesem Kapitel analysiert werden soll. Es soll zudem aufgezeigt werden, inwiefern durch die Standortentscheidung der Akteure Externalitäten hervorgerufen werden.

⁷Steger, Adamczyk (2008), S. 135

⁸Im Folgenden wird aus Gründen der besseren Lesbarkeit ausschließlich die männliche Form benutzt. Es können dabei aber sowohl männliche als auch weibliche Personen gemeint sein.

⁹Vgl. Frontier Economics, Consentec (2011) sowie Monopolkommission (2013)

¹⁰Monopolkommission (2013), S. 182

Ob jene Externalitäten in der Entscheidung der beteiligten Akteure durch Regulierungsänderungen wie der Implementierung des Market Splitting/Nodal Pricing oder durch die regionale Ausdifferenzierung der Netzentgelte internalisiert werden können, soll im darauffolgenden Kapitel zuerst aus einer theoretischen Perspektive untersucht werden. In einem zweiten Schritt sollen die beiden Optionen unter Berücksichtigung wirtschaftspolitischer Themenfelder verglichen werden. Hierbei soll auch auf Komplikationen, die sich bei der praktischen Einführung ergeben können, eingegangen werden. Kapitel 5 beinhaltet eine zusammenfassende Bewertung der Handlungsoptionen sowie ein Fazit zur aufgeworfenen Fragestellung.

2 Der liberalisierte Stromsektor

2.1 Besonderheiten und Struktur des Strommarktes

Strom ist ein Gut, das ohne weitere Hilfsmittel weitgehend nutzlos ist. Um einen Wert aus jenem zu ziehen, braucht der Nutzer andere Güter, z. B. Maschinen, die mit elektrischer Energie betrieben werden. Die Stromnachfrage leitet sich sozusagen von der Nutzung elektrischer Energie ab. Die Stromverbraucher ziehen einen Nutzen aus Energieformen wie Licht, Wärme oder Bewegung und fragen dafür Strom als „Inputgut“ nach. Die Nachfrage wird bedient durch die Gruppe der Kraftwerksbetreiber. Sowohl für die Nachfrage- als auch die Angebotsseite der Stromwertschöpfung dient das Stromnetz als wichtige Transportinfrastruktur. Ohne das Netz kann das Angebot nicht bedient werden und die Leistung nicht nachgefragt werden. Man kann daher der Netzinanspruchnahme und der Netzinfrastruktur die Eigenschaften komplementärer Güter bzw. Leistungen unterstellen.¹¹

Durch die Tatsache, dass Strom im Moment nur schwer und kostenintensiv zu speichern ist, stellt der Transport des Gutes eine besondere Herausforderung dar. Die Erzeugung muss daher zeitgleich mit dem Verbrauch erfolgen. Die ins Netz eingespeiste Menge muss also immer der nachgefragten Menge entsprechen, da es ansonsten zu Netzungleichgewichten kommt. Solche Netzengpässe verursachen Kosten. Des Weiteren entstehen auch durch den Aufbau der Netzinfrastruktur hohe Fixkosten und der Transport ist geprägt von variablen Kosten, die z. B. durch Netzverluste entstehen. Stromnetze sind deshalb als eine Infrastruktur anzusehen, die aufgrund der Eigenschaften von Strom nicht substituierbar sowie essentiell für den Transport ist.¹² Den Netzbetreibern kommt deswegen beim Handel mit Strom eine besondere Gewichtung zu, da sie einerseits diejenigen sind, die den Transport garantieren und andererseits auch dafür sorgen müssen, dass ausreichend Netzkapazitäten vorhanden sind und Netzungleichgewichte vermieden werden.¹³

¹¹Dieser Abschnitt folgt Keller (2005), S. 30

¹²Vgl. Heuterkes, Janssen (2008), S. 50-52

¹³Vgl. ebenda, S. 51

Die Eigenschaften der Stromwertschöpfung und vor allem die Interdependenz zwischen Angebot, Nachfrage und Übertragung lässt schon erahnen, dass ein freier Wettbewerb hier problematisch sein könnte. Historisch haben sich im Stromsektor integrierte Versorgungsunternehmen herausgebildet, die sowohl Erzeugung, Transport und Vertrieb unter einem Dach vereint haben. Die Liberalisierung des Strommarktes war gefolgt von einer so genannten Reregulierung der vertikal integrierten Unternehmen, da sich durch die Privatisierung ehemals staatlicher Monopole die Gefahr des Machtmissbrauchs im Netzbereich ergab.¹⁴ Warum der Betrieb des Stromnetzes einer Regulierung bedarf und wie dies, nach dem ordnungspolitischen Wandel der letzten Jahre, heute erfolgt, soll in den nächsten Kapiteln betrachtet werden.

2.2 Das natürliche Monopol in Netzindustrien

Die Rolle, welche die Netzinfrastruktur im Stromsektor spielt, zeigt eine Betrachtung der Wertschöpfungskette des Gutes Stroms. Diese lässt sich grob in die Bereiche Erzeugung, Handel, Transport, Verteilung und Vertrieb gliedern (vgl. Abb. 2.2).¹⁵ Die Teilmärkte der Kette weisen jeweils unterschiedliche Strukturen auf. Während netzbasierte Versorgungseinheiten, wie die des Stromsektors, lange Zeit als „monolithische“ Einheiten betrachtet wurden, ist heutzutage, dank der Strukturunterschiede, ein disaggregierter, differenzierter Betrachtungsansatz üblich.¹⁶

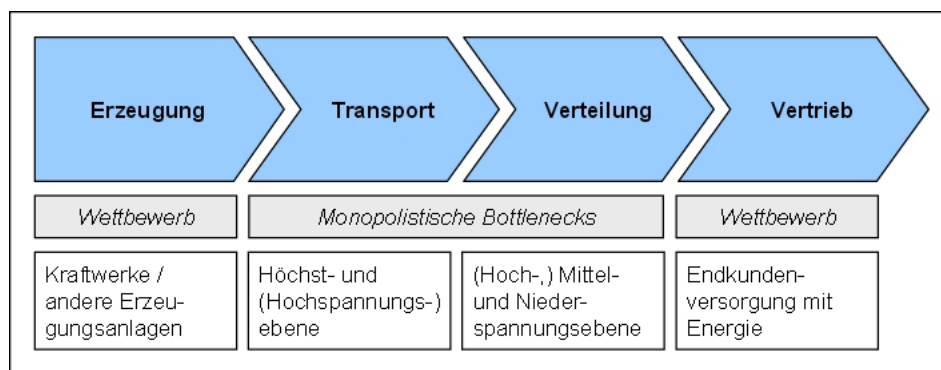


Abbildung 2.1: Wertschöpfungskette von Strom.¹⁷

Die theoretische Begründung für den disaggregierten Ansatz ist die Erkenntnis, dass Monopolstellungen, die potentiell wettbewerbsfähig ausgestaltet werden können nur temporärer Natur und damit nicht wettbewerbsbeschränkend oder -schädigend sind.¹⁸ Der disaggregierte Ansatz verfolgt nun das Ziel, jene Teilmärkte, auf denen die Allokation durch den Markt möglich ist, zu identifizieren und hier die Vorteile des freien Marktes zu nutzen. Gleichzeitig sollen Bereiche, in denen ein Missbrauchspotential durch Marktmacht besteht und die einer Regulierung bedürfen, identifiziert werden. Die Teilmärkte

¹⁴Vgl. Coenen, Haucap (2012), S. 4

¹⁵Vgl. Schuchardt (2012), S. 8

¹⁶Vgl. Hujber (2002), S. 4

¹⁷Vgl. ebenda, S. 8

¹⁸Vgl. Heuterkes, Janssen (2008), S. 52

der Wertschöpfungskette werden dafür nach dem Kriterium unterschieden, ob die jeweilige Stufe der Kette wettbewerblich effizient betrieben werden kann oder nicht. Unter letztere Gruppierung sind im Fall des Stromsektors allein die Bereiche Verteilung und Transport einzuordnen, da durch das natürliche Monopol im Netzbereich effizienter Wettbewerb nicht möglich ist.¹⁹ Auf das Vorliegen eines natürlichen Monopols im Netzbereich und den sich daraus ergebenden Regulierungsbedarf soll im folgenden Abschnitt eingegangen werden.

2.2.1 Subadditive und irreversible Kosten

Die Voraussetzung für die Herausbildung eines natürlichen Monopols ist gegeben, wenn subadditive Kostenstrukturen vorliegen. Dies entspricht einem Zustand, in dem ein Anbieter eine Leistung oder ein Gut zu geringeren Kosten bereitstellen kann, als dies durch zwei Anbieter der Fall wäre. Es handelt sich hier typischerweise um Güter, die der Produktion hohe Fixkosten ebenso wie relativ geringe variable Kosten voranstellen. Die Grenzkosten liegen dadurch unterhalb den Durchschnittskosten der Produktion. Grund dafür sind steigende Skalenerträge.²⁰

Ob bei vorliegenden Größenvorteilen das bestmögliche Ergebnis durch einen natürlichen Monopolisten bereitgestellt werden kann, ist abhängig von der Ausgestaltung der Nachfrage und der Kostenstruktur der Anbieter. Abbildung 2.2 zeigt, wie ein natürliches Monopol bei sinkenden Durchschnittskosten, trotz einer anfänglichen Wettbewerbssituation, entstehen kann. Dargestellt ist hier eine Ausgangssituation in der ein Anbieter A die Menge x^A zum entsprechenden Preis anbietet. Da die Durchschnittskosten (DK) einen fallenden Verlauf aufweisen und die Grenzkosten der Anbieter gleichzeitig geringer sind als jene, kann A jedoch von einem Anbieter, der eine größere Menge als x^A anbietet, z. B. x^B , unterboten werden. Dadurch wird der Anbieter A vom Markt verdrängt. Der Anbieter, der die Menge anbietet, bei der die Nachfrage gerade den Durchschnittskosten entspricht, ist vor Verdrängung durch Konkurrenten sicher. Die Menge, die beim Preis p^{Sec} nachgefragt wird, ist somit stabil.²¹ Gleichzeitig ist die sozial optimale Preissetzung in diesem Fall p^{PC} . Da jedoch kein pareto-optimaler Zustand aufgrund von fehlender Konkurrenz zustande kommen kann, kann nur eine zweitbeste Lösung erreicht werden, in der der Preis gleich den Durchschnittskosten ist. Dieses Ergebnis, das beim Vorliegen eines natürlichen Monopols angestrebt werden soll, kann somit als *second-best* Lösung bezeichnet werden.²²

¹⁹Vg. Schuchhardt (2012), S. 14

²⁰Vgl. Roth (2013), S. 191-192

²¹Vgl. Fritsch (2014), S. 163-164

²²Vgl. Keller (2005), S. 51

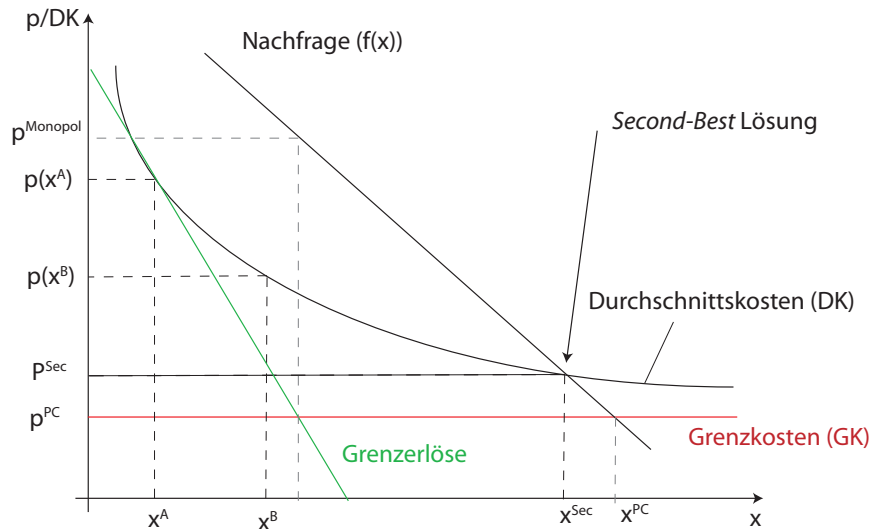


Abbildung 2.2: Natürliches Monopol bei fallenden Durchschnittskosten.²³

Auch im Stromnetz tritt der Fall des natürlichen Monopols auf: Die Fixkosten zur Errichtung des Netzes sind immens, wogegen es jedoch vergleichsweise günstig ist, einen weiteren Nutzer an das Netz anzuschließen sowie das Netz instand zu halten (Verbundvorteile). Diese Agglomerationseffekte werden häufig als Grund für die Unteilbarkeit des Netzbetriebs aufgeführt.²⁴

Weiterhin ist festzustellen, dass bei strikter Kostensubadditivität (wie in Abb. 2.2 dargestellt), die Bereitstellung durch einen Anbieter kostengünstiger ist als durch mehrere. Die Bereitstellung durch mehrere Wettbewerber kann einer Verschwendung von Ressourcen gleichgesetzt werden, da Skaleneffekte sowie Verbundvorteile hierbei ungenutzt bleiben. Es liegt somit ein natürliches Monopol vor.²⁵

Ein weiteres Charakteristikum eines monolithischen Marktes sind Marktschranken. Darunter versteht man in der Wettbewerbstheorie, dass potentiellen Wettbewerbern der Marktzutritt durch den Monopolisten verwehrt oder verhindert werden kann. Wenn der Versorgungsmonopolist auf allen Ebenen der Wertschöpfungskette agiert, kann ihm als zentrales Motiv unterstellt werden, dass er aus seiner Marktposition die höchst möglichen Renten erzielen will. Als Besitzer der Bottleneck-Infrastruktur kann er seine Marktmacht im Netzbereich auf die anderen Ebenen ausweiten, indem er von Netznutzern z. B. überhöhte Zugangs- oder Nutzungsentgelte fordert. Eine Regulierung des Monopolisten ist bei entsprechender Größe und Bedeutung des Marktes in diesem Fall fast immer vorteilhaft. Es ist jedoch vor jedem Staatseingriff zu prüfen, ob durch den Eingriff ein pareto-superiorer Zustand, im Vergleich zum ineffizienten Zustand der sich durch den marktlichen Wettbewerb ergibt, erreicht wird.²⁶

Die Schranken sind in netzbasierten Industrien häufig durch irreversible Kosten bedingt. Unter dem Begriff der irreversiblen Kosten sind Kosten zu verstehen, die Investitionen der

²³Grafik in Anlehnung an Fritsch (2014), S. 163

²⁴Vgl. Coenen, Haucap (2012), S. 4-5

²⁵ebenda, S. 5

²⁶Dieser Abschnitt folgt Knieps (1999), S. 2

Vergangenheit hervorgerufen haben und die nicht mehr veränder- oder beeinflussbar sind.²⁷ Im Stromsektor entspricht dies den Fixkosten für die Errichtung der aufwendigen Netzinfrastruktur. Ein etablierter Anbieter sieht sich dadurch niedrigeren Kosten gegenüber, die tatsächlich für seine Entscheidung relevant sind, als ein potentieller Wettbewerber. Während diese Kosten dafür sorgen, dass für den Netzbetreiber ein hoher Anreiz besteht nicht aus dem Markt auszutreten, stellen sie gleichzeitig ein hohes Investitionsrisiko für mögliche Konkurrenten dar und behindern damit deren Markteintritt. So kann es vorkommen, dass der etablierte Anbieter trotz ineffizienter Produktion oder hohen Gewinnmargen (Monopolpreise) keine Disziplinierung durch den Markteintritt potentieller Konkurrenten erfährt.²⁸ Wenn sich der Monopolist in einer Situation befindet, in der er konkurrenzlos agieren kann, wird er den Preis so wählen, dass seine Grenzkosten den Grenzerlösen entsprechen ($p^{Monopol}$). Es wird in diesem Fall von Monopolpreissetzung gesprochen.²⁹

2.2.2 Allokative und produktive Ineffizienzen

Das Vorliegen allokativer Ineffizienzen liefert im Falle des natürlichen Monopols oft die entscheidende Begründung für einen regulierenden Staatseingriff. Für den Monopolisten besteht durch fehlende Konkurrenz ein Anreiz, seine Angebotsmenge im Vergleich zu der sich im Gleichgewicht ergebenden Menge, zu verringern, da er dadurch einen höheren Preis (Monopolpreis) verlangen kann. Aus ökonomischer Sicht ergibt sich als Folge dieser Handlung ein Wohlfahrtsverlust: Gemessen an der Konsumentennachfrage wird zu wenig produziert und potentielle Konsumenten werden durch den künstlich hochgehaltenen Preis vom Konsum abgehalten, obwohl ihre Zahlungsbereitschaft über den Grenzkosten der Produktion liegt. So unterbleiben möglicherweise für beide Seiten eindeutig vorteilhafte Tauschakte und es stellt sich kein wohlfahrts-optimaler Zustand ein.³⁰

Zwei Faktoren führen dazu, dass diese Ineffizienzen, obwohl sie vorhanden sind, im Fall von Stromversorgungsnetzen nicht als Haupteingriffsgrund gelten. Erstens kann auf Energiemärkten von einer preis-unelastischen Nachfrage (in Abb. 2.2 würde sich eine vertikale Nachfragekurve ergeben) gesprochen werden. Dadurch ist der Wohlfahrtsverlust, der sich durch die monopolistische Preissetzung ergibt, geringer als im Fall einer preiselastischen Nachfrage. Die Nachfrage wird auch bei erhöhten Preisen nur vernachlässigend verknappt und es ergibt sich dadurch kein Verlust an möglichen Renten, sondern eine Umverteilung derselbigen.³¹

Des Weiteren ist der Anteil, den der Bereich des natürlichen Monopols über Netzentgelte am Strompreis der Endnutzer ausmacht, verhältnismäßig klein. Dieser Anteil betrug im April 2013 mit 6,53 ct/kWh nur 21,7 % des Gesamtpreises.³² Auch erhöhte Monopolpreise im Netzbereich haben also keinen großen Einfluss auf die Energiekosten der Verbraucher.

²⁷Vgl. Fritsch (2014), S. 181

²⁸Vgl. Coenen, Haucap (2012), S. 6

²⁹Vgl. Fritsch (2014), S. 163

³⁰Dieser Abschnitt folgt Roth (2013), S. 187

³¹Vgl. Coenen, Haucap (2012), S. 6-7

³²Vgl. BNetzA (2014), S. 68-69

Aus der Monopolstellung des Netzbetreibers heraus können sich jedoch auch Ineffizienzen in der Produktion ergeben. Diese Ineffizienz, auch X-Ineffizienz genannt, tritt auf, wenn der Monopolist eine bestimmte Leistung teurer produziert, als dies unter wettbewerblichem Druck der Fall wäre. Grundsätzlich unterliegt der Monopolist dem Anreiz, die Leistung möglichst kostengünstig bereitzustellen, da jegliche Ineffizienz zur Minderung seines Gewinns beiträgt. Aufgrund des mangelnden Wettbewerbsdrucks kann er Ineffizienzen jedoch leichter verkraften, da er durch den erhöhten Monopolgewinn (Preis oberhalb der Grenzkosten) sozusagen einen finanziellen Puffer hat.³³ Da Wettbewerb nicht nur als ein statischer sondern auch ein dynamischer Prozess verstanden werden kann, bringt jener die Marktteilnehmer dazu, nach neuen Möglichkeiten (Innovationen) zu suchen, die ihre Effizienzleistung verbessern. Einem natürlichen Monopolisten mag dafür das dezentrale Kontrollinstrument des Wettbewerbs fehlen, da Innovationen auch immer ein gewisses Investitionsrisiko mit sich bringen.³⁴

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass es sich, aufgrund der vorliegenden Struktur des natürlichen Monopols, im Stromsektor um einen Netzbereich mit dem Charakter eines monopolistischen Bottlenecks handelt und die allokativen und produktiven Ineffizienzen ausschlaggebend für die Regulierung sind.

2.3 Regulierungsansatz der vertikalen Entflechtung

Ob das beschriebene Monopol durch einen staatlichen Eingriff reguliert werden sollte, hängt aus ordnungspolitischer Sicht von zwei Bedingungen ab: Es sind negative Effekte durch das Vorliegen des Monopols auf die Wohlfahrtssituation zu erwarten und der staatliche Eingriff führt zu einer Verbesserung im Vergleich zu jenem Zustand, der sich ohne Regulierung ergibt.³⁵ Es wurde beschrieben, dass im Netzsektor ein natürliches Monopol besteht und sich daraus Ineffizienzen ergeben können. Daher kann die notwendige Bedingung eines Eingriffs als erfüllt angesehen werden.

Das Konzept der *Essential-Facilities* liefert die Grundidee der Liberalisierung und spielt auch bei der Bestimmung der Regulierung eine wichtige Rolle. Es besagt, dass das natürliche Monopol auf die wesentliche Einrichtung der Wertschöpfungskette beschränkt werden soll. Eine Einrichtung wird als wesentlich bezeichnet, wenn sie für Marktteilnehmer zwingend notwendig ist um am Wettbewerb teilzuhaben und gleichzeitig nicht durch anderweitige Instrumente substituiert werden kann oder dies nur mit einer unverhältnismäßigen Ressourcenaufwendung möglich ist. Dies ist bei der Infrastruktur des Stromnetzes der Fall.³⁶ Nach dem disaggregierten Regulierungsansatz ist die Disziplinierung demzufolge in jedem Fall sektorspezifisch durchzuführen und auf die betroffenen Bottlenecks, die durch das Konzept der wesentlichen Einrichtung identifiziert wurden, zu beschränken.³⁷ Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass die Zugänglichkeit des Netzes für die Wettbewerber

³³Vgl. Fritsch (2014), S. 179 sowie Keller (2005), S. 53

³⁴Vgl. Schulze (2003), S. 1-2

³⁵Vgl. Knieps (1999), S. 2

³⁶Dieser Abschnitt folgt Knieps (2007) S. 168

³⁷Vgl. ebenda

auf den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen, die auf diesen Zugang angewiesen sind, nicht eingeschränkt wird. So lassen sich die Erzeugung und der Vertrieb von Strom weitgehend wettbewerblich organisieren, jedoch ist für einen funktionierenden Wettbewerb der diskriminierungsfreie Zugang zur Netzinfrastruktur essentiell. Dieser kann und muss durch eine entsprechende Regulierung gewährleistet werden.³⁸

2.3.1 Unbundling im Stromsektor

Ein Aspekt, der die Gleichbehandlung der Konkurrenten auf den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen garantiert, ist die Gewährleistung der Unabhängigkeit der Netzbetreiber. Diese Ziel ist nicht einfach zu verwirklichen, wenn man bedenkt, dass ein Merkmal von netzbasierten Industrien die vertikale Integration ist: Die großen EVU sind historisch gewachsen und vertikal integriert, da es in der Energiewirtschaft viele Verbundvorteile mit sich bringen kann, sowohl Erzeugung als auch Netzbetrieb und Vertrieb unter einem Dach zu organisieren. Für diese integrierten Unternehmen bestehen nachvollziehbare Anreize, ihre Marktmacht im Netzbereich auf die vor- und nachgelagerten Wettbewerber auszuweiten, indem sie ihren Konkurrenten den Netzzugang verwehren. Um diese Anreize zu unterbrechen, greift der Staat durch eine Strukturregulierung in den Markt ein. Jene soll die vertikale Konzentration zwischen den Märkten aufbrechen. Dies kann über verschiedene Desintegrationsansätze passieren.³⁹

Aktuell fordert der Gesetzgeber, dass die Gesellschaften auf den verschiedenen Märkten informationell, buchhalterisch, rechtlich und operationell voneinander getrennt sind. Dies bedeutet, dass jede Gesellschaft in ihrer Wettbewerbssparte separat über Geschäftsprozesse, Buchhaltung, Informationen zu Nutzern und Kunden sowie das Rechnungswesen entscheidet.⁴⁰

Es ist zwar kein *ownership unbundling* im Gesetz festgehalten, das heißt die Bereiche Vertrieb und Erzeugung dürfen eigentumsrechtlich demselben Konzern angehören wie der Netzbereich, jedoch wurden die Vorschriften zu Neutralität und Unabhängigkeit der Betreiber inzwischen derart verschärft, dass fast alle Übertragungsnetzbetreiber auch als eigentumsrechtlich entflochten betrachtet werden können.⁴¹ Für die weitere Argumentation wird daher angenommen, dass die Teilmärkte vollständig entflechtet sind.

2.3.2 Vor- und Nachteile einer vertikal entflechteten Marktstruktur

Die beschriebene Entwicklung scheint aus wettbewerbsorientierter Sicht durchaus begrüßenswert. Einem symmetrischen Zugang zur Netzinfrastruktur stehen dadurch keine individuellen Wettbewerbsinteressen der Netzbetreiber mehr im Wege.⁴² Trotzdem ist weiterhin eine Regulierung der Preissetzung des Monopolisten nötig. Es stellt sich jedoch die Frage, ob nicht andere Verhaltensregulierungen, wie die Begrenzung der Kosten für den Netzzugang oder Vorschriften für einen symmetrischen Netzzugang ausreichend wären,

³⁸Vgl. Knieps (1999), S. 2

³⁹Dieser Abschnitt folgt Büdenbender (2012), S. 16-23

⁴⁰Vgl. EnWG (2005), § 7-10

⁴¹Vgl. Monopolkommission (2011), S. 182

⁴²Vgl. Büdenbender (2012), S. 14

um die Diskriminierung in Schach zu halten, da eine Reihe an ökonomischen Argumenten gegen eine vollständige Entflechtung sprechen. Auf diese soll im Folgenden kurz eingegangen werden.

Primär entsteht durch die Entflechtung ein Verlust an Verbundvorteilen. Dadurch, dass verschiedene Marktbereiche einer Wertschöpfungskette getrennt werden, können die natürlich gegebenen Vorteile der gemeinsamen Produktion und Nutzung der Netzinfrastuktur und der damit verbundenen Dienstleistungen nicht mehr genutzt werden. Es entfallen damit Transaktionskosteneinsparungen. So werden durch die Entflechtung Verhandlungen zwischen Dienstleistern, Erzeuger und Netzbetreibern nötig, die im Falle einer vertikal integrierten Wertschöpfungskette, redundant wären.⁴³ Man kann somit von einem Trade-off zwischen Effizienzgewinnen in der Allokation der Wertschöpfungskette und jenen, die sich durch einen intensivierten Wettbewerb ergeben, sprechen.⁴⁴

Ein weiteres Argument ist, dass sich eine Preiserhöhung in Folge einer doppelten Marginalisierung ergeben kann. Es ist prinzipiell zu erwarten, dass der Netzbetreiber keinen Preis verlangen wird, der allein grenzkostendeckend ist, da er neben den variablen Kosten auch hohe Fixkosten zu finanzieren hat. Dennoch wird dieses Mark-Up im Falle eines vollständigen Unbundlings höher ausfallen, da auch der Erzeuger ein Mark-Up auf seinen Preis erheben wird. Auch eine zusätzliche Erlösobergrenze für die Monopolisten kann dieser Problematik nur begrenzt Einhalt gebieten.⁴⁵

Zuletzt soll noch ein Blick auf das in der Literatur zentrale Argument des Unterinvestitionsrisikos geworfen werden. Diese Problematik entsteht durch ein Koordinationsproblem zwischen den betroffenen Märkten der Wertschöpfungskette. Dafür sorgen mehrere Ursachen: Erstens handelt es sich bei Netzinvestitionen, wie schon im vorherigen Kapitel besprochen, um irreversible, versunkene Kosten. Im Falle der Entflechtung kann der Netzbetreiber davon ausgehen, dass die Investitionsrente, die die Infrastruktureinlagen generieren, nicht komplett an ihn fällt, sondern auf alle Teilnehmer der Wertschöpfungskette aufgeteilt wird. Antizipiert ein rational handelnder Investor dies, schwächt das seinen Anreiz, die risikobehaftete Investition überhaupt einzugehen. Des Weiteren können die Netzbetreiber keinen Einfluss mehr auf die Endkundenpreise nehmen. Da ihre Rente jedoch maßgeblich von jenen abhängt, wirkt sich die Trennung negativ auf den Investitionsanreiz aus.⁴⁶

Es wäre fehl am Platz, sich prinzipiell für oder gegen die strikte Entflechtung des monopolistischen Bottlenecks von vor- oder nachgelagerten Märkten auszusprechen. Hierfür ist einerseits der angesprochene Effizienz Trade-Off zwischen Wettbewerb und Verbundvorteilen zu analysieren, andererseits die Auswirkungen auf die Investitionsanreize der Beteiligten zu beachten. Auch spielen politische und juristische Faktoren sowie Transakti-

⁴³Vgl. Haucap (2008) S. 39

⁴⁴Vgl. Brunekreeft, Keller (2001) S. 8

⁴⁵Dieser Abschnitt folgt Haucap (2008), S. 40

⁴⁶ebenda, S. 40-41

onskosten, die die Implikation eines vertikalen Unbundlings mit sich ziehen, sicherlich eine Rolle bei der Entscheidung. Für diese Arbeit ist diese Analyse jedoch nicht von Nöten. Es bleibt jedoch festzuhalten, dass sich sowohl Pro- als auch Contra-Argumente für eine eigentumsrechtliche Entflechtung im Stromsektor feststellen lassen.

Eine Konsequenz, die sich vornehmlich aus dem Status quo der vertikalen Entflechtung ergibt, ist, dass sowohl Netznutzer als auch Netzbetreiber separat ihre Profitinteressen verfolgen.⁴⁷ Die Akteursgruppen maximieren den Profit, der auf ihrem Teilmarkt erzielt werden kann. Im Gegensatz dazu würde ein vertikal integriertes Versorgungsunternehmen den Gewinn des gesamten Wertschöpfungsprozesses maximieren.⁴⁸ Dies wirkt sich auch auf die Standortentscheidung der Parteien aus. Im dritten Kapitel sollen daher die Entscheidungskalkül der beteiligten Akteure sowie Verordnungen, die den Handlungsrahmen der Akteure maßgeblich bestimmen, untersucht werden.

3 Standortkoordination der Netznutzer als ökonomisches Problem

Um festzustellen, ob bei der Standortkoordination von Erzeugern und Verbrauchern Ineffizienzen vorliegen, sollen die Optimierungskalküle der Akteure separat betrachtet werden. Jene resultieren aus der Gewinn- und Kostenverteilung zwischen den Beteiligten. Daher werden zunächst die aktuellen Rahmenbedingungen und gesetzlichen Regelungen dargestellt, die die geographischen Investitionsentscheidungen der Akteursgruppen definieren. Einen entscheidenden Einfluss haben dabei die Strompreisbildung und die Verteilung der Transportkosten, auf die in diesem Kapitel eingegangen werden soll. Hierbei wird ein besonderer Fokus auf die Regelungen gelegt, die die Kostenverteilung zwischen den Akteuren beeinflussen.

3.1 Verteilung von Erträgen und Aufwendungen

Die Hauptkosten des Netzausbaus sind die Fixkosten, die durch die Errichtung der Infrastruktur entstehen. Zusätzlich kommen Kosten durch den Anschluss neuer Kraftwerke oder Verbraucher hinzu, die Verstärkungen und Optimierungen des Netzes mit sich ziehen können und deren Höhe durch die Standortentscheidung der Netznutzer maßgeblich bestimmt werden kann.⁴⁹ Es stellt sich die Frage, wer diese zu tragen hat.

Betrachtet man die Zusammensetzung des Strompreises für Endverbraucher, so lässt sich feststellen, dass die Kosten auf jeder Ebene der Wertschöpfungskette entstehen. Ca. 30 % des Preises entfallen auf Kosten, die durch Vertrieb und Erzeugung entstehen und 20 %

⁴⁷Haucap, Pagel (2014), S. 6

⁴⁸Steger, Adamczyk (2008), S. 65

⁴⁹Vgl. Knieps (2007), S. 90

entstehen durch den Transport. Die restlichen 50 % entstehen durch Steuern und Abgaben, die staatlich festgelegt werden.⁵⁰ Im Folgenden soll auf die verschiedenen Preisbestandteile und ihre Entstehung eingegangen werden.

3.1.1 Preisbildung für die Erzeugung

Es gibt für Erzeuger zwei verschiedene Möglichkeiten ihren Strom zu handeln: Entweder an der Börse für Strom, der European Energy Exchange (EEX), die in Leipzig situiert ist oder über bilaterale Abkommen, sogenannte Over-the-Counter-Verträge (OTC), die die Börse nicht involvieren. Zwar werden die meisten Verträge in Deutschland über die zweit genannte Geschäftsform ausgehandelt, jedoch ist auch hierbei der Börsenstrompreis maßgeblich, da bei einer Abweichung zwischen dem OTC-Preis und dem Börsenpreis die Möglichkeit zu Arbitrage-Geschäften besteht.⁵¹

Beim Handel auf der EEX kann zwischen dem Spot- und dem Terminmarkt unterschieden werden. Der Spotmarkt dient als Handelsplatz für kurzfristig lieferbaren Strom innerhalb von 1-2 Tagen (Intraday-Markt bzw. Day-Ahead-Markt), während auf dem Terminmarkt längerfristige Lieferverträge geschlossen werden. Während am Terminmarkt Strom für die nächsten Wochen, Quartale oder sogar Jahre gehandelt wird und somit eine langfristige Risikoabsicherung erfolgt, wird auf dem Spot-Markt Strom für die nächsten 1-2 Tage, also kurzfristig lieferbarer Strom (Intraday-Markt bzw. Day-Ahead-Markt), gehandelt.⁵² Prinzipiell ergibt sich ein Einheitspreis, d.h. die Stromerzeuger erhalten im gesamten Gebiet denselben Preis für eine Einheit ihrer eingespeisten Leistung. Dies ist dem Design der Auktionsform geschuldet: Es ergeben sich einerseits durch die Existenz verschiedener Kraftwerkstypen unterschiedliche Gebote, die anhand ihrer Grenzkostenhöhe geordnet werden (Merit Order), andererseits handelt es sich bei der Preisfindung um eine „Einheitspreisauktion“. Bei jener werden die Gebote pro kWh sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite aggregiert und der Marktpreis durch den Schnittpunkt der beiden Kurven bestimmt: Das Kraftwerk mit den relativ höchsten Grenzkosten, das gerade noch gebraucht wird um die Nachfrage vollständig zu befriedigen, bestimmt damit den Marktpreis.⁵³

Der Einheitspreis vereinfacht den Handel des Gutes maßgeblich, da die Transportproblematik so einfach als gelöst angenommen werden kann. Es wird bei der Entlohnung der Erzeugung davon abstrahiert, dass Komplikationen im Transport, wie sie u. a. durch Netzengpässe ausgelöst werden können, überhaupt auftreten. So kann ein Produzent aus dem Norden Deutschlands Strommengen an einen Abnehmer aus Süddeutschland verkaufen, da sich beide Akteursgruppen, die das Netz beanspruchen, nicht um die Kosten der Inanspruchnahme kümmern müssen.⁵⁴

⁵⁰Vgl. BDEW (2013), S. 9

⁵¹Vgl. Giessing, Haucap (2011), S. 38

⁵²Vgl. Liebau (2012), S. 29

⁵³Für eine ausführliche Darstellung vgl. Giessing, Haucap (2012), S. 40-44 oder Ockenfels, Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX (2008)

⁵⁴Vgl. Löschel (2013), S. 6

3.1.2 Preisbildung für die Transportleistung

Es entstehen jedoch Kosten beim Stromtransport. Entscheidend für die weitere Argumentation ist die Verteilung dieser Kosten: Nach der Kraftwerksnetzanschlussverordnung (KraftNAV) trägt der Anschlussnehmer die Kosten, die aufkommen um die Anlage mit dem nächstgelegenen Netzanschlusspunkt zu verbinden.⁵⁵ Auch im Fall des Anschlusses von EE-Anlagen trägt der Anlagenbetreiber besagte Anschlusskosten.⁵⁶ Der Netzbetreiber hat jedoch die „Kosten zur Verstärkung des Netzes“⁵⁷, die zusätzlich anfallen, zu tragen. So verpflichtet das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Netzbetreiber allgemein „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen“.⁵⁸ Prinzipiell hat der Netzbetreiber demnach die Kosten für den Netzausbau verpflichtend zu tragen. Vergleichbar mit der Kostenerhebung für die Subventionierung von EE-Anlagen werden die Kosten des Netzausbaus jedoch auf die Endkunden umgelegt, da jene eine relativ unelastische Nachfrage aufweisen.⁵⁹

Die Umlegung der Kosten geschieht dabei nach dem „Top-Down-Prinzip“. Die Abrechnung erfolgt nämlich an jeder Schnittstelle zwischen den elektrischen Spannungsebenen erneut. Das heißt, dass Verbraucher, die an eine höhere Spannungsebene angeschlossen sind, relativ geringe Entgelte im Vergleich zu Verbrauchern, die an das Mittel-/Niederspannungsnetz angeschlossen sind, tragen.⁶⁰ An letzteres sind vornehmlich Haushalts- und kleine Gewerbetakunden angeschlossen. Ursprung dieser Preisstaffelung ist das Prinzip der „stromwirtschaftlichen Entfernung“⁶¹: Die Kosten, die für Transport und Transformation von der Erzeugungsebene aufkommen, müssen von den Empfängern bezahlt werden. Da mit sinkender Spannungsebene die Kosten für die benötigte Infrastruktur steigen, bzw. ein Mehr an Netzstruktur nötig ist, sind die Kosten für die privaten Haushaltskunden höher als die für die Industrie.⁶²

Nach dieser Logik kommen auch die vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) zustande, die an Anlagen ausgezahlt werden, die an unterlagerte Spannungsebenen angeschlossen sind. Hierbei handelt es sich vor allem um Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK) und EE-Anlagen. Bei jenen handelt es sich um Zahlungen, die der Netzbetreiber den Anlagenbetreibern für die Vermeidung von Transport- und Transformationskosten auszahlen muss.⁶³ Anlagen, die Strom aus regenerativen Quellen produzieren sind nämlich, wie die Endverbraucher, an das Nieder- oder Mittelspannungsnetz angeschlossen. Es wird davon ausgegangen, dass der dezentral eingespeiste Strom aus den Anlagen auch regional verbraucht wird und daher keine Transformation zwischen den Netzebenen erfolgen muss. Dies erhöht die Netzentgelte in Regionen, die einen hohen Anteil an EE-Anlagen aufweisen.⁶⁴

⁵⁵Vgl. KraftNAV, § 8(1)

⁵⁶Vgl. EEG (2014), § 16

⁵⁷KraftNAV, § 8(3)

⁵⁸EnWG (2005), § 11(1)

⁵⁹Vgl. Schiffler, Gansler (2014), S. 22

⁶⁰Vgl. ebenda, S. 22

⁶¹BET Aachen (2002), S. 28

⁶²Vgl. Rieseberg, Wörten (2012), S. 12

⁶³Vgl. EEG § 35(2) und StromNEV § 18(2)

⁶⁴Schiffler, Gansler (2014), S. 22

Die Tarifierung der Netzentgelte erfolgt ähnlich wie bei Postversendungen. Eine Postkarte kostet im nationalen Netz dasselbe an Porto, egal welche Distanz sie zurücklegt. Genauso wird beim Stromtransport auf derselben Spannungsebene einfach pro kWh der gleiche Betrag für den Transport gefordert, egal welchen Weg der Strom durch das Netz zurückgelegt hat. Diese konstante, entfernungsunabhängige Tarifierung ist auch dem Umstand geschuldet, dass sich Strommengen im Netz nicht nachverfolgen lassen.⁶⁵

Für die Endabnehmer ist die Höhe des Netzentgeltes des Weiteren abhängig von der individuellen Stromabnahmemenge, der Jahreshöchstlast, der Benutzungsdauer sowie der Netzebene auf welcher die Abnahme erfolgt.⁶⁶ Grundsätzlich sind alle Endnutzer von der Erhebung des Entgeltes betroffen. Hierbei gibt es jedoch zwei Ausnahmen: Zum einen können Verbraucher mit einer besonders atypischen Netznutzung nach § 19(2) der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) eine individuelle Berechnung ihres Netzentgelts beantragen, zum anderen ist die energieintensive Industrie von den Entgelten bis auf 10-20 % befreit, wenn sie einen besonders hohen gleichmäßigen Strombedarf aufweist. Durch die Regelungen des § 19 der StromNEV wurde die energieintensive Industrie im Jahr 2012 um ca. 331 Millionen Euro entlastet.⁶⁷ Begründet wird die Privilegierung einiger Netznutzer durch ihr „netzdienliches“ Verhalten, das Kosten des Netzausbaus einspart.⁶⁸

Diese Ausnahmen⁶⁹ führen zu einer regionalen Differenzierung der Entgelte und zudem tragen die Kleinstverbraucher (<1 GW) dadurch, relativ gesehen, die höchsten Anteile der Netzkosten. Grund hierfür ist, dass die Befreiungen erneut über eine Umlage⁷⁰ finanziert werden. Jene haben vor allem die Geringverbraucher zu tragen.

Die regionale Differenzierung der Entgelte ergibt sich dadurch, dass die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber die Umlage separat auf die Verbraucher in „ihrem“ Netzgebiet umlegen. Die niedrigsten Netzentgelte auf Haushaltsebene werden dadurch in Bremen mit 5,08 ct/kWh erhoben während sie in Brandenburg um 3,40 ct/kWh höher liegen.⁷¹ Dieser Unterschied im Raum ergibt sich jedoch nur durch die Aufteilung des Netzes auf die vier Übertragungsnetzbetreiber. Das hat den Umstand zur Folge, dass in bevölkerungsarmen, ländlichen Regionen mit einem geringen Grad an Industrieunternehmen und vielen Anlagen, die durch das EEG gefördert werden, die Netzentgelte durchschnittlich höher sind als in dicht besiedelten, urbanen Regionen.⁷² Dieser Unterschied beruht jedoch nicht auf Aspekten der allokativen Effizienz, sondern auf den unterschiedlichen Akteursstrukturen und Netzausbaumaßnahmen in den Gebieten.⁷³ Die regionale Differenzierung setzt somit, für Kraftwerksbetreiber oder die Industrie, keine Anreize die Netzausbaukosten in ihr Kalkül miteinzubeziehen. Die Befreiung großer Industrieunternehmen sorgt im Gegenteil für konträre Anreize, die in Kapitel 3.2 genauer betrachtet werden sollen.

⁶⁵Vgl. Rieseberg, Wörten (2012), S. 39

⁶⁶ebenda, S. 17

⁶⁷Vgl. Rieseberg, Wörten (2012), S. 43

⁶⁸Vgl. Schwarz (2013), S. 6

⁶⁹besonders die Ausnahme der energieintensiven Industrie

⁷⁰Vgl. StromNEV § 19

⁷¹Vgl. Schiffler, Gansler (2014), S. 13

⁷²ebenda, S. 61

⁷³Vgl. Keller (2005), S. 263

Es kann vorkommen, dass die Leitungskapazität der Netze nicht ausreichend für die eingespeiste Strommenge ist, da es kurzfristig zu einer vorhersehbaren Abweichung von Angebot und Nachfrage kommt.⁷⁴ Im Falle eines solchen Engpasses ist es Aufgabe des Netzbetreibers durch „marktbezogene Maßnahmen“⁷⁵ dafür zu sorgen, dass die Versorgungssicherheit aller Netznutzer weiterhin garantiert wird. Dies erfolgt in Deutschland über das sogenannte *Redispatching*. Hierunter versteht man eine kurzfristige Änderung der eigentlich angeordneten Kraftwerkseinsatzplanung (Dispatch).⁷⁶ Beim Redispatching werden Kraftwerke gezielt hoch- und heruntergefahren, um die Liquidität des Strommarktes zu erhalten. Für die Kosten, die den Kraftwerksbetreibern hierdurch entstehen, werden sie zumindest teilweise vom jeweiligen Netzbetreiber entschädigt, welcher diese Kosten wiederum auf die Netzentgelte der Endnutzer aufschlägt. Auch wenn die Grenzkosten der Produktion durch den Engpass eigentlich regional differieren, bleibt dadurch der einheitliche Börsenpreis bestehen.⁷⁷

Anders als die Stromerzeuger sind die Netzbetreiber als Inhaber eines natürlichen Monopols keinem Wettbewerb ausgesetzt, der sie um ihre Entgelte fürchten lassen müsste. Daher trifft der Staat regulierende Maßnahmen, um den Monopolisten in seinem Preissetzungsverhalten einzuschränken.

Eine dieser Maßnahmen ist die seit dem 01. Januar 2009 in Kraft getretene Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Es handelt sich hierbei um eine Revenue-Cap-Regulierung auf die im Folgenden kurz eingegangen werden soll.

Mit der Regulierung soll der Monopolist zunächst davon abgehalten werden, überhöhte Preise zu setzen, gleichzeitig sollen jedoch produktive Ineffizienzen verhindert werden, die sich bei einer totalen Gewinnabschöpfung ergeben könnten. Dafür werden Preise bzw. Erlöse von den Kosten der Produktion über einen mehrjährigen Zeitraum (Regulierungsperiode) abgekoppelt und dadurch Anreize für die Unternehmen geboten ihre Kosten zu senken. Die wohl bekanntesten und weit verbreiteten Formen sind hierbei die Revenue-Cap-Regulierung und die Price-Cap-Regulierung, die sich nur in ihrem Regulierungsgegenstand - Preise oder Erlöse - unterscheiden.⁷⁸

Einen entscheidenden Beitrag zur Anreizsetzung liefert hierbei die Ausgestaltung der Erlösobergrenze sowie der zeitlichen Dauer der Regulierungsperiode (vgl. Abb. 3.1). Die Erlösobergrenze wird unter Bezug auf ein in der Vergangenheit liegendes Basisjahr (in Deutschland aktuell das Jahr 2006) bestimmt.⁷⁹ In jenem Basisjahr werden die tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers ermittelt und dienen als Referenz für die festzulegende Obergrenze. Diese wird während der Regulierungsperiode nur durch exogene Faktoren wie eine Inflationsanpassung und einer kontinuierlichen Senkung um einen Produktionsfaktor an-

⁷⁴Die Situation der vorhersehbaren Überlastung des Netzes ist abzugrenzen von der Regelenergie. In der letztgenannten Situation handelt es sich um sehr kurzfristige Abweichungen, die nicht vorhergesehen werden können und bei denen im Nachhinein ein unvermeidbarer Ausgleich erfolgt.

⁷⁵EnWG, § 13(1)

⁷⁶Vgl. Schiffler, Gansler (2014), S. 19

⁷⁷Vgl. Monopolkommission (2009), S. 162

⁷⁸Vgl. Schuchardt (2012), S. 10

⁷⁹Vgl. ARegV, § 6

gepasst, so dass ihr fallender Verlauf den Produzenten vorab weitgehend bekannt ist.

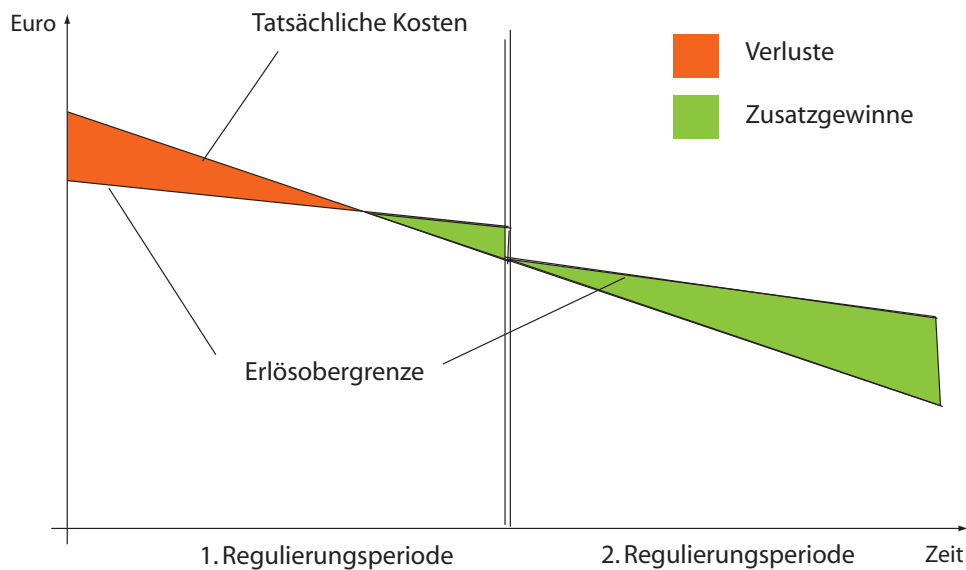


Abbildung 3.1: Erlöspfad der Regulierung⁸⁰

Da die Obergrenze der Erlöse fixiert ist, können die Netzbetreiber ihren Gewinn maximieren, indem sie die Effizienz ihres Betriebs steigern und somit ihre Kosten senken.

Je größer der Zeitraum der Regulierungsperiode, desto höher sind auch die Anreize, die Produktionskosten schon zu Beginn der Periode zu senken, da hierdurch relativ lange von den ermöglichten Gewinnen profitiert werden kann. Ein Betreiber, der kosteneffizienter agiert als die Konkurrenz, erzielt während der Periode somit die höchsten Gewinne.⁸¹ Die Aufsicht über den beschriebenen Regulierungsprozess erfolgt in Deutschland durch die BNetzA.⁸²

Die Bestandteile des Strompreises, die durch den Vertrieb und den Staat zusätzlich verursacht werden, sind für die nachfolgende Analyse nicht essentiell und sollen daher hier nicht ausführlich betrachtet werden.

3.2 Konflikte im Bereich der Standortkoordinierung

Nachdem die rechtlichen Rahmenbedingungen geklärt wurden, soll nun auf das Optimierungskalkül der Netznutzer und der Netzbetreiber eingegangen werden. Durch die Betrachtung sollen Ineffizienzen in der Standortwahl der Netznutzer erklärt werden. Hierbei ist zu beachten, dass auch wenn die Akteure ihre Profite separat optimieren, durchaus Interdependenzen zwischen der Netzausbaubescheidung sowie der geographischen Lage eines Kraftwerks oder der Ansiedlung eines Industrieunternehmens bestehen.

Die Problematik ineffizienter Standortallokationen ergibt sich erst durch die Liberalisierung des Stromsektors, da in vertikal integrierten Unternehmen diese Entscheidung unter

⁸⁰Grafik in Anlehnung an Bolsenkötter (2008), S. 295

⁸¹Vgl. Coenen, Haucap (2012), S. 13

⁸²ARegV, § 27(3)

Berücksichtigung der Gesamtkosten von Transport und Erzeugung getroffen wurde. Selbst im disaggregierten liberalisierten Markt würden sich die Akteursgruppen über Verhandlungen und Kompensationszahlungen auf einen Standort einigen.⁸³ Aufgrund der monopolbedingten Regulierung der Netzbetreiber, ist eine Verhandlungslösung jedoch nicht möglich.⁸⁴ Der folgende Abschnitt soll darlegen, inwiefern sich die Kraftwerks- / und Lastplanung, durch die Regulierung, an anderen Kriterien ausrichtet, als die Netzentwicklung. Dafür sollen die Standortpräferenzen der Endverbraucher, der Kraftwerksbetreiber sowie der Netzbetreiber genauer betrachtet werden.

3.2.1 Endnutzerverhalten

Die Gruppe der Strom-/Energieverbraucher soll hier unterteilt werden in Industrie- und Haushaltskunden. Hierbei soll der Einfachheit halber die Annahme gelten, dass Strom für den Endverbraucher ein homogenes Gut ist. Für jene ist unwichtig, wie das Gut, das sie bezieht, hergestellt wurde oder von welchem Anbieter es vertrieben wird. Entscheidend für den Konsumenten ist somit allein der Preis.⁸⁵

Industrie- und Haushaltskunden weisen gegenüber diesem Entscheidungsparameter eine differierende Sensibilität auf: Während die Haushaltskunden auf kurze Frist kaum eine Möglichkeit haben ihre Stromnachfrage anpassend zu beeinflussen, fällt es Industriekunden um einiges leichter technologische Adaptionen vorzunehmen, die ihre Stromnachfrage senken. Den Haushaltskunden kann somit eine preisunelastische Nachfragekurve unterstellt werden, die zusätzlich durch die Tatsache unterstrichen wird, dass die Bezugsverträge für Endkunden meist einen aggregierten Durchschnittspreis über einen längeren Zeitraum festsetzen. Im Vergleich dazu weisen Industriekunden jedoch eine relativ höhere Preissensitivität auf.⁸⁶ Daraus kann man schließen, dass die Industriekunden, bevor sie ihren Standort anpassen, zunächst durch Energiesparmaßnahmen ihren Stromkonsum einschränken würden.

Entscheidend für die Koordination des Netzausbaus ist, ob die Endkunden bei einer neuen Standortwahl (Umzug/Neubau) die Kosten des Stromtransports beachten. In der vorangegangenen Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen wurde festgestellt, dass einerseits vornehmlich die Endnutzer die Kosten des Netzausbaus tragen und andererseits eine regionale Differenzierung aufgrund verschiedener Kriterien besteht. Dies scheinen perfekte Voraussetzungen für die Einbeziehung der Kosten bei der Standortwahl zu sein. Jedoch erfolgt die regionale Differenzierung nicht aufgrund der Kosten des Netzausbaus die sich als Konsequenz der Standortentscheidung ergeben. So können zum Beispiel die Kosten für den Endverbraucher in einem Gebiet, in dem viele EE-Anlagen angesiedelt sind höher sein, da den Anlagenbetreibern ein zusätzliches Entgelt aufgrund von vermiedenen Transformations- und Transportkosten gezahlt wird. Dies ist, wie schon beschrieben, vor allem der Fall, wenn der Strom, der aus den regenerativen Quellen ins Netz eingespeist wird, die regionale Nachfrage übersteigt und somit dennoch Transformations- und Trans-

⁸³Vgl. Steger, Adamczyk (2008), S. 64-65

⁸⁴Vgl. ebenda

⁸⁵Liebau (2012), S. 10

⁸⁶Vgl. Monopolkommission (2009), S. 45

portkosten entstehen.

Zudem sind die Haushalte, durch das Top-Down Umlageverfahren, stärker von den Netzentgelten betroffen als die industriellen Abnehmer. Großverbraucher sind von den Netzentgelten weitgehend ausgeschlossen oder nur gering beteiligt. Dies führt dazu, dass jene die Kosten des Stromtransports nicht oder vermindert in ihr Kalkül mit einbeziehen. Da die industriellen Großabnehmer jedoch mit 42 %⁸⁷ den größten Teil der Stromnachfrage stellen, wäre eine andere Art der Netzentgeltbelastung nötig, um die Nähe von Verbrauch und Erzeugung durch die Steuerung der Endverbraucher zu erreichen.

Es stellt sich bei der Untersuchung von Haushalts- und Industriekunden zudem die Frage, ob jene überhaupt auf die Signalwirkung der Netzentgelte, die sich in den Strompreisen widerspiegeln könnte, reagieren würden. Man kann in Bezug auf diese Frage festhalten, dass eine Reaktion nur von der energieintensiven Industrie zu erwarten ist, da die Stromkosten in der Regel nicht der entscheidende Faktor für die Standortentscheidung von Haushalts- oder Gewerbekunden sind. Daher können lediglich Ansiedlungsimpulse für die energieintensive Industrie geschaffen werden. Hierbei stellt sich jedoch die Frage, ob es in Deutschland in den nächsten Jahren überhaupt zu Neuansiedlungen oder Umsiedlungen von energieintensiven Unternehmen kommen wird.⁸⁸

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Endverbraucher die Kosten des Netzausbaus finanzieren, jedoch durch die konstante Umlage nicht dazu angehalten werden, die tatsächlichen Kosten, die sie durch eine Standortentscheidung verursachen, in ihre Entscheidung mit einzubeziehen. Zudem hat ein Großteil der Endverbraucher keine Möglichkeit auf Standortssignale zu reagieren.

3.2.2 Investitionsentscheidung des Kraftwerksbetreibers

Neben der Nachfrageseite ist daher umso mehr entscheidend, welche Faktoren die Standortentscheidung von Kraftwerksbetreibern beeinflussen. Die Entscheidung darüber, ob ein Kraftwerk überhaupt gebaut wird, soll hier außer Acht gelassen werden.

Für einen diskriminierungsfreien Anschluss und Zugang der Erzeuger zum Netz ist grundsätzlich durch die KraftNAV gesorgt. Die Verordnung schreibt den Netzbetreibern vor, dass sie das Gesuch eines Erzeugungsunternehmens um Netzanschluss nur mit berechtigter Begründung ablehnen dürfen. Es ist zu beachten, dass eine berechtigte Begründung schwer von der BNetzA zu bewerten ist, da Informationsasymmetrien zwischen dem Netzbetreiber und der Regulierungsinstitution vorliegen können. Ist dieser Zugang jedoch erst geschaffen, ist es dem Betreiber nicht mehr möglich seine Marktmacht gegen einzelne Akteure der vorgelagerten Erzeugungsstufe zu wenden, da sich der Stromfluss im Netz nicht kontrollieren oder beeinflussen lässt.⁸⁹

Der Erzeuger darf seinen Standort aufgrund der gesetzlichen Regelungen weitgehend frei

⁸⁷Vgl. Ziesing (2013), S. 7

⁸⁸Vgl. Frontier Economics, Consentec (2008), S. 63

⁸⁹Vgl. Heuterkes, Janssen (2008), S. 68

wählen. Die Standortgüte für ein Kraftwerk hängt bei diesem Prozess von mehreren Faktoren ab: Die Entfernung des nächsten Netzanschlussknotens, die Kühlwasserverfügbarkeit, meteorologische Begebenheiten, Kosten der Brennstoffversorgung, etc. können eine Rolle spielen. Ausschlaggebend ist jedoch vornehmlich der verwendete Primärenergieträger. Ein erzeugungsgünstiger Standort für den Betreiber einer Windenergieanlage ist demnach von einer hinreichend großen Winddichte sowie geringen jahreszeitlichen und tageszeitabhängigen Schwankungen im Windaufkommen gekennzeichnet. Ein Kohlekraftwerksbetreiber wird den Standort seiner Anlage so bestimmen, dass die Transportkosten für die Rohstoffe minimal sind.⁹⁰

Die Investitionsrechnung der Erzeuger erfolgt aber momentan unabhängig von den Kosten des Netzausbaus, die sich durch die Errichtung des Kraftwerks ergeben, da der Betreiber durch die aktuellen Regelungen nicht an jenen beteiligt wird. Zum einen ist er weitgehend frei in seiner Standortwahl und juristisch nicht zur Entrichtung eines Entgelts für die Netzinanspruchnahme verpflichtet und zum anderen spiegeln sich die Kosten des Netzausbaus auch nicht in den Einnahmen wider, die er über den Verkauf seines Gutes an der Strombörse erzielt. Grund dafür ist, dass die Kosten der Netznutzung nicht über den Energiepreis erhoben werden.⁹¹

Diese strikte Trennung der Kostenerhebung für Transport und Erzeugung hat zur Folge, dass die Stromerzeuger die Transportproblematik als gelöst betrachten und die Kosten nicht in ihr Entscheidungskalkül miteinbeziehen.⁹² Wenn der Betreiber einer Windkraftanlage z. B. die Wahl hat, seine Anlage in der Nähe von München oder an der Nordsee bei einem deutlich höheren Windaufkommen zu bauen, wird er immer den Standort im Norden wählen. Ein integrierter Betreiber hingegen wägt ab, an welchem Standort die Summe aus Netzausbaukosten und Ertrag aus der Standortgüte höher ist. So kann es theoretisch auch zu einer Entscheidung für die Position mit den schlechteren Windbedingungen kommen. Dies ist natürlich auch der Fall bei Standortentscheidungen von konventionellen Kraftwerken. So fällt die Entscheidung der Betreiber von Kohlekraftwerken zu einem signifikanten Grad auf küstennahe Standorte, um den Anteil der Transportkosten für Rohstoffe an den Gesamtkosten zu minimieren.⁹³

Es kann resümiert werden, dass die Betreiber, sowohl von erneuerbaren als auch von konventionellen Kraftwerken, ihren Standort momentan weitgehend unabhängig von den Netzausbaukosten wählen, die aus ihrer Entscheidung resultieren. Grund dafür ist vornehmlich die momentane Verteilung der Netzausbaukosten, von denen die Erzeuger allein ihre Netzanschlusskosten tragen müssen.

3.2.3 Ausbauentcheidung der Netzbetreiber

Auch wenn die Netzbetreiber durch viele regulierende Vorschriften eingeschränkt sind, kann den privaten Monopolisten als rationale Akteure per Annahme gewinnmaximieren-

⁹⁰Vgl. Frontier Economics, Consentec (2008), S. 20-21

⁹¹Vgl. Coenen, Haucap (2014), S. 8

⁹²Vgl. BET (2012), S. 25

⁹³Vgl. Steger, Adamczyk (2008), S. 137

des Handelns unterstellt werden. Wirtschaftliche Erwägungen prägen demnach ihre Investitionsentscheidungen. Auf diese soll im Folgenden genauer eingegangen werden, um die Frage zu beantworten, ob Netzbetreiber Infrastrukturinvestitionen in effizienter Weise durchführen.

Kosten entstehen dem Betreiber vornehmlich durch den Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Netzinfrastruktur. Diese sind prinzipiell mit einem hohen Kapitaleinsatz verbunden, woraus sich ein hohes Investitionsrisiko ergibt. Erlöse erwirtschaftet er hingegen aus Netzentgelten, die im Optimalfall die Entlohnung für die erbrachte Leistung und das eingegangene Risiko widerspiegeln.⁹⁴

Durch die beschriebene Anreizregulierung ist der Netzbetreiber in seiner Entscheidung auf die Erlösobergrenze fixiert, da sich anhand dieser seine Gewinne definieren. Auch wenn der Betreiber seine Kosten zu einem gewissen Maße auf die Endkunden umlegen kann, ist seine Gewinnspanne höher, wenn die Netznutzer geographisch konzentriert sind.⁹⁵

Durch die gesetzlichen Verordnungen darf der Netzbetreiber einerseits nicht aktiv in den Allokationsprozess der Erzeuger eingreifen, andererseits ist er durch die Netzanschlussbedingungen gezwungen, den Betreibern auch an suboptimalen Standorten Zugang zum Netz zu gewähren.⁹⁶ Dies kann der Betreiber zwar ausnahmsweise verweigern, muss dafür jedoch nachweisen, dass der Anschluss an einem gewissen Standort wirtschaftlich unzumutbar ist. Für den Anschluss von regenerativen und KWK-Anlagen gelten hierzu sogar noch strengere Regeln. So müssen diese Anlagen fast ausnahmslos ans Netz angeschlossen und ihr Strom zudem verpflichtend abgenommen werden.⁹⁷ Es ist daher sehr selten der Fall, dass in den Wettbewerb auf Erzeugerseite von den Netzbetreibern lenkend eingegriffen werden kann.

Der Betreiber kann zudem die entstehenden Infrastrukturkosten über Netzentgelte auf die Endnutzer umwälzen. Diese sind jedoch durch die Revenue-Cap-Regulierung beschränkt. Ein Problem, das durch die Regulierung entstehen kann, ist, dass sich eventuell eine Situation ergibt, in der es für den Betreiber vorteilhaft sein kann Investitionen in den Ausbau hinauszuzögern, um seinen Erlös in der bestehenden Regulierungsperiode zu vergrößern und Kosten, die durch eine für den Netzausbau kostenintensive Kraftwerksallokation entstanden sein können, zu verschieben. Es ist daher neben der Verpflichtung zu einem bedarfsgerechten Netzausbau nötig, Infrastrukturanreize ökonomisch zu stimulieren.⁹⁸

Um dieser Problematik zu begegnen, wurde den Betreibern im deutschen Anreizsystem die Möglichkeit eingeräumt auch während der Regulierungsperiode sogenannte Investitionsbudgets für konkrete Investitionen zu beantragen. Die Gelder, die für einen bedarfsgerechten Ausbau anfallen, kann der Betreiber dann zusätzlich auf die Netzentgelte aufschlagen. Zwar müssen diese Gelder zunächst von der BNetzA genehmigt werden, doch beruhen die Berechnungen auf Daten des Netzbetreibers, wodurch sich Informationsasymmetrien zu Gunsten jener ergeben.⁹⁹ Die Vergabe von Investitionsbudgets verhindert einerseits die

⁹⁴Vgl. Knieps (2002), S. 7-9

⁹⁵Vgl. Frontiereconomics (2008), S. 17

⁹⁶Vgl. ebenda, S. 18

⁹⁷Vgl. EEG (2014), § 16

⁹⁸Vgl. Elsenbast (2008), S. 3

⁹⁹Vgl. Monopolkommission (2009), S. 162

Verschleppung benötigter Infrastrukturinvestitionen, sorgt aber gleichzeitig dafür, dass für den Netzbetreiber keine Anreize und auch kaum Möglichkeiten bestehen die Abwägung zwischen Kraftwerksverlagerung und Netzausbau selbstständig zu koordinieren.¹⁰⁰

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Interessengruppen durch ihre unterschiedlichen Planungskriterien in Bezug auf die Standortwahl von Netznutzern differierende Interessen haben. Den Netznutzern wird hier, aufgrund der monopolistischen Struktur im Netzbereich, ein gewisses Maß an „Koordinierungskompetenz“ zugesprochen.¹⁰¹ Jene treffen ihre Entscheidungen unter der Annahme, dass das Netz und der Transport keinen Restriktionen unterliegen. Gesamtwirtschaftlich orientiert sich dadurch das Kostenkalkül primär an der Optimierung des Kraftwerkbetriebs und nicht an den Kosten des Netzausbaus.¹⁰² Die Endnutzer haben jedoch nur geringe Anreize ihren Standort in der Nähe der Kraftwerke zu wählen.¹⁰³ Es kommt zu einem geographischen Auseinanderfallen von Angebot und Nachfrage. Im Folgenden soll analysiert werden, ob sich daraus Ineffizienzen ergeben.

3.3 Ineffizienzen durch Externalitäten

Sowohl die Stromerzeuger, als auch die Stromabnehmer sind ebenso auf einen diskriminierungsfreien Netzzugang wie auf den Ausbau der Infrastruktur angewiesen. Die Netznutzung kann daher als besonders relevanter Inputfaktor für Energieerzeuger und -abnehmer bezeichnet werden. Dadurch ergeben sich gewichtige Interdependenzen zwischen den drei Akteursgruppen: Einerseits kann über die Ausgestaltung von Regelungen und Preisen der Netznutzung die Erzeugungs- und Nachfrageseite beeinflusst werden, andererseits kann auch die Netznutzungsseite durch ihr Einspeise- und Entnahmeverhalten den Netzausbau prägen. Die Netznutzung ist daher im Energiebereich anders als zum Beispiel im Schienennetz als zweiseitige Koordinationsproblematik zu verstehen.¹⁰⁴

Im vorangegangenen Kapitel wurde gezeigt, dass durch die derzeitigen Regulierungen für beide Seiten kein Anreiz besteht, Netzausbau und Netznutzung so zu koordinieren, dass die Gesamtkosten der Wertschöpfung möglichst gering werden. Um nachzuvollziehen, wieso dieses Verhalten der Akteure negative Externalitäten hervorruft, soll zunächst die Theorie der externen Effekte auf die Koordinationsproblematik zwischen Netzausbau und Nutzerverhalten übertragen werden.

In der Theorie ist ein idealer Markt dadurch gekennzeichnet, dass die am Marktgeschehen beteiligten Akteure für die Kosten, die sie verursachen, aufkommen. Es existieren damit keine Interdependenzen, die nicht durch den Markt geregelt sind. Dies stellt offensichtlich eine drastische Vereinfachung der Realität dar. Jene ist durchzogen von Beispielen, in denen das Handeln von Individuen die individuelle Nutzsituation anderer, die in keiner Marktbeziehung zu dem handelnden Individuum stehen, unmittelbar beeinflusst. Diese

¹⁰⁰Vgl. Frontier Economics, Consentec (2008), S. 19

¹⁰¹Steger, Adamczyk (2008), S. 140

¹⁰²Vgl. ebenda

¹⁰³Vgl. Frontier Economics, Consentec (2008), S. 61

¹⁰⁴Vgl. Keller (2005), S. 265

unmittelbaren Auswirkungen werden als Externalitäten bezeichnet.¹⁰⁵ Es wurde gezeigt, dass auch im betrachteten regulierten Strommarkt die Kraftwerksbetreiber zwar die Kosten zu tragen haben, die für den Anschluss der Anlage nötig sind, doch zählen hierzu nicht die Finanzierungskosten von Netzverstärkungen, die sich in Folge der Kraftwerksallokation ergeben.¹⁰⁶ Genauso erfolgt dieser Kosteneinbezug nicht auf Seite der Endverbraucher. Der wichtige Kostenbestandteil der variablen Kosten des Netzausbaus für Stabilisierung und Optimierung findet bei der Entscheidungsfindung der Netznutzer somit keine vollständige Berücksichtigung. Es ergibt sich dadurch ein Unterschied zwischen sozialen und privaten Grenzkosten, da durch die negative Externalität soziale Zusatzkosten für die Gesellschaft anfallen. Der Preismechanismus regelt hier die Standortwahl der Netznutzer nur in unvollkommener Weise und es kann damit zu ineffizienten Allokationen kommen.¹⁰⁷

Um dies graphisch für den Fall der Stromerzeuger nachzuvollziehen, wird in Abbildung 3.2 unterstellt, dass die Nachfragekurve unelastisch ist, da die Nachfrage nach Elektrizität vereinfacht als konstant betrachtet werden kann.¹⁰⁸ Die angebotene Menge bleibt also auch im Fall von externen Kosten dieselbe. Doch die Kurve, die die privaten Grenzkosten der Entscheidung abbildet, schneidet die Nachfragekurve bei einem niedrigeren Preis als die Kurve der sozialen Grenzkosten. Es kann daher darauf geschlossen werden, dass der Preis hier, im Vergleich zum sozial-erwünschten Ergebnis, in dem alle Kosten berücksichtigt werden, zu niedrig ausfällt.¹⁰⁹

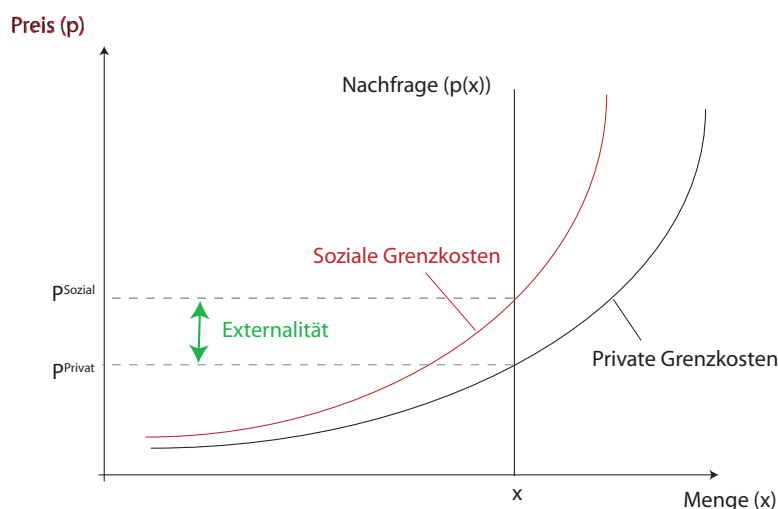


Abbildung 3.2: Preiseffekt durch Externalität¹¹⁰

Im Stromsektor ergibt sich vor dem Hintergrund der Theorie folgendes Szenario, das mit dem Prinzip der negativen Externalitäten erklärt werden kann: Der Stromtransport ist mit Kosten aufgrund von Kapazitätsengpässen sowie Netzverlusten verbunden. Durch die Standortentscheidung der Kraftwerksbetreiber und Endverbraucher ergeben sich unter Umständen zusätzliche Transportkosten, die sich im Falle eines vertikal integrierten

¹⁰⁵Vgl. Fritsch (2014), S. 83-94

¹⁰⁶Vgl. KraftNAV, § 38(3)

¹⁰⁷Vgl. Fritsch (2014), S. 83-94

¹⁰⁸Vgl. Liebau (2012), S. 24

¹⁰⁹Vgl. Fritsch (2014), S. 85-86

¹¹⁰Grafik in Anlehnung an Fritsch (2014), S. 83

Unternehmens bzw. wenn die Netznutzer ihre Entscheidung auf Grundlage der sozialen Grenzkosten treffen, nicht ergeben hätten. Dies ist begründet in der erläuterten Tatsache, dass sich die Kosten der Netztopographie bisher nicht in der Entscheidung über die Rentabilität von Erzeugungsanlagen oder Industrieanlagen widerspiegeln.¹¹¹

Aus wohlfahrtstheoretischer Sicht kann man die entstehenden Kosten als Externalitäten bezeichnen. Die Nutzer der Infrastruktur beziehen jene nicht in ihr Kalkül mit ein und wählen daher mit größerer Wahrscheinlichkeit einen aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive ineffizienten Standort. Dadurch entstehen unmittelbar Kosten für Dritte, die an der Verursachung der Kosten nicht beteiligt sind. Als unbeteiligte Dritte, die von den Kosten betroffen sind, können die Haushaltskunden bezeichnet werden, da die Netzbetreiber erhöhte Transportkosten verstärkt auf jene umlegen, obwohl sie nicht die Hauptverursacher der Kosten sind.¹¹² Aufgrund der unelastischen Nachfrage nach Strom wird den Netzbetreibern durch dieses Umlegen kaum Gewinne entgehen.¹¹³ Doch für die Endnutzer ergeben sich höhere Kosten, die bei effizienter Standortwahl nicht entstanden wären.

Externalitäten treten auf, wenn Eigentumsrechte nicht eindeutig definiert oder durchsetzbar sind.¹¹⁴ Die Netznutzer haben im betrachteten Fall das Recht auf Netzanschluss und eine freie Standortwahl. Da sich durch die fehlende Koordination negative Externalitäten ergeben können, welche die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt mindern, bleibt zu prüfen, ob hier eine Regulierungsänderung durchgeführt werden sollte.¹¹⁵ Ziel des Eingriffs wäre es daher, dass die Netznutzer die Kosten, die sie verursachen, komplett in ihre Standortwahl mit einbeziehen.

Das übergeordnete Ziel eines Eingriffs ist es, eine möglichst günstige Energieversorgung sowie einen kosteneffizienten Netzausbau zu ermöglichen. Dafür muss gewährleistet sein, dass Angebot und Nachfrage geographisch nicht zu einem ineffizienten Niveau auseinanderfallen. Hierfür muss vorausgesetzt werden, dass die aus dem Netz ein- und ausspeisenden Unternehmen die Netzausbaukosten bei ihrer Standortwahl berücksichtigen. Im nächsten Kapitel sollen zwei Handlungsoptionen besprochen werden und dargelegt werden, inwiefern diese zur Internalisierung der Netzausbaukosten bei den Netznutzern sorgen.

4 Handlungsoptionen

Die Internalisierung der Externalitäten kann durch verschiedene marktkonforme Instrumente geschehen. Hierbei kann unterschieden werden zwischen Abgabensystemen, Verhandlungslösungen und sogenannten Cap (& Trade)-Ansätzen.

Im ersten Fall werden die Kosten, die die Externalitäten hervorrufen, über Steuern oder

¹¹¹Vgl. Löschel (2013), S. 14-15

¹¹²Vgl. Frontier Economics, Consentec (2008), S. 54

¹¹³Vgl. Coenen, Haucap (2013), S. 4

¹¹⁴Vgl. Klaus (2009), S. 218

¹¹⁵Vgl. Haucap, Pagel (2014), S. 5

Ausgleichszahlungen den Verursachern angelastet. Im Netzbereich ist dies zum Beispiel möglich über ausdifferenzierte Netzentgelte. Hier kann die Differenzierung der Entgelte sowohl bei der Einspeisung, als auch bei der Ausspeisung erfolgen, da die Externalitäten nicht einem Verursacher zugeordnet werden können, sondern durch das räumliche „Auseinanderdriften“ von Nachfrage und Angebot entstehen. Ob die Kosten auf Seiten der Endverbraucher oder auf Seiten der Erzeuger internalisiert werden, spielt folglich aus allokativer Sicht keine Rolle.

Eine Verhandlungslösung beruht auf der Idee des Coase-Theorems: Sind Eigentumsrechte klar definiert, kann es durch eine Verhandlung zwischen den beteiligten Parteien zu einer effizienten Verteilung kommen, indem die Akteure Vereinbarungen über Kompensationszahlungen treffen. So könnte z. B. den Kraftwerksbetreibern das Recht zugesprochen werden, ihr Kraftwerk an jedwedem beliebigen Ort zu bauen und den Netzbetreibern die Möglichkeit gegeben werden, in jene Freiheit einzugreifen, indem sie die Erzeuger über Ausgleichszahlungen zu einem geeigneteren Standort bewegen. Genauso könnte die Koordinierungskompetenz hier den Netzbetreibern zugesprochen werden, so dass diese den Kraftwerksbetreibern, die neu an das Netz angeschlossen werden wollen, bei drohenden Engpässen, den Anschluss verweigern können. Theoretisch kann dieser Ansatz ebenso zu einer effizienten Allokation führen, ist jedoch praktisch mit vielen negativen Begleitwirkungen konnotiert. So ergeben sich hierbei u.a. missbrauchsanfällige Marktstrukturen, die weiterer Regulierung bedürfen.

Der dritte Ansatz stellt eine Mengenregulierung dar. So wird eine Obergrenze für den Verbrauch oder die Produktion eines Gutes, das die Externalitäten verursacht, festgelegt (Cap). Die Verteilung der knappen Kapazitäten wird dann über einen Marktmechanismus geregelt. In einem zweiten Schritt kann dann zum Beispiel über einen Handel (Trade) von Zertifikaten/Nutzungsrechten eine nachträgliche Anpassung dieser Verteilung erfolgen, wie es beim europäischen CO₂-Emissionshandel der Fall ist.¹¹⁶

Im Folgenden sollen nun zwei verschiedene Handlungsoptionen vorgestellt werden, denen gemein ist, dass versucht wird über Preisdiskriminierung Anreize zu einer effizienten Erzeugungs- und Lastansiedlung zu schaffen. Während die Option des Market Splittings versucht die regionale Strompreisdifferenzierung als Mittel zu einer effizienten Ansiedlung zu nutzen, geschieht dies bei der zweiten vorgestellten Option durch eine regionale Differenzierung der Netzentgelte. Es soll untersucht werden, ob und wie die Maßnahmen die Externalitäten der geographischen Allokation von Nachfrage und Angebot internalisieren.

4.1 Market Splitting/Nodal Pricing

Der Grundgedanke der ökonomischen Theorie ist die Verteilung knapper Güter. Der Markt regelt im Optimalfall den Wettbewerb und sorgt für die Verteilung dieser Güter. Das Instrument, welches dabei für eine effiziente Allokation sorgt, ist der Preis: Jener indiziert die Knappheit eines Gutes gemessen an der vorhandenen Menge und Nachfrage.¹¹⁷ Auch in Netzinfrastrukturen scheint eine zeitliche sowie räumliche Preisdiskriminierung, die die

¹¹⁶Dieser Abschnitt folgt Frontier Economics, Consentec (2008), S. 80

¹¹⁷Vgl. Fritsch (2014), S. 7

Knappheit indiziert, selbstverständlich. So können z. B. im Schienen- und Luftverkehr temporäre Knappheitssituationen, in denen die Nachfrage das Angebot überschreitet, durchaus existieren. Ist dies der Fall, werden über Preissignale Anreize geschaffen, die Knappheit zeitlich oder räumlich zu umgehen. So werden z. B. Last-Minute Tickets oder Fahrten zu unausgelasteten Zeitpunkten verbilligt angeboten.

Auch im Stromsektor treten Engpässe auf. In diesem Fall werden die Erzeuger, die aufgefordert werden, ihre Kraftwerksleistung zu erhöhen bzw. zu verringern, vom Netzbetreiber weitgehend entschädigt. Dadurch bleibt die einheitliche Preisregion bestehen und es wird überspielt, dass sich ohne das Redispatching ein Preisunterschied in den durch den Engpass getrennten Regionen ergeben würde. In der hoch geregelten Region ist der Preis somit zu niedrig und in der Region, in der Kraftwerke heruntergefahren werden mussten, ist er zu hoch, um effiziente Allokationen im Fall von auftretenden Knappheiten zu stimulieren. Langfristig führt dieser fehlende Anreiz somit auch zu Fehlallokationen in der Standortwahl von Kraftwerksbetreibern, die eingehend beschrieben wurden.¹¹⁸ Aus ökonomischer Sicht kann ein Engpass daher als Resultat einer ineffizienten Allokation im Falle von knappen Kapazitäten verstanden werden.¹¹⁹

Genau an diesem Punkt setzt die Idee des Market Splittings, auch Zonal Pricing genannt, an. Der Markt wird hierbei in verschiedene Gebotszonen - mindestens zwei - aufgeteilt. Unter einer Gebotszone versteht man „ein Netzgebiet innerhalb dessen Marktteilnehmer im Energiehandel ihre Gebote auf Day-Ahead-, Intraday- oder auf Basis längerfristiger Zeitrahmen eingeben“.¹²⁰ In jeder dieser Handelszonen ergibt sich über eine Börsenauktion ein Gleichgewichtspreis, der wie im momentanen System über das Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage bestimmt wird.

Zur Vereinfachung sei zunächst die Aufteilung des Handelsgebiet in zwei Preiszonen angenommen. Wenn im Netzbereich unbegrenzte bzw. ausreichende Kapazität vorliegt, würde sich nun durch die Einrichtung einer „Grenzkuppelstelle“ zwischen den Märkten ein einheitlicher Handelspreis einstellen. In diesem Fall würden die Nachfrage- und Angebotsfunktionen der beiden Zonen aggregiert werden. Es ergibt sich somit ein Preis, der dem einer integrierten Handelszone entspricht. Die angebotene Menge wird entsprechend der Nachfrage in beiden Zonen aufgeteilt. Diese Aufteilung kann durch ein unabhängiges Handels- oder Auktionsbüro erfolgen.

Liegt jedoch ein Engpass (Kapazitätsbeschränkung) vor, stellt sich kein gemeinsamer Marktpreis ein. Dies soll an Abbildung 4.1 erklärt werden. D_A und D_B stellen hier die Nachfragefunktionen in den Märkten A und B dar. Jene sind aus Gründen der Einfachheit gleich gehalten, wohingegen sich die Angebotsfunktionen auf den beiden Märkten unterscheiden, da die Grenzkosten der Produktion in B höher liegen als in A. Dadurch kommt in Region B bei der Markträumung ein höherer Preis zustande als in Region A. Die Märkte sind durch einen Engpass getrennt, d.h. der Handel kann nur begrenzt zwischen den beiden Regionen erfolgen. Die Übertragungskapazität ist in dem aufgeführten Bei-

¹¹⁸Vgl. Monopolkommission (2009), S. 163-164

¹¹⁹Vgl. Haucap, Pagel (2014), S. 7

¹²⁰Vgl. Frontier economics, Consentec (2011), S. 14

spiel auf C MW begrenzt. Produzenten der Region A können daher nur im Umfang von C MW in Region B exportieren. Dadurch wird die Nachfrage in B auch nur um die entsprechende Übertragungskapazität verschoben und der Preis senkt sich auf p_B^* . In Region A erfolgt dieser Marktmechanismus folglich analog, so dass die Preis- und Mengendifferenz zwischen den Regionen zwar minimiert wird, durch den Engpass jedoch bestehen bleibt. Die Preisdifferenz zwischen den Märkten signalisiert somit die Existenz sowie den Grad des Engpasses und die Kosten der Netznutzung werden über die Preisdifferenz auf die Akteure verteilt.¹²¹

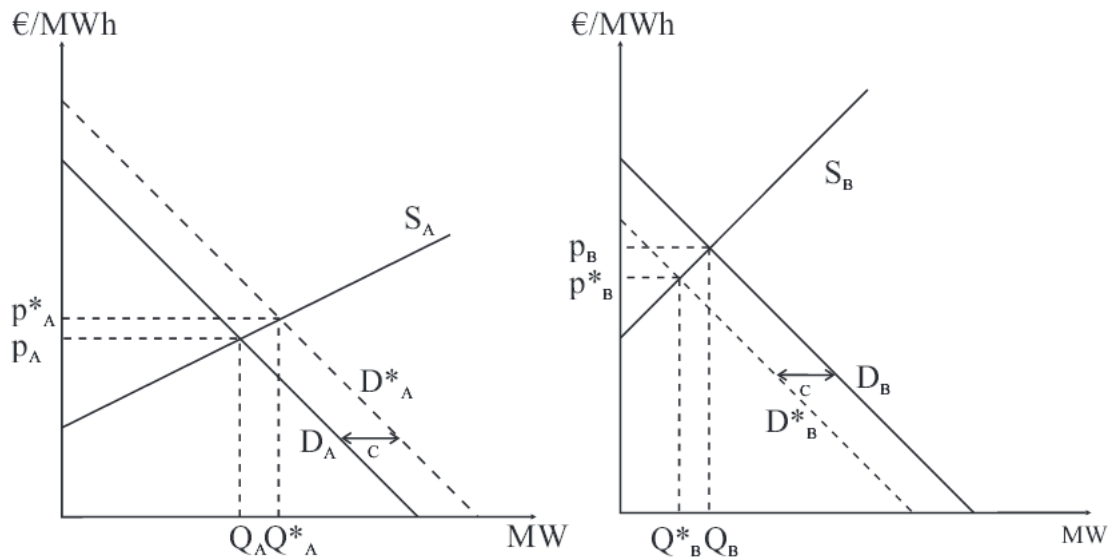


Abbildung 4.1: Market Splitting bei beschränkter Übertragungskapazität

Beim Market Splitting handelt es sich um eine implizite Auktion. Jene zeichnet sich dadurch aus, dass der Markt für Kapazitäten gleichzeitig mit dem Spotmarkt geräumt wird. Es kann daher auch von einer Einpreisung der Netzrestriktionen in den Marktpreis für Strom gesprochen werden.¹²²

In einem ersten Schritt wird, wie beschrieben, die Nachfrage durch die günstigsten Erzeuger befriedigt (Merit Order) und erst in einem zweiten Schritt wird die Exportmenge festgelegt. Nachdem die oben beschriebene Preisdifferenz zwischen den Handelszonen und somit die bestehenden Kapazitätsengpässe durch den Markt offen gelegt wurden, vergibt eine unabhängige Institution (Independent System Operator) die Kapazitäten. So wird durch die entstehenden Preise sowohl die Knappheit von Kapazität als auch von Erzeugung offen gelegt und die Kosten, die durch Engpässe entstehen, eingepreist.¹²³ Durch die Einpreisung der Kosten des Engpasses durch die implizite Auktion wird eine Rente generiert. Jene entsteht dadurch, dass die Anbieter in den Zonen, in denen ein Überschuss an Angebot besteht nicht den Preis erhalten, der sich durch den Handel mit einer Defizitregion ergibt, sondern den markträumenden Preis, der sich vor dem Handel ergibt. Es handelt sich hierbei bei Bestehen eines Engpasses um einen geringeren Preis, der unabhängig vom Angebot in den anderen Zonen ermittelt wurde. In Abb. 4.1 sind dies die Erlöse, die sich aus dem Export von C MW in Region A ergeben. Die unabhängige Aukti-

¹²¹Abbildung und Abschnitt folgen Dieckmann (2008), S. 101-102

¹²²Vgl. Wawer (2007), S. 113

¹²³Vgl. Dieckmann (2008), S. 94

onsinstitution erhält für den Export den Preis p_B^* , muss die Produzenten in A jedoch nur mit p_A^* entlohnen. Es kann festgelegt werden, dass diese Einnahmen zweckgebunden z. B. für Netzinvestitionen verwendet werden. Durch die zweckgebundene Investition würden im Optimalfall die Netzengpässe durch Ausbau beseitigt werden, die die gravierendsten Kosten verursachen.¹²⁴

Die inkongruenten Preise können kurzfristig dafür sorgen, dass teure Kraftwerke, wie z. B. Gaskraftwerke, die bei Bestehen einer einheitlichen Preiszone nicht wirtschaftlich betrieben werden könnten, in Defizitregionen weiterhin wirtschaftlich betrieben werden können. Im Optimum sorgen die Anreize in der langen Frist dafür, dass die Allokation von Kraftwerken bedarfsgerecht erfolgt und der Netzausbau dadurch auf ein Minimum reduziert wird.¹²⁵

Eines der wichtigsten Argumente für das Market Splitting ist die marktbasiertere Reaktion auf das Vorliegen von Engpässen. Durch die Bewirtschaftung der Ungleichgewichte im Netz ergibt sich eine höhere Effizienz des Kraftwerkseinsatzes im Vergleich zum Redispatching. Grund dafür ist, dass hier auch kurzfristige Faktorpreisänderungen bei der Gebotsabgabe berücksichtigt werden.¹²⁶

Die Einteilung des Marktgebietes in Gebotszonen ist einer der kritischen Punkte der Option des Market Splittings. Diese Aufteilung kann zu fixen Zonen führen oder jene flexibel ausgestalten; d.h. eine Trennung des Marktgebietes erfolgt dann anhand auftretender Engpässe. Bei einer fixen Einteilung können sich jedoch weiterhin zoneninterne Engpässe ergeben, wodurch erneut Redispatching-Maßnahmen innerhalb der Gebotszone nötig wären. Daher werden Übertragungskapazitäten erst bei einer flexiblen Aufteilung optimal genutzt. Bei jener Art der Einteilung wird der Markt erst ohne die Berücksichtigung jeglicher Kapazitätsbeschränkung geräumt. Ergeben sich als Folge dieses Vorgehens Engpässe im System, da die Nachfrage nach Netzübertragung das Angebot übersteigt, wird der Markt in zwei Preiszonen geteilt. Getrennt sind jene durch die „verstopfte“ Übertragungsleitung.¹²⁷ Um die Zonen effizient aufteilen zu können müssen jedoch die tatsächlichen Stromflüsse als Grundlage genommen werden, da ansonsten die Kapazitätsausnutzung nicht vollständig ausgereizt wird. Ein engmaschiges Netz wie das deutsche kann hier leicht zu einer gewissen Willkür in der Zoneneinteilung führen. Des Weiteren führt die flexible Einteilung der Zonen zu einer unsicheren Komponente für die Investoren und erhöht deren Investitionsrisiko.¹²⁸

Diese Probleme treten beim Nodal Pricing nicht auf. Hierbei handelt es sich um eine Extremform des Market Splittings, da hier jeder Netzknoten im System eine eigene Gebotszone darstellt. Der Markt wird also nicht in zwei oder drei Zonen aufgeteilt sondern in so viele wie sich Umschlagpunkte im Netzsystem befinden. So kann man hier von einem

¹²⁴Vgl. Heuterkes, Janssen (2008), S. 100-101 und Dieckmann (2008), S. 100-102

¹²⁵Vgl. Löschel (2013), S. 19

¹²⁶Vgl. Frontier Economics, Consentec (2008), S. 51

¹²⁷Vgl. Eßer-Frey (2012), S. 36

¹²⁸Vgl. Wawer (2007), S. 114

Market Splitting mit kleinstmöglichen Zonen sprechen. An jedem Punkt wird über Angebot und Nachfrage ein individueller Preis ermittelt - ein sogenannter Locational Market Preis (LMP). Dieser Preis spiegelt sowohl den Wert der Erzeugung als auch die Kosten der Netznutzung wider.¹²⁹

In einem Markt, in dem keine Kapazitätseinschränkungen bestehen, würde sich auch im Fall von Nodal Pricing ein Einheitspreis einstellen und die Nachfrage würde gemäß der anfangs beschriebenen Merit Order bedient werden. Wenn jedoch ein Engpass den Fluss der Energie vom billigsten Kraftwerk zum Entnahmepunkt verhindert, muss die Nachfrage durch ein möglicherweise teureres Kraftwerk befriedigt werden. Dieser „Dispatch“ führt damit zu einer Preisvariation zwischen den Netzknotenpunkten. Da die Energie in einem Netzsystem meist nicht von A nach B fließt, sondern sogenannte „Loops“ (Ringflüsse) auftreten, können durch einen Engpass im System die LMPs im gesamten Netz divergieren. Dieses Phänomen soll in einem 3-Knoten Netzsystem (siehe Abbildung 4.2) beispielhaft erklärt werden.

Einfachheitshalber soll angenommen werden, dass die Netzknoten genau gleich weit voneinander entfernt sind. An Knoten 1 und 2 sind Kraftwerke (KW) angeschlossen, während an Knoten 3 eine Entnahmeenergie von 350 MW nachgefragt wird. Die Kraftwerke weisen differierende Grenzkosten auf; das Kraftwerk am Netzknoten 1 kann zu Grenzkosten von 10 €/MW während jenes am Netzknoten 2 Grenzkosten von 30 €/MW aufweist.¹³⁰

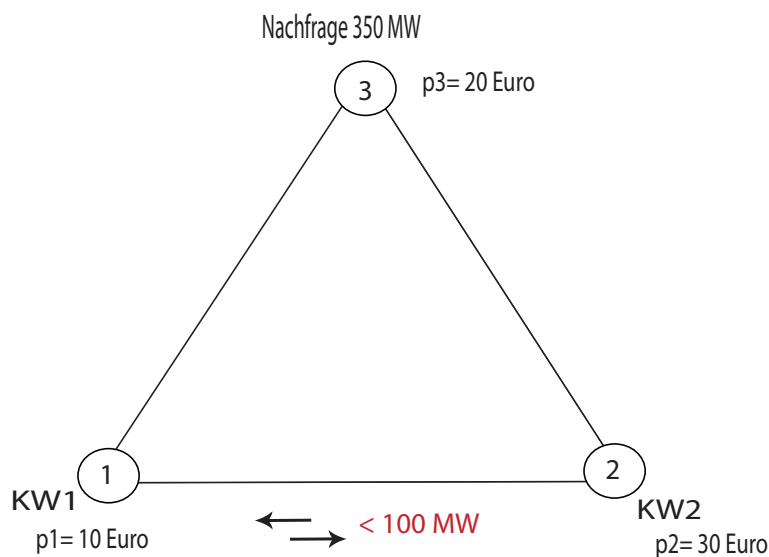


Abbildung 4.2: Knotenpreise bei Engpass

Betrachtet man den Stromfluss von Knotenpunkt 1 zu 3 würden nach der Kirchhoffschen Regel, einem physikalischen Gesetz, 2/3 der Energie den direkten Weg von Knoten 1 zu 3 wählen und 1/3 den Umweg über 2.¹³¹ Wenn man nun davon ausgeht, dass im beschriebenen Netz keine Beschränkungen vorliegen, würde KW_1 die gesamte Nachfrage von 350 MW bedienen. In diesem Fall würde sich an allen Netzknoten ein Preis von 10 €/MW einstellen. Da aber die Netzkapazität zwischen Knoten 1 und 2 nur 100 MW beträgt, statt

¹²⁹Vgl. Dieckmann (2008), S. 94

¹³⁰Dieser Abschnitt folgt Frontier Economics (2008), S. 11-13

¹³¹doppelter Widerstand durch doppelte Strecke

den benötigten 116 MW¹³², muss auch das teurere Kraftwerk zum Angebot beitragen, um die gesamte Nachfrage zu befriedigen.

Wird nun die Produktion in KW_2 um 1 MW erhöht, hat dies einen entlastenden Effekt auf die Kapazität der Leitung zwischen 1 und 2: Da sich entgegengesetzte Stromflüsse aufheben, kann in K_1 ebenso 1 MW mehr produziert werden. So führt in aufgeführtem Fall eine marginale Erhöhung der Nachfrage in 3 zu einer gleichen Erhöhung der Erzeugungsmenge in den beiden Kraftwerken.¹³³ Diese Tatsache führt dazu, dass der lokale Preis im Netzknoten 3 dem gleichgewichtigen Durchschnitt der Knotenpreise aus den Knoten 1 und 2 entspricht. Es ergibt sich im Beispiel somit ein Preis von 20 €/MW für die Nachfrager im Netzknoten 3. Überträgt man das Beispiel auf ein größeres Netzsystem, ergibt sich das gleiche Phänomen, so dass davon ausgegangen werden kann, dass auch eine einzige Kapazitätsbeschränkung in einem Netzsystem zu divergierenden, lokalen Preisen im gesamten Netzwerk führen kann.¹³⁴

Daraus ergibt sich die Regel, dass jeder strukturelle Engpass im System zu einer Preisdepression in Gegenden führt, in denen das Angebot die Nachfrage übersteigt und eine Preiserhöhung in jenen in welchen die Nachfrage dominiert. Somit wird hier dem Kraftwerksbetrieb, der sich in der Nähe unbefriedigter Nachfrage befindet, ein höherer Wert zugesprochen.

In der Theorie stimulieren die LMPs damit möglichst exakte Anreize für die Erzeuger, alle Kosten (Kapazitäten, Transport und Standortgüte) in ihr Entscheidungskalkül bei der Standortwahl miteinzubeziehen. Die bereits installierten Kapazitäten werden berücksichtigt und effizient genutzt. Man kann sie also als perfekte Standortsignale der kurzen Frist bezeichnen.¹³⁵ Eine Simulation der Auswirkungen einer Einführung des Nodal-Preis-Systems im europäischen Binnenmarkt des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) ergab, dass aufgrund einer effizienteren Nutzung des Netzes 30 % mehr Energie in der Region transportiert werden könnten. Des Weiteren werden Einsparungen von bis zu 2 Mrd. € jährlich bei Brennstoffkosten und Emissionsrechten prognostiziert.¹³⁶ Diese Erwartungen entsprechen den Erfahrungen in den USA, die in Teilen des Netzgebietes ein System von Nodalpreisen etabliert haben.¹³⁷

Der Ansatz des Market Splittings wie auch dessen Extremform, das Nodal Pricing, verfolgt zwei ökonomische Ziele gleichzeitig: Einerseits soll die Nachfrage nach Energie durch die kostengünstigsten Erzeuger befriedigt werden, andererseits sollen die unmittelbaren Strompreise an jedem Systempunkt bzw. in jeder Zone so abgebildet werden, dass sie die unmittelbaren Grenzkosten widerspiegeln, eine Einheit Ladung an eben jenem Punkt in der kurzen Frist zu liefern.¹³⁸

Dadurch ergibt sich der Effekt, dass Strom an unterschiedlichen Punkten im Netz auch

¹³² 116 MW machen 1/3 der Nachfrage (350 MW) aus

¹³³ wird 1 MW mehr nachgefragt, produzieren beide Kraftwerke 0.5 MW mehr

¹³⁴ Abschnitt und Grafik folgen Frontier Economics (2008), S. 11-13

¹³⁵ Vgl. Leuthold (2008), S. 27

¹³⁶ Vgl. Neuhoff (2011), S. 8

¹³⁷ Vgl. Monopolkommission (2013), S. 178

¹³⁸ Vgl. Frontier Economics (2008), S. 11

unterschiedlich bewertet wird. Die unterschiedlichen Preise zwingen die Netznutzer auch, die Kosten des Netzausbaus in ihr Entscheidungskalkül zu internalisieren. Fraglich ist, ob das kurzfristige und auch volatile Signal, das von den Großhandelspreisen ausgeht, in der Praxis von den Netznutzern Beachtung finden würde. Auf diesen Punkt wird in Abschnitt 4.3 näher eingegangen werden.

4.2 Ausdifferenzierung der Netzentgelte

Ein Ansatz, welcher für längerfristige Anreize sorgen könnte, ist ein System von geographisch differenzierte Entry- bzw. Exittarife. Die Differenzierung der Netzentgelte soll bei dieser Maßnahme aus ökonomischer Sicht die Kosten widerspiegeln, die sich im System bei einer zusätzlichen Einspeisung (bzw. Entnahme) ergeben. Daher sollten die Netzentgelte gerade den langfristigen Grenzkosten des Netzausbaus entsprechen. Ein Konzept, das hier häufig anstelle der Grenzkosten angewandt wird, ist das der Inkrementalkosten. Jene sind definiert als der Anstieg der Kosten, der nötig ist, um eine langfristig ansteigende Nachfrage nach Netzinfrastuktur zu decken.¹³⁹ Im Unterschied zu den Grenzkosten bezeichnen die Inkrementalkosten damit nicht nur die Steigung der Kostenkurve, sondern umfassen zusätzlich die Fixkosten der Produktion. Diese Bestimmung wirft die Frage auf wie hoch die Zusatzkosten sind, die bei der Produktion von Gut y^n entstehen, bei gegebenem Outputniveau y^* . Oder auch: Gegeben sei das Outputniveau y^* , welche Kosten werden eingespart, wenn die Produktion von y^n unterbleibt. Man kann daher auch von einer „Zuwachskostenmethode“ sprechen.¹⁴⁰

Die Tarife werden ex-ante festgelegt und lassen somit offen, ob eine Lastverschiebung stattfindet oder nicht. Im Idealfall wären die Tarife so zu wählen, dass die geographische Differenzierung die Kosten der Netzinanspruchnahme an jenem Punkt widerspiegelt und dadurch bewirkt, dass die Netznutzer ihre Standortentscheidung unter Beachtung dieser Kosten fällen. So ergibt sich an Standorten, an denen kein Netzausbau durch eine Kraftwerksansiedlung erforderlich wird, ein geringerer Tarif und somit ein Wettbewerbsvorteil im Vergleich zu Standorten, die Netzausbau bedingen. Eine Lastverschiebung von Kraftwerken oder Endverbrauchern vollzieht sich jedoch nur, wenn dies kostengünstiger als der Transport von Strom ist.¹⁴¹

Aus ökonomischer Perspektive geht es bei der Ausdifferenzierung der Tarife nicht darum, wer die Kosten trägt, sondern dass alle Kosten internalisiert werden. Sowohl die ins Netz einspeisenden Erzeuger als auch die ausspeisenden Endkunden können theoretisch, bezüglich ihrer Standortwahl, belastet oder belohnt werden.¹⁴²

In der Praxis zeigt sich jedoch (vgl. Abschnitt 3.2.1), dass die Endverbraucher in Deutschland kaum auf eine Differenzierung reagieren würden, daher scheint es sinnvoll, auch die Stromerzeuger partiell an den Netzentgelten zu beteiligen. Um eine Allokationswirkung zu generieren, kann der Anteil, den die Anlagenbetreiber an den Netzentgelten tragen

¹³⁹Vgl. Ortega et al (2008), S. 1715

¹⁴⁰Vgl. Borszcz (2003), S. 105-106

¹⁴¹Frontier Economics, Consentec (2008), S. 58

¹⁴²Vgl. BET Aachen (2002), S. 44

(G-Komponente) ebenso regional differenziert werden wie der Anteil, den die Endverbraucher tragen (L-Komponente).¹⁴³ Statt nach verschiedenen Kostentragungs-Komponenten zu unterscheiden, kann vor diesem Hintergrund auch von einem „Bonus-/Malus-System“ gesprochen werden.¹⁴⁴

Eine exakte Bestimmung der Entgelthöhe scheint bei der Differenzierung wichtig: Wenn die Tarife zu hoch ausfallen, kann es vorkommen, dass bereits installierte Kapazitäten nicht mehr ausgelastet werden. Da die langfristigen Grenzkosten in der Praxis jedoch nur hinreichend bekannt sein können, wird eine Simulation der Tarife mit den heute absehbaren Kosten der Anpassung durchgeführt. Es ergibt sich die Schwierigkeit den Tarif bei zu hoher/niedriger Wahl anzupassen, ohne dass die Verlässlichkeit des Preissignals für die Netznutzer determiniert wird. Doch auch wenn der Tarif nachträglich angepasst werden muss, tendiert er durch eben jene Anpassung im Optimalfall langfristig zu dem Preis, der sich auch im Gleichgewicht ergeben würde. Können die Netznutzer diese tendenzielle Entwicklung vorhersehen, kommt es nicht zwingend zu falschen Anreizen durch zu hohe oder niedrige Tarife.¹⁴⁵

In Deutschland ergibt sich der Fall, dass Last und Erzeugung, trotz regionaler Unterschiede, nahe beieinander liegen. Dies fällt vor allem im Vergleich zu den skandinavischen Ländern oder den USA auf. Für den Fall der geographischen Differenzierung der Netzentgelte ist es daher von Nöten eine größtmögliche Detaillierung anzustreben, um durch das Bonus-/Malus-System Standortsignale zu stimulieren. Die Zusammenfassung einzelner Netzknoten zu sogenannten „Netzzonen“ würde zu einem Mittelwert zwischen den Bonus-/Malus-Werten führen, die die Effizienz der Anreize schnell mindern würde.¹⁴⁶

In der theoretischen Betrachtung ist die so gestaltete Ausdifferenzierung der Netzentgelte durchaus ein Mittel die Externalitäten der Standortwahl den Netznutzern anzulasten und damit zu internalisieren.¹⁴⁷ Dennoch muss man beachten, dass bei dieser Handlungsoption die Ausgestaltung der Differenzierung nur auf Schätzungen beruht. Werden die regional differenzierten Tarife zum Beispiel durch eine Institution wie die BNetzA geschätzt, so haben die Kraftwerksbetreiber, die sich schon im Markt befinden ein klares Motiv die Entscheidenden dahingehend zu beeinflussen, dass der Tarif in ihrer Region möglichst niedrig gewählt wird. Es müssen des Weiteren viele Annahmen und Schätzungen getroffen werden, die dazu führen können, dass eine unabhängige Institution die Methode nicht objektiv überprüfen kann.

Die geographische Entgeltendifferenzierung erfolgt, trotz der angesprochenen Unsicherheiten, schon in einigen europäischen Ländern. Um einen tieferen Einblick in eine mögliche praktische Umsetzung der regionalen Differenzierung zu gewinnen, soll hier beispielhaft der Fall des Stromnetzes in Großbritannien betrachtet werden.

¹⁴³Vgl. Steger, Adamczyk (2008), S. 153

¹⁴⁴Vgl. BET Aachen (2002), S. 44

¹⁴⁵Dieser Abschnitt folgt Frontier Economics, Consentec (2008), S. 58-60

¹⁴⁶Vgl. BET Aachen (2002), S. 44

¹⁴⁷Vgl. Monopolkommission (2013), S. 180

Exkurs - Netzentgeltdifferenzierung Großbritannien

In Großbritannien ergibt sich, ähnlich wie in Deutschland, ein Nord-Süd Gefälle zwischen Last- und Erzeugungsstandorten. Anders als in Deutschland werden die Netzentgelte jedoch sowohl von den Endverbrauchern als auch von den Erzeugern erhoben. Man kann hierbei drei Entgeltkomponenten unterscheiden:

- Netzanschlusskosten, die wie in Deutschland individuell erhoben werden
- Transport Network Use of System (TNUoS): Entgelte für die Kosten, die durch die Infrastruktur und die Nutzung derselben entstehen
- Balancing Services Use of system (BSUoS): Entgelte, die die Kosten für Lastschwankungen im System ausgleichen sollen

Von jenen drei Entgeltkomponenten unterliegen nur die TNUoS einer geographischen Differenzierung.¹⁴⁸ Jene erfolgt sowohl auf Seiten der Ein- als auch auf Seiten der Ausspeiser, wobei die Endverbraucher 73 % der Kosten und die Erzeuger 27 % der Kosten tragen.¹⁴⁹ Es handelt sich hierbei um reine Leistungspreise, die zumindest auf ein Jahr fixiert sind und deren Kalkulation auf der Simulation eines Gleichstromlastfluss-Modells basiert. Das Modell ermittelt die differenzierten Entgelte auf Grundlage der Kosten, die sich durch eine zusätzliche Netzbelastung bzw. -entlastung im System für jeden Anschlusspunkt ergeben. Jene werden anschließend zu 27 Zonen auf Seiten der Erzeuger und 14 Zonen auf Seiten der Endverbraucher zusammengefasst.¹⁵⁰

Es lässt sich dabei feststellen, dass die Netzentgelte für die Entnahmeseite ausschließlich positiv sind, während die Einspeisetarife sowohl positiv als auch negativ sein können. Die negative Tarifierung kann mit einer Subventionierung für Kraftwerke an bestimmten Standorten gleichgesetzt werden.¹⁵¹ Gesamt gesehen ergeben sich Netznutzungstarife, die die Kosten des Netzausbaus, die auch durch das Nord-Süd-Gefälle zwischen Angebot und Nachfrage entstehen, zu internalisieren versuchen.

Zunächst ist festzuhalten, dass sich die Struktur des Strommarktes Großbritanniens stark von der des deutschen Marktes unterscheidet. So sind in Großbritannien u.a. Transporte über längere Distanzen erforderlich, wodurch die Übertragungsfunktion des Netzes in den Vordergrund rückt. Kostentreiber in diesem System ist eben der Transport von Nord nach Süd. Durch die zonal variierenden Netzentgelte, wird ein Anreiz stimuliert, Langstreckentransporte zu vermeiden. Daher werden auch durch die Mittelwertbildung, durch die mehrere Netzknotenpunkte zu Zonen zusammengefasst werden, die Anreize nicht kontrahiert. In Deutschland steht hingegen noch die Verteilungsfunktion des Netzes an erster Stelle. Effiziente Allokationssignale können hier nur gesetzt werden, indem eine möglichst detailierte geographische Differenzierung zwischen den verschiedenen Netzknoten erfolgt.¹⁵²

¹⁴⁸Vgl. Frontier Economics, Consentec (2008), S. 64

¹⁴⁹Vgl. Saguan et al (2011), S. 14

¹⁵⁰Vgl. National Grid (2014)

¹⁵¹Dieser Abschnitt folgt Frontier Economics, Consentec (2008), S. 64-66

¹⁵²Vgl. BET Aachen (2002), S. 40

4.3 Vergleichende wirtschaftspolitische Einordnung

Nachdem nun die Ausdifferenzierung der Netzentgelte sowie das Market Splitting aus theoretischer Perspektive analysiert wurden, lassen sich die beiden Optionen vergleichend gegenüberstellen. In diesem Vergleich sollen auch Probleme und Schwierigkeiten betrachtet werden, die sich bei der Implementierung der Optionen im deutschen Strommarkt ergeben können.

Es kann festgehalten werden, dass die Frage, ob es einer Regulierungsänderung bedarf um Anreize für Kraftwerksbetreiber zu schaffen, die Netzausbaukosten in ihr Entscheidungskalkül bei der Standortwahl miteinzubeziehen, positiv beantwortet werden kann. Die aktuell im Strommarkt geltende Regelung der umlagefinanzierten Netzentgelte sorgt nicht dafür, dass Investoren bzw. Produzenten in ihrer Standortwahl berücksichtigen, wo Elektrizität tatsächlich benötigt wird. Es wurde anhand von Abschnitt 4.1 und 4.2 gezeigt, dass unverzerrte Preissignale eine Möglichkeit sind, die Standortentscheidung effizienter auszugestalten.

Im folgenden Kapitel sollen die Handlungsoptionen nun anhand der wirtschaftspolitischen Zielsetzungen Produktionseffizienz und Wettbewerbsintensität verglichen werden. Da die identifizierten Zielsetzungen in ihrer zeitlichen Dimension unterschieden werden können, lassen sich so vereinfacht vier Komplexe identifizieren, anhand der die praktische Einführung der Maßnahmen betrachtet werden kann.¹⁵³ Diese sind in Abbildung 4.3 dargestellt.

	Statisch (kurzfristig)	Dynamisch (langfristig)
Produktions- effizienz	Allokation bestehender Kapazitäten	Standortwahl und Netzausbau- investitionen
Wettbewerbs- intensität	Marktliquidität und Marktmacht	Marktzutritt

Abbildung 4.3: Wirtschaftspolitische Einordnung in Themenfelder¹⁵⁴

Für die Bewertung der Handlungsoptionen zur Koordinationsproblematik im Stromsektor ergeben sich die in Abbildung 4.3 aufgeführten Themenfelder. Auf jene soll kurz eingegangen werden: Die Produktionseffizienz erfordert in der kurzen Frist, dass die vorhandenen

¹⁵³Vgl. Höfler (2009), S. 86

¹⁵⁴Grafik in Anlehnung an Höfler (2009), S. 86

Übertragungs- und Erzeugungskapazitäten so verteilt werden, dass die Merit Order der Erzeugungsanlagen eingehalten wird; d.h. dass die günstigsten Anbieter von Energie bei der Befriedigung der Nachfrage im Fall von begrenzten Übertragungskapazitäten den Vorrang bekommen.¹⁵⁵

In der langen Frist müssen einerseits Erzeuger ihren Standort unter Beachtung der Kosten, die sie im Netzausbau verursachen, wählen, andererseits muss das Netz so ausgebaut werden, dass auch günstige neue Stromanbieter in das Netz einspeisen können.¹⁵⁶

Um zu gewährleisten, dass eine kostengünstige Energieversorgung überhaupt möglich ist, ist ein gewisser Wettbewerbsdruck nötig, der für kostengünstige Angebote der Erzeugerseite sorgt. Dafür ist es notwendig, dass der Markt hinreichend liquide ist, um Marktmacht und strategisches Verhalten der Anbieter zu vermeiden ohne gleichzeitig Preise regulieren zu müssen. In der langen Frist muss auch neuen Wettbewerbern der Zutritt zum Wettbewerb möglich sein.¹⁵⁷ Im Folgenden sollen die besprochenen Handlungsoptionen anhand der vier identifizierten wirtschaftspolitischen Ziele verglichen werden.

4.3.1 Allokation bestehender Kapazitäten

Die Maßnahmen unterscheiden sich in ihrer kurzfristigen Produktionseffizienz, da sie die Kosten des Netzausbaus auf unterschiedliche Art und Weise den Verursachern anzulasten versuchen; Während die differenzierten Netzentgelte die Kosten der Netzinanspruchnahme an verschiedenen Punkten zu schätzen versuchen, um diese den Netznutzern anzulasten, handelt es sich beim Market Splitting um eine marktbasierende Internalisierung der Netzkosten in den Börsenstrompreis. Bei der Ausdifferenzierung der Netzentgelte ergeben sich daher in der Praxis Probleme der effizienten Netzentgelt-Bestimmung, die dazu führen können, dass Übertragungskapazitäten kurzfristig nicht optimal genutzt werden. Es kann dadurch, wie beim aktuell praktizierten Redispatching, zu Abweichungen von der Merit Order kommen.

Demgegenüber haben implizite Auktionen wie das Market Splitting, den Vorteil, dass Kapazitäts- und Erzeugungsmarkt gleichzeitig geräumt werden und dadurch physische Fehllieferungen vermieden werden. Beim Market Splitting ist dies nur der Fall, wenn von einer flexiblen Einteilung der Zonengrenzen ausgegangen wird.

Das Nodal Pricing kann in Bezug auf die Allokation bestehender Kapazitäten als optimales Verfahren bezeichnet werden, um zeitgleich knappe Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten effizient zu verteilen. Hierbei setzen die ortsgebundenen Preise Anreize zur effizienten Standortwahl. Auch indirekte Effekte, die aufgrund neuer Last- oder Ringflüsse entstehen können, spiegeln sich in den Preisen wider.

4.3.2 Standortwahl und Netzausbauinvestitionen

Die effiziente Koordination von Netzausbau und Standortentscheidungen der Netznutzer hängen in der langen Frist maßgeblich von der Wirksamkeit der Preissignale ab.

¹⁵⁵Vgl. Höffler (2009), S. 86

¹⁵⁶ebenda

¹⁵⁷ebenda

Während beim Market Splitting die unterschiedlichen Strompreise in den Marktregionen den Netznutzern Anlass dazu geben, die Kosten des Netzausbaus in ihre Standortüberlegung miteinzubeziehen, leisten dies bei der Ausdifferenzierung der Netzentgelte die Entgelte selbst. Dadurch ergeben sich Unterschiede zwischen den Optionen, vor allem bezüglich der Verlässlichkeit der Preissignale und deren Volatilität.

Die geographische Ausdifferenzierung der Netzentgelte weist eine relativ langfristige Verlässlichkeit des Entgelttarifs auf. So können, wie z. B. in Großbritannien praktiziert, die Tarife über einen längeren Zeitraum fixiert werden. Zwar hat dies den Nachteil, dass bei einer Fehleinschätzung der Kosten nicht nachjustiert werden kann, doch wissen die Investoren genau, welche Kosten sie bei der Standortplanung miteinbeziehen müssen.¹⁵⁸ Dennoch ergibt sich die diskutierte Herausforderung, die Tarife mittel- bis langfristig anzupassen, ohne die Wirksamkeit des Preissignals zu kontrahieren.

Die Preise auf dem Spotmarkt, die für die Anreizsetzung bei den impliziten Auktionen sorgen, führen zu einer geringeren Planungssicherheit auf Seiten der Investoren. Diese sind nicht ex-ante, wie die Entgeltkomponenten bekannt, sondern ergeben sich erst durch die Entscheidung der Netznutzer. Im Bezug auf die Strompreise erhöht die Planungsunsicherheit das Investitionsrisiko der Akteure.¹⁵⁹

Ein weiterer Faktor, der die Unsicherheit für die Investoren beim Market Splitting und Nodal Pricing vergrößert, ist die Volatilität des Preissignals auf dem Spotmarkt. Jene korreliert mit der Größe der Gebotszone. Es ist daher zu erwarten, dass sie beim Market Splitting höher ist als im heutigen Strommarkt. Am höchsten fällt sie demnach beim Nodal Pricing aus.¹⁶⁰ Abbildung 4.4 gibt einen Einblick, wie flexibel und schwankend die Preise auf dem Spotmarkt innerhalb eines Monats sind. Die Volatilität wirkt der Planungssicherheit der Investoren entgegen, da jene erst nach ihrer Entscheidung mit dem exakten Strompreis konfrontiert werden.

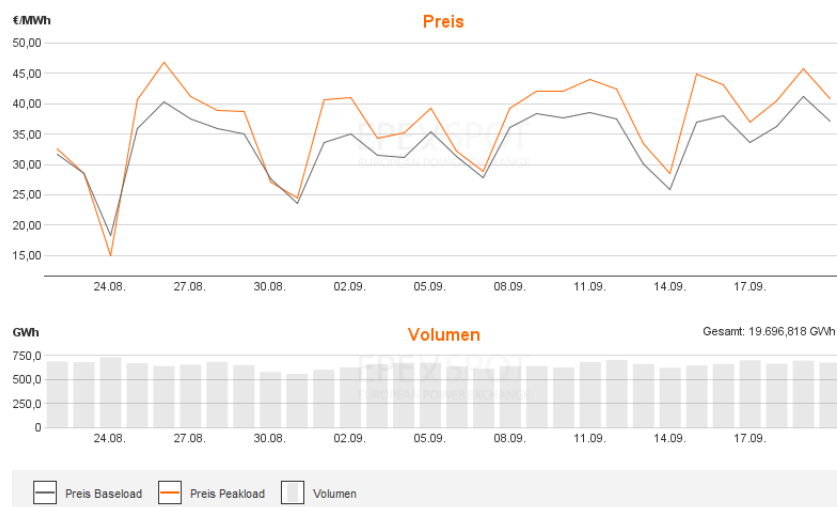


Abbildung 4.4: Preisvolatilität innerhalb eines Monats.¹⁶¹

¹⁵⁸Vgl. Frontier Economics, Consentec (2008), S. 58

¹⁵⁹Vgl. Haucap, Pagel (2014), S. 13

¹⁶⁰Vgl. Frontier Economics, Consentec (2011), S. 59

Preissignale zeigen in Investitionsentscheidungen vor allem Wirkung, wenn sie von langfristigen Charakter sind. Auch die periodische Verschiebung der Grenzen beim zonalen Market Splitting, je nachdem wo und wann ein Engpass im System besteht, wirkt daher der Planungssicherheit entgegen. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Preisprognosen bzw. Kostenkalkulationen für die Netznutzer beim Market Splitting und Nodal Pricing mit höherer Komplexität verbunden sind, als es bei der Ausdifferenzierung der Netzentgelte der Fall wäre.¹⁶² Daher kann den Preissignalen, die von den Netzentgelten ausgehen, eventuell eine höhere Wirksamkeit unterstellt werden. Ihre Effizienz ist jedoch sehr fragwürdig.

Eine Frage, die auch die Implikation der Handlungsoptionen nicht lösen kann, ist die des langfristig effizienten Netzausbaus. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es äußerst wichtig, in welchem Umfang und zu welchen Kosten die Infrastruktur ausgebaut wird.¹⁶³ Für das Market Splitting und das Nodal Pricing spricht in diesem Zusammenhang, dass die Einkommen aus den impliziten Auktionen zweckgebunden für den Ausbau eingesetzt werden können. Hierbei kann von einem robusten Mechanismus ausgegangen werden, da die Investitionen aufgrund transparenter Preissignale dort eingesetzt werden, wo die Engpässe im Netz am größten sind.¹⁶⁴ Die Ausdifferenzierung der Netzentgelte kann theoretisch auch zu einem effizienten, langfristigen Netzausbau führen. Jedoch sind die Annahmen, die zur Berechnung der Tarife aufgrund von langfristigen Grenzkosten getroffen werden müssen, nicht trivial und es kann dadurch leicht zu Fehleinschätzungen kommen, die einem effizienten Netzausbau entgegenwirken.¹⁶⁵

Es lässt sich daher festhalten, dass sich die Frage der langfristigen geographischen Kapazitätsentwicklung, die den effizienten Netzausbau maßgeblich bestimmt, nicht befriedigend durch die Handlungsoptionen beantworten lässt.

4.3.3 Marktliquidität und Marktmacht

Unter der Marktliquidität versteht man die „Fähigkeit, schnell ein physisches oder finanzielles Produkt zu kaufen oder zu verkaufen ohne eine signifikante Veränderung des Preises zu verursachen und ohne hohe Transaktionskosten“ einzugehen.¹⁶⁶ Ein Markt mit hoher Liquidität ist somit weniger anfällig für Marktmanipulation, fördert Markteintritte und sorgt dafür, dass den Marktteilnehmern ausreichend Geschäftspartner zur Auswahl stehen.¹⁶⁷

Während eine Umgestaltung der Netzentgelte, wie sie bei der Ausdifferenzierung angestrebt wird, die einheitliche Gebotszone in Deutschland beibehält, ist die Aufteilung des Marktes in multiple Gebotszonen das Hauptcharakteristikum des Market Splittings. Die

¹⁶¹Epex Spot (2014)

¹⁶²Vgl. Frontier Economics, Consentec (2011), S. 60

¹⁶³Vgl. Höfler (2009), S. 87

¹⁶⁴Vgl. Haucap, Pagel, S. 10

¹⁶⁵Frontier Economics, Consentec (2008), S. 68

¹⁶⁶Frontier Economics, Consentec (2011), S. 78

¹⁶⁷Vgl. ebenda

se Aufteilung verkleinert die Gebotszonen des Großhandelsmarktes und es stellt sich in diesem Zusammenhang die Frage, inwiefern dies Auswirkungen auf die Marktliquidität, Marktkonzentration sowie Machtstrukturen im Markt hat.

Kleinere Gebotszonen können zunächst dazu führen, dass die Liquidität auf dem Markt sinkt und dadurch die Funktionsfähigkeit des Marktes beeinträchtigt wird.¹⁶⁸ Das Argument, das hinter dieser Annahme steht, ist, dass ein Markt mit einer großen, einheitlichen Gebotszone viele Anbieter umfasst und sich dadurch ein liquider Markt herausbilden kann.

Generell ist der Wettbewerb entscheidend bestimmt von der Anzahl der konkurrierenden Akteure im Markt sowie den vorhandenen Kapazitäten. Bei Vorliegen vollständiger Konkurrenz wird ein Unternehmen, das Güter oder Leistungen über den eigenen Grenzkosten anbietet oder welche Kapazität zurückhält, von den Wettbewerbern aus dem Markt gedrängt. In kleineren Märkten steigt jedoch die Rente, die sich aus der Beeinflussung von Preisen und Mengen ergibt; wettbewerbsschädigendes Verhalten wird damit für die Akteure profitabler.¹⁶⁹

Da durch das Market Splitting die Marktkonzentration, die sich in den Gebotszonen ergibt, steigt, erhöht sich damit auch die Möglichkeit Marktmacht profitabel auszuüben. Unter der Ausübung von Marktmacht versteht man allgemein die „Fähigkeit [...] Preise profitabel über das Wettbewerbsniveau anzuheben“.¹⁷⁰ Es gibt zwei Optionen, durch welche Erzeuger am Großhandelsmarkt Einfluss nehmen können. Zum einen können jene ihre Erzeugungskapazität bewusst zurückhalten, obwohl jene geringere Grenzkosten aufweisen als der sich ergebende Marktpreis. Dieses Verhalten ist für einen Akteur dann profitabel, wenn der Grenzgewinn, den jener aus dem Verkauf der restlichen Erzeugungseinheiten erwirtschaften kann, höher ist als der Grenzverlust, der sich aus der Zurückhaltung ergibt. Zum anderen kann ein Unternehmen, das „pivotal“ ist, Gebotspreise für Erzeugungseinheiten erzielen, die über den jeweiligen Grenzkosten liegen. Ein Unternehmen ist aus wettbewerbsökonomischer Perspektive dann pivotal, wenn dessen Kapazitätseinheiten notwendig sind, um die Nachfrage zu bedienen. Je kleiner die Gebotszone und je näher die Gesamtnachfrage an der Gesamtkapazität liegt, desto eher wird ein Anbieter eine pivotale Stellung im Wettbewerb einnehmen.¹⁷¹ Es besteht daher durch kleinere Gebotszonen, wie sie beim Market Splitting entstehen, prinzipiell eine größere Möglichkeit, dass sich lokal Marktmacht herausbildet.¹⁷² Um ein abschließendes Urteil über die Gefahr der Herausbildung von Marktmacht zu fällen, müssen jedoch weitere Faktoren und die konkrete Ausgestaltung des Auktionsdesigns betrachtet werden.

Zwar handelt es sich auch beim Nodal Pricing um eine Form des Market Splittings, doch treffen oben genannte Argumente ausschließlich auf das zonale Market Splitting zu. Grund dafür ist vornehmlich, dass beim Market Splitting auch bilaterale Geschäfte

¹⁶⁸Vgl. Frontier Economics, Consentec(2008), S. 51

¹⁶⁹Vgl. Knieps (2007), S. 153-155

¹⁷⁰Vgl. Frontier Economics, Consentec (2011), S. 72

¹⁷¹Vgl. ebenda, S. 73-74

¹⁷²Vgl. ebenda

innerhalb einer Zone möglich und erlaubt sind. Der lokale Monopolist kann seinen Preis daher um die Preisdifferenz, die in der Zone vorherrscht, erhöhen, während die Nachfrageseite abhängig von den lokalen Angeboten ist.¹⁷³ Sollte es auch nur kurzfristig zu einer Marktmachtausübung in bestimmten Gebotszonen kommen, ist zu beachten, dass die geographischen Allokationssignale, die von der Handlungsoption ausgehen, hierdurch verzerrt werden und darunter die Produktionseffizienz in der langen, wie auch in der kurzen Frist leidet.¹⁷⁴

Um ein qualifiziertes Urteil dazu zu fällen, ob die Trennung beim Market Splitting zu einer geringeren Liquidität im Vergleich zum Status Quo der einheitlichen Gebotszone führt und damit die Konzentration der Marktmacht beeinflusst, muss jedoch auch die Ausgestaltung des Terminmarktes beachtet werden. Wird hier ein sogenannter System-Spotpreis etabliert, der sich aus den aggregierten Nachfrage- und Angebotsfunktion aller Zonen ergibt,¹⁷⁵ kann es dazu kommen, dass Termin- und Spotmarkt sich gegenseitig disziplinieren.¹⁷⁶ Des Weiteren müssten die Auswirkungen von Hedging-Instrumente, wie *Financial Transmission Rights* oder *Contracts for Differences* auf die Liquidität untersucht werden.¹⁷⁷

4.3.4 Marktzutritt

Um den Wettbewerb auch langfristig aufrecht zu erhalten, muss der Markteintritt für neue Wettbewerber möglich sein. Bei der Ausdifferenzierung der Netzentgelte, unterscheidet sich die Behandlung von alten und neuen Teilnehmern prinzipiell nicht. Es ist jedoch zu beachten, dass Zubau von Kraftwerken momentan vor allem im Norden zu erwarten ist, wo durch die Maßnahme wohl höhere Netzentgelte fällig werden. Die höheren Entgelte könnten den Eintritt neuer Wettbewerbsakteure daher verzögern oder sogar verhindern. Gleichzeitig können sich eventuell Mitnahmeeffekte für etablierte Akteure im Süden ergeben.¹⁷⁸

Auch eine Einführung des Market Splittings oder des Nodal Pricings wirkt sich prinzipiell nicht negativ auf den Markteintritt von potentiellen Wettbewerbern aus.¹⁷⁹ Kommt es jedoch langfristig bei sehr kleinen Gebotszonen zu einer Einschränkung der Liquidität, kann dies auch zu einer Erhöhung der Markteintrittsbarrieren führen.¹⁸⁰

Neben den hier betrachteten Merkmalen der Handlungsoptionen hängt die Praktikabilität wie auch die politische Durchsetzbarkeit von weiteren Aspekten wie z. B. den Verteilungseffekten, der Konformität mit dem europäischen Rechtsrahmen oder den Transformations- und Transaktionskosten ab.

¹⁷³Vgl. Harvey, Hogan (2000), S. 17-25

¹⁷⁴Vgl. Frontier Economics, Consentec (2008), S. 51

¹⁷⁵dies ist z. B. im Gebiet NordPool in Skandinavien der Fall

¹⁷⁶Vgl. Frontier Economics, Consentec (2011), S. 79

¹⁷⁷Für eine ausführliche Betrachtung der Instrumente vgl. Dieckmann (2008), S. 96-113

¹⁷⁸Vgl. Frontier Economics, Consentec (2008), S. 70

¹⁷⁹Vgl. Harvey, Hogan (2000), S. 4

¹⁸⁰Vgl. Frontier Economics, Consentec (2011), S. 78

Die betrachteten Aspekte machen deutlich, dass das sehr flexible Nodal Pricing unter dem Aspekt der kurzfristigen Produktionseffizienz eine deutliche Optimierung im Vergleich zum Status Quo der umlagefinanzierten, fixen Netzentgelte darstellt, gleichzeitig jedoch mit hohen Transformationskosten bei einer Einführung auf dem deutschen Markt verbunden wäre. Die Optionen des Market Splitting und der geographischen Ausdifferenzierung der Netzentgelte sind nur zwei spezifische Maßnahmen, die zwischen den beiden Extremen Nodal Pricing und umlagefinanzierten Netzentgelte liegen. Ob eine Einführung der Handlungsoptionen aus gesamtwirtschaftlicher Sicht im deutschen Markt vorteilhaft wäre, kann auf Grundlage der Arbeit nicht abschließend entschieden werden und bedarf weiterer Untersuchung.

5 Fazit

Die Arbeit sollte darlegen inwiefern eine Regulierungsänderung im Stromsektor nötig ist, um die Standortwahl von Kraftwerksbetreibern und Stromverbrauchern zu koordinieren und mögliche Handlungsoptionen zu analysieren.

Gegenstand der Arbeit war es daher zunächst, die Ineffizienzen aufzudecken, die im Netzausbau aufgrund der aktuellen Kosten- und Erlösverteilung entstehen. Es wurde gezeigt, dass die geographische Verteilung der Netznutzung aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht optimal ausgestaltet wird, da die Netznutzer Kosten, die sich in der Netztopographie ergeben, nicht in ihre Standortentscheidung miteinbeziehen.

Durch die vertikale Entflechtung der Wertschöpfungskette ergibt sich im Stromsektor eine Situation, in der alle beteiligten Akteure ihre Profite separat maximieren und dabei gegensätzliche Präferenzen in Bezug auf die Standortwahl aufeinandertreffen. Es wurde dargelegt, dass sich aufgrund der monopolistischen Struktur im Netzbereich eine gewisse Koordinierungskompetenz auf Seiten der Netznutzer ergibt. Jene sind weitgehend frei in ihrer Standortwahl und tragen nicht die Kosten, die bedingt durch ihre Entscheidung, im Netzausbau entstehen. Dadurch kann es zu Mehrkosten für die Gesellschaft kommen, die nicht entstehen würden, wenn die Netznutzer die Kosten des Netzausbaus in ihr Entscheidungskalkül bei der Standortwahl mit einbeziehen würden. Es kann daher von vorliegenden Ineffizienzen aufgrund von Externalitäten gesprochen werden.

In einem zweiten Schritt wurden mögliche Handlungsoptionen zur marktkonformen Ausgestaltung der Standortkoordination erörtert und skizziert, ob jene die Kosten des Netzausbaus auf Seiten der Verursacher internalisieren. Anreize zu einer effizienten Entscheidung können unter anderem Marktpreise stimulieren, die im Stromsektor jedoch durch die Regulierung der Netzstruktur nicht dieselbe Wirkung wie in einem perfekten Markt entwickeln können. Dennoch bietet es sich an, durch Einführung des Market Splittings oder geographisch differenzierte Netzentgelte preisliche Signale zu setzen, um die Netznutzer dazu zu bewegen die Netzausbaukosten bei ihrer Standortwahl zu berücksichtigen.

Der Vorteil der regional ausdifferenzierten Netzentgelte besteht darin, dass es sich hierbei nur um einen moderaten Eingriff in das Strommarktdesign handelt. Zudem setzen die Entgelte langfristige Preissignale, die dafür sorgen, dass ein sehr wirksames Standortsignal indiziert wird und den Investoren gleichzeitig ein hohes Maß an Planungssicherheit gewährt wird. Jedoch ist die Handlungsoption geprägt von der Schätzung der langfristigen Grenzkosten, die sich an den Netzknoten durch eine zusätzliche Netzinanspruchnahme in der langen Frist ergeben. Daher kann es leicht zu Fehleinschätzungen kommen, die zu Verzerrungen in der Allokation der Übertragungskapazitäten führen können.

Implizite Auktionen, wie das Market Splitting oder das Nodal Pricing, internalisieren die Kosten der knappen Übertragungskapazität in den Strompreis. Durch diese Bestimmung über den Marktmechanismus lassen sich Fehlallokationen vermeiden. Das Nodal Pricing wurde in der theoretischen Betrachtung als optimale Maßnahme identifiziert, da diese die Externalitäten der Standortwahl über Preissignale an die Netznutzer weitergibt. Jedoch scheint eine Einführung in Deutschland aufgrund der extremen Umgestaltung des Strommarktdesigns und der damit verbundenen Kosten momentan eher unwahrscheinlich.

Aufgrund der sehr volatilen und flexiblen Strompreise, ist es zudem fragwürdig wie effektiv die generierten Preissignale überhaupt sind. Bei der Einführung des Market Splittings müssen zudem weitere Überlegungen zu Marktmacht und Liquidität, die sich hier aufgrund der kleineren Gebotszonen ergeben können, angestellt werden.

Eine abschließende Entscheidung für oder wider einer Einführung der Handlungsoptionen auf dem deutschen Markt kann auf Grundlage dieser Arbeit nicht getroffen werden. Dafür müssten die Kosten und die Problematiken, die sich bei einer Änderung des Strommarktdesigns in der Praxis ergeben würden, ausführlicher und konkret analysiert werden. Jedoch konnte gezeigt werden, dass die Einführung von geographischen Standortsignalen aus ökonomischer Perspektive durchaus zum Ziel einer möglichst günstigen Energieversorgung beitragen kann. Bei dem derzeit vorherrschenden Grundsatz des „Produce and forget“,¹⁸¹ wie der Präsident der Bundesnetzagentur Jochen Homann die Problematik der Nichtbeachtung der Netzkosten treffend bezeichnete, werden in der langen Frist Erzeugungs- und Lastzentren voraussichtlich geographisch noch weiter auseinanderdriften. Dies kann zu weiteren Engpässen im System führen und wird die Kosten für die Netzinfrastruktur weiter erhöhen. Daher ist es sicherlich interessant, wie sich das Design des deutschen Strommarkts diesem Wandel stellt und ob die analysierten Handlungsoptionen bei der Implikation von Knappheitssignalen eine Rolle spielen werden.

¹⁸¹Vgl. Homann (2013), S. 5

Literaturverzeichnis

- BET Aachen. (2002). *Novellierung der EU-Richtlinien und Harmonisierung der Netztarifierung aus kommunaler Sicht*. Aachen. Zugriff am : 24.09.2014 auf http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2002/BET_GTL-Studie.pdf
- BET Aachen. (2012). *Netzausbaubedarf zur Sicherung des Wirtschaftsstandortes Bayern: Studie im Auftrag der Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft, Bayerische Chemieverbände, Bayerische Papierverbände und Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft* (2. Aufl.). Aachen. Zugriff am : 24.09.2014 auf http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2012/BET_VBW_Netzstudie_1202.pdf
- Bolsenkötter, H. (2008). *Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft: Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz* (2. Aufl.). Freiburg.
- Borszcz, U. (2003). *Ökonomische Überlegungen zur Bildung von Netzentgelten in der Stromwirtschaft* (Dissertation). Oldenburg.
- Brunekreeft, G. & Keller, K. (2001). *Sektorspezifische Ex-ante-Regulierung der deutschen Stromwirtschaft* (Bd. 80). Freiburg i. Br. (Diskussionsbeiträge / Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik)
- Büdenbender, M. (2012). *Entflechtungskonzepte für Stromübertragungsnetze: Ein ökonomischer Vergleich* (1. Aufl., Bd. 101). Herzogenrath. (Münstersche Schriften zur Kooperation)
- Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt. (2014). *Monitoringbericht 2013*. Bonn. Zugriff am : 04.08.2014 auf http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=15
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2013). *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2013: Haushalte und Industrie*. Berlin. Zugriff am : 24.09.2014 auf [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/\\\$file/13\%2005\%2027\%20BDEW_Strompreisanalyse_Mai\%202013.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/\$file/13\%2005\%2027\%20BDEW_Strompreisanalyse_Mai\%202013.pdf)
- Coenen, M. & Haucap, J. (2012). *Ökonomische Grundlagen der Anreizregulierung* (Bd. 35). Düsseldorf. (DICE Ordnungspolitische Perspektiven)
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). (2010). *dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick auf 2025*. Berlin. Zugriff am : 02.10.2014 auf http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie.II.PDF
- Dieckmann, B. (2008). *Engpassmanagement im Europäischen Strommarkt* (Dissertation). Münster.

- Elsenbast, W. (2008). Anreizregulierung in der Energiewirtschaft: Wesentliche Elemente und offene Fragen. In: *Wirtschaftsdienst : Zeitschrift für Wirtschaftspolitik*, Jg. 88 (Heft 6), S. 398–403.
- Epex Spot. (o.J.). *Marktdaten Auktionshandel*. Zugriff am : 02.10.2014 auf <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/auktionshandel/chart/auction-chart/2014-09-20/DE/30d>
- Eßer-Frey, A. (2012). *Analyzing the regional long-term development of the German power system using a nodal pricing approach* (Dissertation). Karlsruhe.
- Fritsch, M. (2014). *Marktversagen und Wirtschaftspolitik: Mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns*. München.
- Frontier Economics. (2008). *Generator nodal pricing: A review of theory and practical application*. Melbourne. Zugriff am : 27.09.2014 auf <http://www.aemc.gov.au/Media/docs/Frontier\%20Economics\%20-\%20Generator\%20Nodal\%20Pricing\%20-\%20Review\%20of\%20a\%20Report\%20by\%20Frontier\%20Economics-c20320a2-235e-4edf-b616-19422bbc2c63-0.pdf>
- Frontier Economics & Consentec. (2008). *Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke*. Zugriff am : 21.07.2014 auf <http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/anreize-errichtung-neuer-kraftwerke-abschlussbericht.pdf>
- Frontier Economics & Consentec. (2011). *Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts - ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung*. Zugriff am : 21.07.2014 auf <http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/10/GutachtenPreiszonenLang.pdf>
- Giessing, L. & Haucap, J. (2011). Wie bilden sich die Preise auf dem deutschen Strommarkt? In S. Hentrich (Hrsg.), *Eine Wende zum Besseren?* (1. Aufl., Bd. 29). Berlin.
- Haucap, J. (2008). *Trennung von Infrastruktur und Betrieb* (Bd. 26). Berlin. (Beiträge zur öffentlichen Wirtschaft)
- Haucap, J. & Pagel, B. (2014). *Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und effiziente Struktur der Netznutzungsentgelte* (Bd. 55). Düsseldorf. (DICE Ordnungspolitische Perspektiven)
- Hausman, E. (2007). *LMP electricity markets: Market operations, market power, and value for consumers*. Washington, D.C..
- Heuterkes, M. & Janssen, M. (2008). *Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland*. Münster. Zugriff am : 28.07.2014 auf https://www.wiwi.uni-muenster.de/cawm/forschen/Download/Diskussionsbeitrag_nr29.pdf
- Höfler, F. (2009). *Engpassmanagement und Anreize zum Netzausbau im leitungsgebundenen Energiesektor: Wirtschaftstheoretische Analyse und wirtschaftspolitische Handlungsempfehlungen* (1. Aufl., Bd. 20). Baden-Baden. (Common goods)
- Hogan, W. W. & Harvey, S. M. (2000). *Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power*. Harvard. Zugriff am : 31.09.2014 auf http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/zonal_jan10.pdf
- Homann, J. (2013). *Sprechzettel: BDEW Fachkongress Treffpunkt Netze Bundesnetzagentur in der Systemverantwortung*. Zugriff am : 24.09.2014 auf

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Reden/2013/Homann130319BDEWFachkongressNetze.pdf?__blob=publicationFile&v=2

- Hujber, A. (2002). *Strukturen und Mechanismen des liberalisierten Strommarktes*. Zugriff am : 24.07.2014 auf <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WP6.pdf>
- Keller, K. (2005). *Netznutzungspreise in liberalisierten Elektrizitätsmärkten: Eine ökonomische Analyse der Entgelte für das Höchstspannungsnetz* (1. Aufl., Bd. 10). Baden-Baden. (Freiburger Studien zur Netzökonomie)
- Klaus, S. (2009). *DeRegulierung der netzbasierten Infrastruktur: Identifikation und Analyse von Lenkungsinstrumenten im Rahmen von De-/Regulierungsvorgängen in Primärinfrastruktursektoren*. Norderstedt.
- Knieps, G. (1999). Zur Regulierung monopolistischer Bottlenecks. *In: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, Jg. 48 (Heft 3)*, S. 297–304.
- Knieps, G. (2002). *Knappheitsprobleme in Netzen: Was leistet die Ökonomie?* (Bd. 83). Freiburg. (Diskussionsbeiträge / Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Albert-Ludwigs-Universität Freiburg / Breisgau)
- Knieps, G. (2007). *Netzökonomie: Grundlagen - Strategien - Wettbewerbspolitik*. Hamburg.
- Leuthold, F., Weigt, H. & Hirschhausen, C. v. (2008). Efficient pricing for European electricity networks – The theory of nodal pricing applied to feeding-in wind in Germany. *In: Utilities Policy, Jg. 16 (Heft 4)*, S. 284–291.
- Liebau, B. (2012). *Der deutsche Strommarkt: Marktdesign und Anbieterverhalten* (Bd. 5). Münster. (MV-Wissenschaft)
- Löschel, A., Flues, F., Pothen, F. & Massier, P. (2013). *Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung*. Mannheim. Zugriff am : 21.09.2014 auf <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp13065.pdf>
- Monopolkommission. (2009). *Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb : Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG* (Bd. 54). Baden-Baden. (Sondergutachten der Monopolkommission)
- Monopolkommission. (2011). *Sondergutachten 59: Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten: Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG* (1. Aufl., Bd. 59). Baden-Baden. (Monopolkommission Sondergutachten)
- Monopolkommission. (2014). *Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende: Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG* (1. Aufl., Bd. 65). Baden-Baden. (Sondergutachten der Monopolkommission)
- National Grid. (o.J.). *Transmission Network Use of System Charges*. Zugriff am : 18.09.2014 auf <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/System-charges/Electricity-transmission/Transmission-network-use-of-system-charges/>
- Neuhoff, K. (2011). *Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity* (Bd. 1166). Berlin. (Discussion papers / Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung)

- n tv. (o.J.). Stromautobahn brauchte zehn Jahre: Windsammelschiene freigegeben. Zugriff am : 21.09.2014 auf <http://www.n-tv.de/politik/Windsammelschiene-freigegeben-article9820991.html>
- Ortega, R., Pérez-Arriaga, J., Abbad, J. & González, J. (2008). Distribution network tariffs: A closed question? In: *Energy Policy*, Jg. 36 (Heft 5), S. 1712–1725.
- Rieseberg, S. & Wörten, C. (2012). *Befreiungen der energieintensiven Industrie in Deutschland von Energieabgaben*. Berlin. Zugriff am : 22.08.2014 auf http://www.arepoconsult.com/fileadmin/user_upload/pdf/Studie_Rosa_Luxemburg-Stiftung_inkl_1_2012_01.pdf
- Roth, S. (2013). *VWL für Einsteiger: Mikroökonomik, Wirtschaftspolitik, Neue Politische Ökonomie*. München/Konstanz.
- Saguan, M., Ahner, N., de Hauteclocque, A. & Glachant, J. (2011). *The UK Charging System on Interconnectors*. Florenz. Zugriff am : 22.09.2014 auf http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/23858/Tennet_Final_20Report_28_July_2011.pdf?sequence=1
- Schiffler, A. & Gansler, J. (2014). *Regionale Strompreis-Unterschiede in Deutschland*. Leipzig. Zugriff am : 16.08.2014 auf http://www.ie-leipzig.com/010-dateien/pdf/2014-03-07_kurzgutachten-regionale-strompreis-unterschiede.pdf
- Schuchardt, L. (2012). *Regulierungsmanagement in der Energiewirtschaft: Ergebnisse einer empirischen Analyse unter besonderer Berücksichtigung des institutionellen Wandels* (1. Aufl., Bd. 137). Hamburg. (Reihe: Strategisches Management)
- Schulze, A. (2004). *Alternative Liberalisierungsansätze in Netzindustrien: Beitrag zum Workshop des Instituts für Wirtschaftsforschung „Deregulierung in Deutschland - Theoretische und empirische Analysen*. Potsdam. Zugriff am : 24.09.2014 auf http://www.uni-potsdam.de/u/wipo/db64.pdf?origin=publication_detail
- Schwarz, A. (2013). *Privilegierung bestimmter Stromverbraucher bei den Entgelten für die Nutzung der Stromnetze: Zu Geschichte, Hintergründen und Novelle des § 19 Abs. 2 StromNEV*. Berlin. Zugriff am : 22.08.2014 auf https://www.bundestag.de/blob/194924/f80493ad1d8fa5f02358807b18861fad/privilegierung_bestimmter_stromverbraucher_bei_den_entgelten_f_ur_die_nutzung_der_stromnetze-data.pdf
- Steger, U. & Adamczyk, C. (2008). *Die Regulierung elektrischer Netze: Offene Fragen und Lösungsansätze*. Berlin/Heidelberg.
- Wawer, T. (2007). Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Jg. 31 (Heft 2), S. 109–116.
- Winter, W., Neddermann, B., Knorr, K., Grave, K. & Lindenberger, D. (2011). Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick auf 2025. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Jg. 35 (Heft 2), S. 139–153.
- Ziesing, H. (2013). *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2013*. Berlin. Zugriff am : 24.09.2014 auf http://www.ag-energiebilanzen.de/#ageb_jahresbericht2013_20140317

F. ERKLÄRUNG

1. Hiermit versichere ich an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne die Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten und nicht veröffentlichten Schriften entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit ist in gleicher oder ähnlicher Form oder auszugsweise im Rahmen einer anderen Prüfung noch nicht vorgelegt worden.
2. Ich bin darüber informiert, dass meine Abschlussarbeit (gegebenenfalls anonymisiert) zum Zweck der Überprüfung mittels der Software zur Entdeckung von Plagiarismus „Turnitin“ (iParadigms LLC.) (kurzfristig) elektronisch gespeichert und verarbeitet, also untersucht, und anschließend dort gelöscht wird. Zu diesem Zweck reiche ich zeitgleich zur Abgabe meiner schriftlichen Ausarbeitung dieselbe Arbeit in elektronischer Form als Microsoft Word- oder pdf-Datei per mail an meinen betreuenden Mitarbeiter ein. Ich versichere, dass es sich bei der elektronischen Fassung exakt um dieselbe Version und Fassung der Arbeit handelt.

Ort, Datum

Unterschrift

3. Darüber hinaus bin ich damit einverstanden, dass meine Arbeit unter Nennung meines Namens als Urheber des Textes und des Speicherdatums in der Datenbank der Plagiat-Erkennungs-Software Turnitin dauerhaft gespeichert bleibt und so der Universität zu Köln zum Abgleich künftiger uploads anderer Arbeiten zur Verfügung steht. Sollte ich nicht mit der Speicherung meiner Arbeit zum Zweck der künftigen Plagiatserkennung einverstanden sein, entstehen mir daraus keine Nachteile. Ich kann dieses Einverständnis jederzeit mit Wirkung für die Zukunft widerrufen; meine Arbeit wird dann aus der turnitin-Datenbank gelöscht.

Ja, ich bin mit der dauerhaften Speicherung mit Nennung meiner Urheberschaft einverstanden.

Nein, ich bin nicht mit der dauerhaften Speicherung mit Nennung meiner Urheberschaft einverstanden.

Ort, Datum

Unterschrift

LEBENS LAUF

Persönliche Daten

Name Anne Berner
Geburtsdatum und -ort 26.02.1991 in Bad Urach

Studium und Ausbildung

10/11 – 09/14 **Bachelor of Science Volkswirtschaftslehre** mit Nebenfach Politikwissenschaft, Universität zu Köln

Spezialisierung Institutionenökonomik und ökonomische Politikberatung
Quantitative Methoden der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften

08/13 – 12/13 **Auslandsaufenthalt**, Universidad de Navarra, Pamplona, Spanien,
Studienrichtung: Wirtschaft und Politikwissenschaft

08/10 – 06/11 **Auslandsaufenthalt**, Kutztown University, Pennsylvania, USA
Studienrichtung: Psychologie und Sportwissenschaften

06/01 – 06/10 **Abitur**, Friedrich-List Gymnasium, Reutlingen

Berufserfahrung

Seit Februar 2012 Werksstudentin am EHI retail Institute GmbH
(Europ. Handelsinstitut), Abteilung Geprüfter Online Shop, Köln

- ⤴ Mitarbeit im Prozess der Prüfung und Zertifizierung von Online-Shops
- ⤴ Kommunikation mit Händlern, Partnern und Organisationen

01/14 – 03/14 Praktikum beim Landesverband Erneuerbare Energien
(LEE) Nordrhein Westfalen e.V, Düsseldorf

- ⤴ Einblicke in Branche der Erneuerbare Energien
- ⤴ Erarbeitung von Positionspapieren
- ⤴ Recherchetätigkeiten und Öffentlichkeitsarbeit

09/13 – 10/13 Praktikum bei Le Monde des Crus, Bordeaux,
Frankreich

- ⤴ Verbesserung der französischen Sprachkenntnisse
- ⤴ Einblicke in den Weinexport

06/09 – 07/10 Mittagsbetreuung an der Grundschule, Hohbuchsule,
Reutlingen

Tätigkeiten neben Studium und Schule

Seit Januar 2014 Mitarbeit in der Hochschulgruppe *oikos - students for sustainable
economics and management*

2008 – 2010 Mädchentrainerin im Fußball, SKV Eningen e.V., Eningen
Erwerb der Lizenz „C-Trainerin Breitenfußball“

Sprachkenntnisse

Englisch – verhandlungssicher
Französisch – sehr gute Kenntnisse
Spanisch – sehr gute Kenntnisse
Deutsch – Muttersprache
Großes Latinum

EDV-Kenntnisse

Gute Kenntnisse in MS Office
Grundkenntnisse in Matlab und LaTeX

Köln, den 01. Oktober 2014