

Förderung erneuerbarer Energien im liberalisierten deutschen Strommarkt



Inauguraldissertation
zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Wirtschaftswissenschaft durch die
Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät der
Westfälischen Wilhelms-Universität Münster

vorgelegt von
Tim Wawer
aus Bremen
2007

Erster Berichtstatter: Prof. Dr. Wolfgang Ströbele

Zweiter Berichtstatter: Prof. Dr. Karl-Hans Hartwig

Dekanin: Prof. Dr. Theresia Theurl

Tag der mündlichen Prüfung: 28. November 2006

Vorwort

Vorliegende Arbeit entstand als Dissertation während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie der Universität Münster. Ganz besonderen Dank möchte ich daher meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr. Ströbele aussprechen, der es durch seine einzigartige Art erreicht, eine Atmosphäre des Vertrauens und der produktiven Zusammenarbeit am Lehrstuhl zu schaffen. Gleichzeitig möchte ich Prof. Dr. Karl-Hans-Hartwig für die Übernahme des Zweitgutachtens danken.

Für die aufmunternden Worte und Unterstützung danke ich der guten Seele des Lehrstuhls, Frau Petra Voß. Bedanken möchte ich mich zudem bei meinen Kollegen Birgit Dieckmann, Michael Heuterkes und Magnus Wobben, die mit wertvollen Hinweisen und kritischen Fragen zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben. Viel mühsame Fleißarbeit haben mir die studentischen Hilfskräfte am Lehrstuhl erspart. Für die Eingabe von Daten und die mühevollen Kopierarbeit danke ich Mark Andor, Kai Flinkerbusch, Björn Liebau, Matthias Janssen, Nico Uhlig und Achim Voß. Für die Durchsicht des Manuskriptes gilt mein Dank Jean-Marc Behringer und Rafaela Kellermann.

Von großer Bedeutung war während meiner Promotionsphase auch mein privates Umfeld. Besonderer Dank gilt hierbei meinen Eltern, auf ihre Unterstützung konnte ich mich während meines Studiums und meiner Promotion stets verlassen. Neben meinen Freunden, möchte ich besonders herzlich meiner Partnerin Steffi danken: Ihre langjährige Geduld mit mir, ihre Liebe und Unterstützung, waren mir stets eine sehr wertvolle Hilfe. Zu guter Letzt danke ich meiner Tochter Elin, die die Erstellung dieser Arbeit maßgeblich beschleunigt hat.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	VII
Einleitung	1
1 Akteure auf einem liberalisierten Strommarkt	5
1.1 Erzeuger	7
1.1.1 Kraftwerkstypen	10
1.1.2 Struktur des deutschen Kraftwerksparks	15
1.2 Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber	17
1.3 Weiterverteiler und Endverbraucher	21
2 Desintegrierte Betrachtung der Strommärkte	23
2.1 Stromgroßhandel am Spotmarkt	24
2.1.1 Day-ahead-Handel	25
2.1.2 Innertageshandel	29
2.1.3 Eigenschaften der Strompreise	31
2.1.4 Signale für den Kapazitätsausbau	35
2.1.5 Strategische Gebotsabgabe auf Spotmärkten	37
2.2 Stromgroßhandel am Terminmarkt	39
2.2.1 Systematisierung der Produkte	40
2.2.2 Außerbörslicher Handel	42
2.2.3 Futurehandel an der EEX	46
2.2.4 Interdependenzen zwischen Spot- und Terminmarkt	50
2.3 Der Regelenenergiemarkt	55

2.3.1	Technische Grundlagen	55
2.3.2	Effiziente Ausgestaltung von Regelennergieauktionen	57
2.3.3	Interdependenzen zwischen Strom- und Regelenenergiemarkt	61
2.3.4	Ausgestaltung in Deutschland	64
2.4	Preisbildung von Ausgleichsenergie	76
2.4.1	Ausgestaltung in Deutschland	77
2.4.2	Strategische Fahrplanabgabe	80
2.5	Kosten der Netznutzung	84
2.5.1	Ermittlung von Netznutzungsentgelten	84
2.5.2	Netznutzung bei Engpässen	86
2.6	Alternative Organisationsformen und Bewertung	90
2.6.1	Das Pool-Modell	90
2.6.2	Bewertung des deutschen Marktsystems	93
3	Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland	96
3.1	Funktionsweise des EEG	97
3.1.1	Vergütungssätze	97
3.1.2	Stand der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland	100
3.1.3	Exkurs: Entwicklung der Windenergie in Deutschland	102
3.1.4	Netzanschluss	104
3.1.5	Ermittlung der EEG-Quote	106
3.1.6	Wälzungs- und Glättungsmechanismus	110
3.2	Anforderungen an den ÜNB	112
3.2.1	Netzanschluss und Ausbau	113
3.2.2	Ermittlung der erforderlichen Reservekapazitäten	117
3.3	Folgen für den Kraftwerkspark	123
3.4	Auswirkungen auf die Strommärkte	126
3.4.1	Der Terminmarkt	126
3.4.2	Der day-ahead-Markt	127
3.4.3	Ausgleich von Prognosefehlern	131
3.5	Kritische Betrachtung des EEG	134
4	Implementierung eines marktorientierten Fördersystems	138
4.1	Umweltökonomische Grundlagen	139
4.2	Handel mit regenerativen Energien	143

4.2.1	Spotmarkt	143
4.2.2	Terminmarkt	145
4.3	Ausgleich von Prognosefehlern	149
4.3.1	Preisbildung für Ausgleichsenergie	151
4.3.2	Innertageshandel	152
4.3.3	Eigene Reservehaltung	154
4.4	Zusammenfassende Bewertung	155
5	Fazit und Ausblick	158
	Literaturverzeichnis	VIII

Abbildungsverzeichnis

1.1	Die Wertschöpfungskette für Strom.	7
1.2	Screening-Kurven.	9
1.3	Leistung einer WKA.	13
1.4	Merit Order der Stromwirtschaft.	14
1.5	Bruttostromerzeugung in Deutschland.	15
1.6	Eigentümerstruktur der Kraftwerke.	16
1.7	Aufteilung der Regelzonen in Deutschland.	19
2.1	Zeitliche Einordnung der unterschiedlichen Teilmärkte.	23
2.2	Matching bei einer call auction.	28
2.3	Volumen des EEX day-ahead Marktes in GWh.	29
2.4	Preisentwicklung EEX täglicher Phelix Base in €/MWh.	33
2.5	Nachfragesituationen und Preisspitzen auf dem Spotmarkt.	34
2.6	Histogramm der täglichen Phelix-Peak Werte für 2005.	35
2.7	Preisentwicklung an der EEX im Juni 2006.	51
2.8	Marktsituationen: contango und normal backwardation.	52
2.9	Preisaufläge auf Terminkontrakte an der EEX.	54
2.10	Hierarchische Struktur der Reserveleistungen.	57
2.11	Angebot und Nachfrage auf dem Spotmarkt.	62
2.12	Preisentwicklung Primärregelleistung	66
2.13	Preisentwicklung Spotmarkt und Leistungspreis Primärreserve.	67
2.14	Mittlerer Leistungspreis für positiver Sekundärregelleistung.	68
2.15	Mittlerer Leistungspreis für negative Sekundärregelleistung.	69
2.16	Gewichtete positive Sekundärregelleistungspreise.	72
2.17	Ausgleichsenergiepreisbildung in Deutschland	78
2.18	Ausgleichsenergiepreise in Abhängigkeit vom Regelzonensaldo.	79
2.19	Auszahlungsstruktur bei strategischer Fahrplanabgabe.	81

2.20	Kosten der Fahrplanabweichungen.	83
3.1	EEG-Strom nach Erzeugungstechnologien.	101
3.2	Installierte Windleistung und Volllaststunden.	103
3.3	Installierte Windenergie nach Regelzonen zum 01.01.2005.	104
3.4	Relativer Prognosefehler bei steigender Gebietsgröße.	105
3.5	Vergütungsmechanismus nach dem EEG.	107
3.6	Wälzungs- und Glättungsmechanismus im EEG.	111
3.7	Wahrscheinlichkeitsverteilung des Regelzonensaldos.	120
3.8	Histogramm day-ahead Windprognosefehler im 1. Halbj. 2006.	121
3.9	Struktur des Kraftwerksparks mit EEG-Einspeisungen.	124
3.10	Screening Kurven und technische Flexibilität.	125
3.11	Auswirkungen auf den Spotmarkt.	128
3.12	Bandbildung durch Handel auf dem day-ahead-Markt.	129
3.13	Prognose abzgl. EEG-Quote und day-ahead-Preis.	130
4.1	Funktionsweise eines Windswaps.	148

Tabellenverzeichnis

1.1	Akteure auf dem deutschen Strommarkt 2005.	8
2.1	Grundstrategien des Terminhandels.	44
2.2	Maximaler spread der Market Maker an der EEX in Euro.	48
2.3	Kosten für die Reservevorhaltung im Juni 2006.	65
2.4	Ausgeschriebene Sekundärregelleistung im Mai 2006.	70
2.5	Kernanteil der Tertiärreserve.	73
2.6	Korrelationskoeffizienten.	74
2.7	Ausgleichsenergiepreise im Mai 2006 in €/MWh.	80
2.8	Payoffs strategische Fahrplanabgabe mit $\gamma = 0,5$	82
2.9	Payoffs strategische Fahrplanabgabe mit empirischen γ -Werten.	82
3.1	EEG Einspeisungen und Vergütungen 2000-2005.	102
3.2	EEG Prognosen und Prognosefehler im 1. Halbj. 2006 in GWh	110
3.3	Weiterwälzung der Prognosefehler der EEG-Quote in GWh.	110
3.4	Netzausbau nach der dena-Studie.	115
4.1	Klassifizierung der Förderinstrumente	139
4.2	Bewertung der Förderinstrumente	155
4.3	Vor- und Nachteile von Spot- und Terminmärkten	156

Abkürzungsverzeichnis

BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
EFET	European Federation of Energy Traders
EEX	European Power Exchange
GuD	Gas und Dampf
Hz	Hertz
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEM	National Electricity Market (Australien)
NETA	New Electricity Trading Agreement (England und Wales)
OTC	over-the-counter
Phelix	Physical Electricity Index
PJM	Pennsylvania, New Jersey, Maryland
TWh	Terawattstunde
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V	Volt
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
VDN	Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW
VNB	Verteilnetzbetreiber
WKA	Windkraftanlage

Einleitung

Die Europäische Union hat bereits im Jahr 2001 mit der „Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“ die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung zum Ziel erklärt. In diesem Zusammenhang hat sich Deutschland verpflichtet, den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen am Gesamtverbrauch von 10,2 % im Jahr 2005 bis zum Jahr 2020 auf 20% zu erhöhen.

Gleichzeitig hat in Deutschland in den letzten zehn Jahren ein grundlegender Wandel in der Energiewirtschaft stattgefunden. Das Kernelement dieses als Liberalisierung bezeichneten Prozesses ist die Abkehr kostenorientierten Gebietsmonopolen, hin zu einer wettbewerblichen Preisbildung und einem Stromhandel über ein für alle Marktteilnehmer zugängliches Netz.

Ziel dieser Arbeit ist eine integrierte Betrachtung der energieökonomischen und umweltökonomischen Aspekte der Förderung einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Die Aufgabe der Ökonomie besteht vermehrt darin, bei der Ausgestaltung von Märkten beratend tätig zu werden. Die Berücksichtigung konzeptioneller und praktischer Probleme bei der Ausgestaltung effizienter Marktmechanismen wird als Marktdesign bezeichnet. In der vorliegenden Arbeit wird durch eine Kombination der Methoden aus der Auktionstheorie, der Finanzintermediation und der Ökonometrie ein Marktdesign für eine effiziente Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den liberalisierten Strommarkt entwickelt. Ziel ist es, die produktive und alloka-tive Effizienz der Ressourcen zu erreichen, ohne den Akteuren einen Spielraum für strategisches Verhalten oder die Ausübung von Marktmacht zu bieten.

Der in dieser Arbeit verwendete desintegrierte Ansatz beruht auf einer individuellen Betrachtung der Preisbildung auf den Märkten für Energie, Regelenergie, Ausgleichs-

energie und Übertragungskapazitäten. Jeder dieser Märkte weist Besonderheiten auf, die im Hinblick auf die Förderung erneuerbarer Energien untersucht werden.

Bevor allerdings auf die Analyse der Märkte eingegangen wird, ist es erforderlich, die Marktteilnehmer zu identifizieren. Hierfür werden im ersten Kapitel dieser Arbeit die Akteure auf dem liberalisierten Strommarkt untersucht. Hierbei werden unter anderem die Wertschöpfungskette nach der Liberalisierung dargestellt und jene Bereiche identifiziert, in denen nach wie vor ein natürliches Monopol vorliegt. Anschließend wird auf die besondere Eigentümerstruktur des deutschen Strommarktes eingegangen.

Im zweiten Kapitel folgt die Untersuchung der unterschiedlichen Teilmärkte des desintegrierten deutschen Strommarktes. Zunächst werden die organisatorischen Rahmenbedingungen für die Preisbildung auf den Spot- und Terminmärkten dargestellt und die Anforderungen für ein effizientes Marktdesign aufgezeigt. Anhand historischer Daten werden das aktuelle Preisbildungsverfahren und die Interdependenzen zwischen den unterschiedlichen Märkten bewertet. Hierbei wird auch auf die Deckung der Fixkosten der Investitionen in den Kraftwerkspark und die Auswirkungen von strategischen Geboten eingegangen.

Die Komplexität der Marktregeln und des Verhaltens der Marktteilnehmer erfordern eine detaillierte Betrachtung des Marktes für Regelenergie. Im Anschluss an eine empirische Untersuchung der Preisbildung wird die effiziente Ausgestaltung von Regelenergieauktionen mit Hilfe der Auktionstheorie hergeleitet. Durch die vergleichsweise gute Datenlage gelingt es hier, die Folgen von strategischem Verhalten zu identifizieren. Dieser Bereich ist nicht nur für die Integration der erneuerbaren Energien, sondern auch für die Effizienz des gesamten Stromhandelssystems von Bedeutung.

Es folgt eine Analyse des aktuellen Preisbildungsmechanismus für Ausgleichsenergie, die Anreize zur strategischen Fahrplanabgabe aufzeigt. Es werden alternative Kontroll- und Sanktionsmechanismen vorgeschlagen, die ein strategisches Verhalten unterbinden können. Die positiven Effekte eines veränderten Marktdesigns würden nicht nur die Einspeisung von erneuerbaren Energien betreffen, sondern allen Netznutzern zu Gute kommen.

Zum Abschluss dieses Kapitels wird das Pool-Modell als alternative Organisationsform vorgestellt und das desintegrierte System bewertet. Es werden fünf Friktionen bei dem Zusammenspiel der deutschen Teilmärkte identifiziert. Insbesondere die

Vorschläge zur Ausgestaltung des Auktionsmechanismus für Regenergie und des Preisbildungsverfahrens für Ausgleichsenergie sind dafür geeignet, die Effizienz des desintegrierten Systems zu erhöhen und diese Friktionen zu verringern.

Ziel des dritten Kapitels ist es, zunächst die Funktionsweise der Vergütungs-, Glättungs-, und Wälzmechanismen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zu erläutern. Durch eine detaillierte Betrachtung der gesetzlichen und privatwirtschaftlichen Absprachen können im Anschluss die Auswirkungen auf die unterschiedlichen Teilmärkte identifiziert werden. Die konsequente Verwendung der desintegrierten Sichtweise ermöglicht es, die Probleme, die durch EEG-Einspeisungen entstehen, zu beurteilen.

Für den ÜNB ist zunächst der erforderliche Netzausbau und der zusätzliche Regenergiebedarf aufgrund der Einspeisung von Bedeutung. Da diese Kosten von den Netznutzern getragen werden, ist eine kritische Analyse der verwendeten Verfahren notwendig.

Die Auswirkungen auf die Spot- und Terminmärkte sind durch die Ausgestaltung des EEG bestimmt, sodass ein theoretischer und empirischer Zusammenhang zwischen den Windstromprognosen und dem Spotmarktpreis ermittelt werden kann. Die durch das Vermarktungssystem entstehenden Kosten der Bandbildung werden, ebenso wie der fehlende Anreiz für eine effiziente Vermarktung, dargestellt.

Mit dem EEG wurde auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt ein Förderinstrument für regenerative Energien geschaffen, das zu einem erheblichen Ausbau der Kapazitäten geführt hat. Zu einem Großteil handelt es sich hierbei um nicht steuerbare und nur in begrenztem Umfang prognostizierbare Windenergie. Dieser Besonderheit wird Rechnung getragen, indem die unterschiedlichen Instrumente zur Glättung von Prognosefehlern untersucht werden. In diesem Zusammenhang werden auch die Probleme bei der Ermittlung der „wahren Kosten“ der Förderung durch das EEG untersucht.

Eine kritische Analyse des EEG zeigt die Schwächen dieses Gesetzes auf. Eine Analyse anhand umweltökonomischer Kriterien macht deutlich, weshalb das EEG einer breiten Kritik in der Öffentlichkeit ausgesetzt ist. Auch wenn die Effektivität unumstritten ist, gibt es Zweifel bezüglich der Effizienz und der Wettbewerbskonformität. Im vierten Kapitel werden alternative, marktbasierende Förderinstrumente vorgestellt. Für die Implementierung eines marktorientierten Fördersystems, bei dem die Erzeuger den Strom individuell vermarkten, sind zunächst die Handelsmöglichkeiten auf

dem Spot- und Terminmarkt relevant. Es werden die Faktoren identifiziert, die für eine gewinnmaximale Aufteilung der Menge auf die beiden Märkte bestimmend sind. Insbesondere die Bedeutung des Terminmarktes für die Absicherung der Risiken und das erforderliche Marktdesign werden analysiert.

Auch für die marktorientierten Fördermechanismen werden die Möglichkeiten für den Ausgleich von Prognosefehlern untersucht. Die Ausgestaltung des Preisbildungsmechanismus der Ausgleichsenergie und das verwendete Spotmarktdesign spielen hierbei eine entscheidende Rolle.

Bei der klassischen umweltökonomischen Betrachtungsweise der Förderung regenerativer Energien zielen die Untersuchungen in der Regel auf eine Minimierung der Erzeugungskosten der Anlage ab. Daher erfolgt die Betrachtung isoliert von dem gesamten Stromsektor und orientiert sich an technologieorientierten Kostenkurven. Die Interdependenzen zwischen der Förderung regenerativer Energien und den liberalisierten Strommärkten werden allerdings nicht adäquat berücksichtigt.

Die Förderung erneuerbarer Energien und die Liberalisierung der Strommärkte sind zwei Trends, die in der vorliegenden Arbeit integriert betrachtet werden. Eine Untersuchung des gesamten Stromsektors ist in diesem Zusammenhang unumgänglich, damit Probleme der gesamten Branche nicht als Besonderheit der regenerativen Stromerzeugung interpretiert werden. Dabei wird nicht nur untersucht, wie der Anteil des „grünen Stroms“ am Gesamtaufkommen an Elektrizität erhöht werden kann, sondern auch, welchen Einfluss diese Förderung auf das gesamte System hat. Die Koordination der Marktteilnehmer erfolgt nicht mehr innerhalb vertikal integrierter Unternehmen, sondern über Marktmechanismen. Diese müssen so ausgestaltet werden, dass auch die Erzeuger von erneuerbaren Energien die Signale für eine effiziente Integration des regenerativ erzeugten Stroms erhalten.

Kapitel 1

Akteure auf einem liberalisierten Strommarkt

Hohe Skalenerträge in der Stromerzeugung und beim Betrieb des Netzes haben dazu geführt, dass die gesamte Stromversorgung, ähnlich wie andere Netzindustrien, bis zur Liberalisierung in den 1990er Jahren als natürliches Monopol betrachtet wurde.¹ Ein natürliches Monopol liegt vor, wenn die Kosten subadditiv sind - es also kostengünstiger ist, wenn lediglich ein Unternehmen die Nachfrage befriedigt, als ein Wettbewerb zwischen mehreren Unternehmen.² In der Stromwirtschaft ist dieses im Netzbereich der Fall. Der Aufbau eines Netzes ist mit hohen versunkenen Fixkosten verbunden, die zu einer kostengünstigsten Versorgung durch einen Anbieter führen. Auch der koordinierte Betrieb eines solchen Netzes ist günstiger durch einen als durch mehrere Netzbetreiber zu realisieren.³

Der Kerngedanke der Liberalisierung ist eine differenzierte Betrachtung der Wertschöpfungskette. Die Stufen, auf denen ein natürliches Monopol vorliegt, sollen von denen getrennt werden, auf denen Wettbewerb potenziell möglich ist. Auch wenn die Skalenerträge bei Kraftwerksbauten hoch sind und die Durchschnittskosten mit steigender Erzeugungsmenge sinken, liegt in der Stromerzeugung kein natürliches Monopol vor, da die technisch effiziente Kraftwerksgröße nur bei sehr kleinen Märkten ausreichend ist, um die gesamte Nachfrage zu bedienen. Je nach Kraftwerkstyp liegt diese zwischen 100 und 1000 MW, was beispielsweise bei einem jährlichen

¹ Vgl. Hunt (2002) S. 24f.

² Vgl. Schumann u. a. (1999) S. 290ff.

³ Vgl. bspw. Joskow (1996) S. 358ff.

Stromverbrauch von über 500 TWh in Deutschland, zu dem Bau einer Vielzahl von Kraftwerken führen muss, sodass es sich bei der Erzeugung nicht um ein natürliches Monopol handelt.⁴

Auch im Vertrieb liegt kein natürliches Monopol vor, sodass ein Wettbewerb auf dem Einzelhandelsmarkt möglich ist.⁵ Großkunden haben die Möglichkeit, ihren Strom direkt am Großhandelsmarkt zu beziehen und somit die Stufe des Einzelhandels zu überspringen. Für die Versorgung der sonstigen Endkunden sind hingegen Weiterverteiler erforderlich, die als Bindeglied zwischen den Erzeugern und den Endverbrauchern auftreten.

Die Preisbildung erfolgt in einem liberalisierten Umfeld durch die Interaktion der Akteure der unterschiedlichen Wertschöpfungsketten auf den Strommärkten. Zum einen treffen die Erzeuger auf dem Großhandelsmarkt auf die Großverbraucher und Weiterverteiler. Zum anderen stehen die Weiterverteiler auf dem Einzelhandelsmarkt den Endkunden gegenüber.

Abbildung 1.1 zeigt die unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfungskette der Stromerzeugung und kennzeichnet jene Bereiche, die auch nach der Liberalisierung als natürliches Monopol betrachtet werden. Es wird deutlich, dass die Netznutzung und der Netzbetrieb (auf Transport und Verteilebene) der monopolistische Flaschenhals (*bottleneck*) sind, der zu einer Regulierung der gesamten Industrie geführt hat. Ein Wettbewerb auf den anderen Stufen ist nur möglich, wenn alle Anbieter einen Zugang zu dem Netz erhalten. Die wettbewerbsrechtliche *essential facilities Doktrin* sieht in der Regelung des Netzzugangs den Schlüssel zu einem wettbewerblichen Strommarkt.⁶ Um diesen für alle Teilnehmer zu gleichen Bedingungen zu ermöglichen, ist eine vertikale Desintegration erforderlich. Dieser als *Unbundling* bezeichnete Prozess trennt die Netzgesellschaft zumindest funktional aus dem vertikal integrierten Unternehmen heraus.⁷

Die wichtigsten Akteure auf einem liberalisierten Strommarkt sind somit die Erzeuger und die Weiterverteiler, die im Wettbewerb bestehen müssen sowie die monopolistischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. Insgesamt beziffert der VDEW die

⁴ Vgl. Christensen und Greene (1976).

⁵ Beim Vertrieb ergeben sich auch Skaleneffekte, da die schwankende Nachfrage der Endkunden aufgrund von Durchmischungseffekten mit steigender Kundenzahl besser prognostiziert werden kann, diese haben jedoch keinen subadditiven Kostenverlauf zur Folge.

⁶ Vgl. Brunnekreeft und Keller (2000) S. 131ff.

⁷ Eine detaillierte Darstellung der unterschiedlichen Formen des unbundling in der Energiewirtschaft findet sich z.B. bei Nill-Theobald und Theobald (2001) S. 68ff.

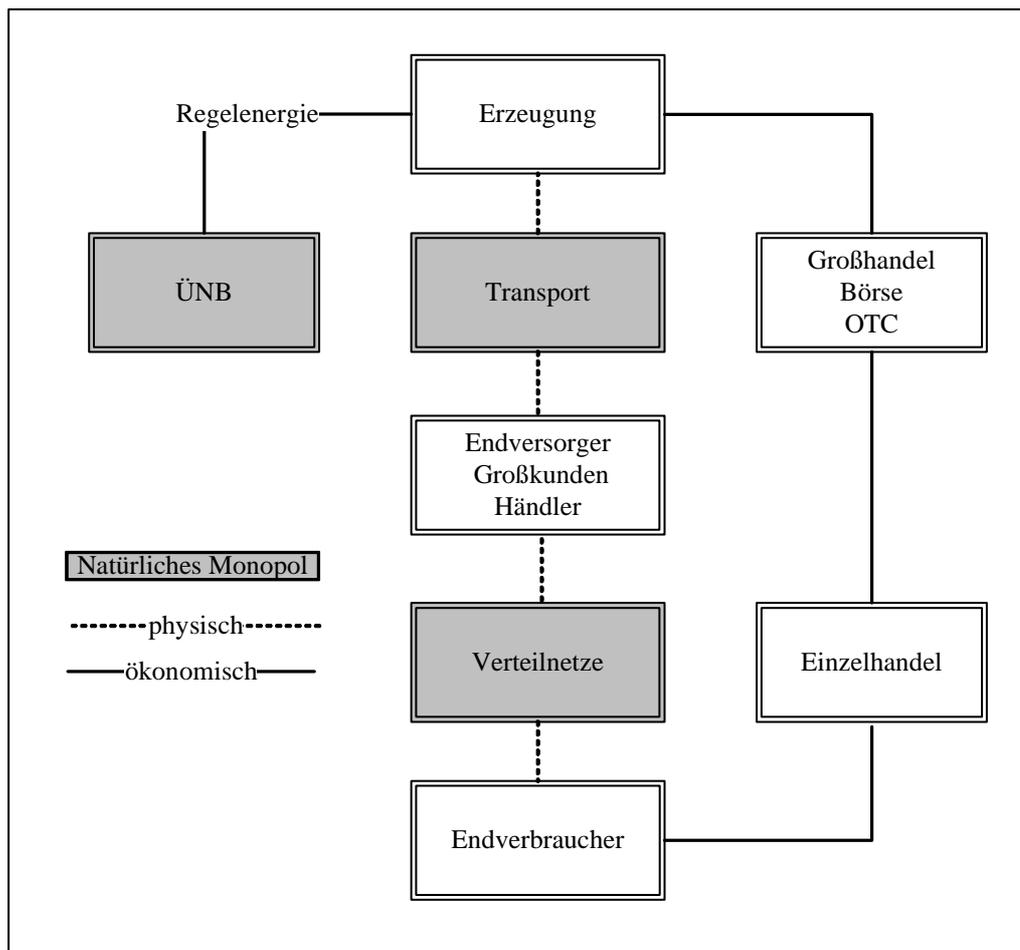


Abbildung 1.1: Die Wertschöpfungskette für Strom.

Quelle: Eigene Darstellung.

Anzahl der auf dem deutschen Strommarkt tätigen Unternehmen auf ca. 1000. (Vgl. Tabelle 1.1) Hierbei handelt es sich zum Großteil um mittlere und kleine Stadtwerke, die als Lieferanten für Endkunden auftreten und zugleich im Besitz der Verteilnetze in ihrem Gebiet sind. Hinzu kommen regionale Versorger und größere Stadtwerke, die im Besitz von eigenen Erzeugungskapazitäten sind. Die Anzahl der reinen Stromerzeuger beläuft sich auf ca. 50. Nach der Liberalisierung haben sich etwa 150 neue Unternehmen, die im Stromhandel und -vertrieb tätig sind, auf dem deutschen Strommarkt etabliert.

1.1 Erzeuger

Die Erzeugungsstruktur ist von den besonderen Eigenschaften des Gutes Strom beeinflusst: Strom ist ein homogenes leitungsgebundenes Produkt, das nicht gespeichert werden kann, also zeitgleich erzeugt und verbraucht werden muss. Daher muss der

Art der Stromversorger	
Reine Stromerzeuger	50
Regionale Versorger	60
Größere Stadtwerke	25
Mittlere und kleine Stadtwerke	700
Kleine private Versorger	100
Neue Marktteilnehmer	150

Tabelle 1.1: Akteure auf dem deutschen Strommarkt 2005.

Quelle: VDEW.

Kraftwerkspark groß genug sein, um zu jedem Zeitpunkt die aktuelle Nachfrage zu decken.

Die Folgen für die Zusammensetzung des Kraftwerksparks können anhand der Abbildung 1.2 verdeutlicht werden. Der untere Teil der Abbildung zeigt stilisiert die jährliche Stromnachfrage in Form einer Jahreslastkurve.⁸ Die Stromnachfrage sinkt in den 8760 Stunden des Jahres nie unter einen bestimmten Mindestwert. Dieser als Grundlast bezeichnete elektrische Leistungsbedarf tritt unter Berücksichtigung tageszeitlicher und jahreszeitlicher Veränderungen nur mit geringen Schwankungen auf. Etwa 4000 Stunden im Jahr liegt die Nachfrage über dieser Grundlast. Der Lastbereich, der durch die Arbeitsperiode (8.00-20:00 Uhr) eines Tages bestimmt wird, wird als Mittellast bezeichnet. In ca. 1500 Stunden im Jahr übersteigt die Nachfrage deutlich diesen Mittellastwert, sodass von einem Spitzenlastbereich gesprochen werden kann. Dieses ist der Bereich, der nur in relativ seltenen Fällen erreicht wird.⁹ Welche Technologie am besten geeignet ist, die Nachfrage zu bedienen, ist einerseits von der Kostenstruktur der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien und andererseits von der technischen Flexibilität der Anlagen abhängig. Die Kosten der Stromerzeugung setzen sich aus fixen und variablen Kosten zusammen. Die Fixkosten sind im Wesentlichen Kapitalkosten, die bei dem Bau eines Kraftwerks anfallen. Die variablen Kosten sind hauptsächlich von dem eingesetzten Primärenergieträger abhängig und fallen je erzeugter kWh an. Das Verhältnis von fixen zu variablen Kosten ist je nach Erzeugungstechnologie unterschiedlich. Kraftwerke mit hohen Fixkosten können nur

⁸ Wechselstrom, wie er für die allgemeine Versorgung der Industrie und der Bevölkerung angeboten wird, ist eine Kombination aus Spannung (Volt) und Frequenz (Hertz). Die Strommenge, die zu einem bestimmten Zeitpunkt hergestellt oder verbraucht wird, wird als Leistung bezeichnet und in Watt gemessen. Wenn diese Leistung über einen bestimmten Zeitraum in Anspruch genommen wird handelt es sich um elektrische Arbeit (Leistung x Zeit= Arbeit), die z.B. als Kilowattstunde (kWh) gemessen wird. Die nachgefragte Leistung zu einem bestimmten Zeitpunkt wird als Last bezeichnet und in Watt gemessen, die zeitliche Entwicklung für ein Jahr somit durch eine Jahreslastkurve dargestellt.

⁹ Vgl. Hensing u. a. (1998) S. 114 ff.

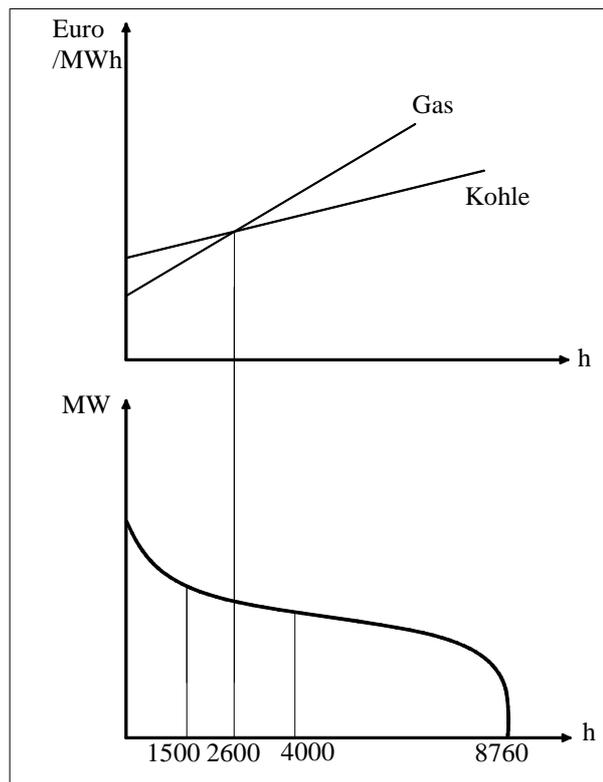


Abbildung 1.2: Screening-Kurven zur Ermittlung der optimalen Erzeugungstechnologie.

Quelle: Eigene Darstellung.

rentabel arbeiten, wenn sie lange Betriebszeiten haben. Kraftwerke mit hohen variablen Kosten sind hingegen auch bei geringen Betriebszeiten rentabel, sofern sie für die kurze Einsatzzeit entsprechend höhere Preise, d.h. Spitzenlastpreise, erzielen. Von dieser kostenminimalen Kombination muss eventuell abgewichen werden, wenn die Last großen Schwankungen unterworfen ist und eine schnelle Variabilität der erzeugten Menge erforderlich ist. Nicht alle Kraftwerkstypen können gleichermaßen flexibel eingesetzt werden. Daher haben die technischen Faktoren einen erheblichen Einfluss auf die tatsächliche Struktur des Kraftwerksparks.¹⁰

Die Auswirkungen auf den Kraftwerkspark können mit Hilfe von Screening-Kurven auf Basis stilisierter Kostendaten verdeutlicht werden. Es werden beispielhaft zwei Erzeugungstechnologien, die als Kohle und Gas bezeichnet werden verglichen. Kohlekraftwerke zeichnen sich durch hohe Fixkosten und geringe variable Kosten aus, bei Gaskraftwerken ist dieses Verhältnis umgekehrt. In dem in Abbildung 1.2 dargestellten Fall würde die Grundlast durch Kohlekraftwerke abgedeckt werden. Nur für die Last, die weniger als 2600 Stunden im Jahr nachgefragt wird, werden zusätzliche Gaskraftwerke errichtet. Das Kohlekraftwerk hat durch die hohen Anfangsinvestitio-

¹⁰ Vgl. Stoft (2002) S.45 ff.

nen hohe Fixkosten, sodass erst bei einer hohen Auslastung die geringeren variablen Kosten diesen Kraftwerkstyp vorteilhaft machen. Der Schnittpunkt der beiden Kurven trennt die Auslastungsbereiche, in denen eine Technologie kostenminimal ist. Dieses führt dazu, dass es keine optimale Erzeugungstechnologie gibt, sondern der kostenminimale Kraftwerkspark aus einem Mix von Technologien besteht. Die unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien werden im folgenden Kapitel vorgestellt. Im Anschluss erfolgt eine Darstellung der Struktur des deutschen Kraftwerksparks.

1.1.1 Kraftwerkstypen

Die Höhe der variablen Kosten eines Kraftwerks sind im Wesentlichen von dem eingesetzten Primärenergieträger und dem Wirkungsgrad abhängig. Durch die Einführung eines CO₂-Handelssystems sind die variablen Kosten auch von den bei der Erzeugung entstehenden CO₂-Emissionen und den damit verbundenen Kosten abhängig. Der Wirkungsgrad gibt an, welcher Anteil des Primärenergieträgers bei der Erzeugung zu elektrischer Energie umgewandelt wird. Eine Erhöhung des Wirkungsgrades hat eine Verringerung des Brennstoffeinsatzes pro erzeugter Stromeinheit zur Folge und verringert somit sowohl die brennstoffspezifischen als auch die CO₂-Kosten. Die Höhe der CO₂-Kosten ist von der politischen Ausgestaltung des Zertifikatesystems und den daraus folgenden Marktpreisen abhängig.

Der Großteil des deutschen und des weltweit installierten Kraftwerksparks besteht aus Wärmekraftwerken, in denen durch die Verbrennung von fossilen Primärenergieträgern Dampf erzeugt wird, der wiederum eine Turbine antreibt, welche den Generator bewegt. Die wichtigsten Technologien hierbei sind:

- **Braunkohle:** Aufgrund der geringen Energiedichte von Braunkohle ist eine Verstromung nur in unmittelbarer Nähe der Förderstätten ökonomisch sinnvoll. Da die Braunkohlereserven jedoch breit über den Globus verstreut sind, steht diese Erzeugungstechnologie in einer Vielzahl von Ländern zur Verfügung. Die niedrigen Brennstoffkosten und die geringe technische Variabilität führen dazu, dass Braunkohlekraftwerke für die Deckung der Grundlast eingesetzt werden. Beim aktuellen Stand der Technik werden bei der Braunkohleverstromung Wirkungsgrade von 43-45% erzielt.¹¹ Problematisch ist der hohe CO₂-Ausstoß und die damit verbundenen Kosten.

¹¹ Zu den hier zitierten Wirkungsgraden vgl. EWI (2005) S. 99ff.

- **Steinkohlekraftwerke:** Steinkohle besitzt eine wesentlich höhere Energiedichte als Braunkohle, sodass ein internationaler Handel möglich ist. Trotz eines mit 46-48% leicht höheren Wirkungsgrades sind die brennstoffspezifischen variablen Kosten höher als bei der Braunkohle. Dieses wird jedoch durch einen geringeren CO₂-Ausstoß kompensiert, sodass die variablen Kosten in Abhängigkeit der Zertifikatpreise höher oder geringer als die von Braunkohle sind. In Deutschland werden Steinkohlekraftwerke zur Deckung der Mittel- und Spitzenlast verwendet.
- **Gaskraftwerke:** Gaskraftwerke zeichnen sich durch geringe Investitionskosten aus. Aufgrund hoher brennstoffspezifischer variabler Kosten werden Gaskraftwerke in Deutschland hauptsächlich im Spitzenlastbereich eingesetzt. Wenn lediglich die heißen Abgase, die bei der Verbrennung von Gas entstehen, zur Stromerzeugung genutzt werden, liegt der Wirkungsgrad bei etwa 38%. Werden die Abgase der Gasturbinen jedoch in einem Dampfkessel zur Erzeugung von Wasserdampf verwendet, der wiederum eine zweite Turbine antreibt, lässt sich der Wirkungsgrad in Gas-und-Dampfkraftwerken (GuD-Kraftwerke) zurzeit auf 58% erhöhen. Diese in den neunziger Jahren zur Ausreifung gebrachte Technik, ist heute Standard bei Neuanlagen. Die Steigerung des Wirkungsgrades in Verbindung mit dem vergleichsweise geringen CO₂-Ausstoßes, kann dazu führen, dass GuD-Kraftwerke auch in der oberen Mittellast eingesetzt werden. Ein ähnlicher Effekt konnte in Zeiten niedriger Gaspreise zwischen 1990 und 1999 in Großbritannien beobachtet werden.
- **Ölkraftwerke:** Aufgrund der hohen Brennstoffkosten hat die Verwendung von Öl zur Stromerzeugung in den letzten Jahren weltweit stark abgenommen. Jedoch lassen sich bei industriellen Kleinanlagen noch Kraftwerke finden, die auf Ölbasis betrieben werden. Da zudem die CO₂-Emissionen relativ hoch sind, werden diese nur zur Deckung von Spitzenlasten verwendet. Neue Investitionen in diese Technologie sind selten.

Neben den fossilen Brennstoffen können auch Primärenergieträger eingesetzt werden, die bei der Stromerzeugung kein CO₂ freisetzen. Hierbei handelt es sich um folgende Kraftwerkstechnologien:

- **Kernkraftwerke:** Ebenfalls als Grundlastkraftwerke konzipiert, sind die Kernkraftwerke oder mögliche Fusionsreaktoren. Bei diesen sind die Investitions-

und fixen Betriebskosten hoch – die variablen Kosten jedoch gering. Allerdings ist die Entsorgung der Brennelemente mit erheblichen Unsicherheiten und Kosten behaftet. Vorteilhaft wirkt sich die CO₂-Freiheit dieser Erzeugungstechnologie aus. Die geringe gesellschaftliche Akzeptanz der Kernenergienutzung hat allerdings dazu geführt, dass Deutschland einen schrittweisen Ausstieg aus dieser Erzeugungstechnologie beschlossen hat.

- **Biomasse:** Bei der Stromerzeugung aus Biomasse wird zwar CO₂ freigesetzt, jedoch lediglich in dem Ausmaß wie es vorher gebunden wurde, sodass die Stromerzeugung CO₂ neutral ist. Bei Biomasse handelt es sich um einen nachwachsenden Brennstoff, der nicht unbegrenzt zur Verfügung steht. Der mögliche Anteil an der Stromerzeugung ist somit von den lokalen Gegebenheiten abhängig.

Durch eine kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung kann der Wirkungsgrad erheblich angehoben werden, um so die spezifischen Brennstoffkosten pro erzeugter Stromeinheit zu verringern.¹² Kraftwerke, die in einem Prozess Strom und Nutzwärme erzeugen, sind auch unter dem Begriff Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) bekannt.

Eine weitere mögliche Entwicklung zur Erhöhung der Wirkungsgrade ist, das bei Gas verwendete GuD Verfahren auch bei Kohlekraftwerken anzuwenden. Problematisch ist jedoch, dass im Vergleich zu Erdgas bei der Verbrennung von Kohle Asche entsteht, die zu einer Beschädigung der Gasturbine führen kann. Es existieren bereits einige Demonstrationsanlagen mit integrierter Kohlevergasung. Langfristig werden Wirkungsgrade von über 55% für möglich gehalten, wobei eine Markteinführung vor 2020 unwahrscheinlich ist.¹³

Neben den Dampfkraftwerken existieren solche Kraftwerke, die Strom nicht durch Verfeuerung, sondern aus mechanischen Quellen umwandeln. Diese sind zugleich regenerative Kraftwerkstechnologien, die kein CO₂ freisetzen.

- **Wasserkraft:** Wasserkraftwerke nutzen die mechanische Energie des Wassers zum Antrieb von Turbinen und den damit verbundenen Generatoren. Hierbei ist zwischen Laufwasser- und Stauwasserkraftwerken zu unterscheiden. Laufwasserkraftwerke sind Grundlastkraftwerke, deren Einsatz nur innerhalb sehr

¹² Vgl. Hofer (2002) S. 205ff.

¹³ Vgl. EWI (2005) S.102.

enger Grenzen variiert werden kann. Die variablen Kosten der Stromerzeugung sind sehr gering. Stauwasserkraftwerke sind die flexibelsten Kraftwerke und daher gut dazu geeignet, die Spitzenlasten zu bedienen. Sind ausreichend Wasservorräte vorhanden, sind die variablen Kosten gering. Bei Wassermangel aufgrund fehlender Niederschläge steigen die Kosten jedoch an, da die Opportunität der aktuellen Stromerzeugung gegenüber einem späteren Zeitpunkt berücksichtigt werden muss.

Eine besondere Form von Wasserkraftwerken stellen die Pumpspeicherkraftwerke dar. Hierbei handelt es sich nicht um ein Kraftwerk, sondern um eine Speichertechnologie.

- **Windenergie:** Windkraftanlagen (WKA) nutzen die natürliche Luftströmung zum Antrieb eines Generators. Die Stromerzeugung variiert, wie in Abbildung 1.3 verdeutlicht, mit der Windstärke. Es ist eine Mindestwindgeschwindigkeit erforderlich, um die Anlage in Betrieb nehmen zu können. Die Stromerzeugung nimmt ab dieser Mindestgeschwindigkeit mit zunehmender Windstärke zu, geht jedoch ab einer gewissen Windgeschwindigkeit auf Null zurück, da sich die WKA dann aus Sicherheitsgründen automatisch aus dem Wind dreht. Die variablen Kosten der Stromerzeugung sind wegen des Verzichts auf einen Brennstoff sehr gering.

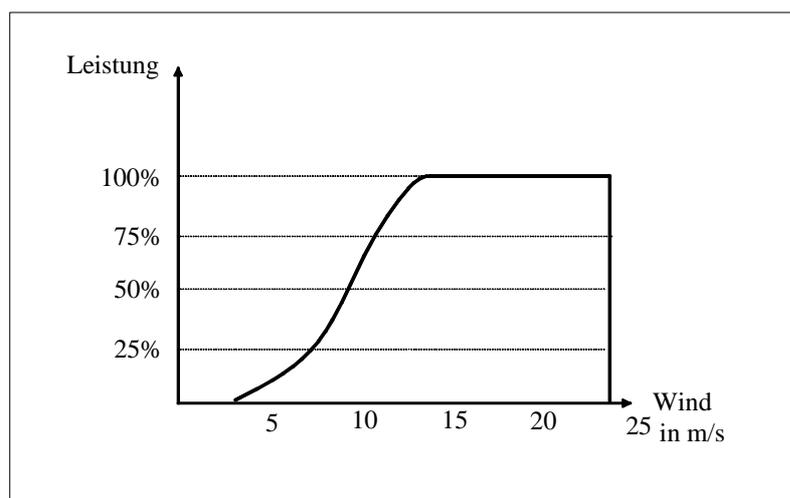


Abbildung 1.3: Leistung einer WKA.

Quelle: Eigene Darstellung.

- **Solarenergie:** Die Strahlungsenergie der Sonne kann mit Photovoltaikanlagen, deren wesentlicher Bestandteil in der Regel Silizium ist, in elektrische Energie

umgewandelt werden. Genauso wie bei der Windenergie ist die Erzeugung von den aktuellen Witterungsbedingungen abhängig. Die aufwändige Produktion der Solarzellen führt zu sehr hohen Fixkosten bei der Errichtung einer Photovoltaikanlage. Ein weiterer Kritikpunkt ist der große Flächenverbrauch. Ebenso wie bei der Windenergie sind die variablen Kosten sehr gering.

Ein effizienter Einsatz der vorhandenen Kraftwerke liegt vor, wenn bei jeder Lastsituation die Gesamterzeugungskosten minimiert werden, also die Kraftwerke in aufsteigender Reihenfolge ihrer Grenzkosten, der sogenannten **Merit Order**, zum Einsatz kommen. Aus den vorangegangenen Überlegungen lässt sich in Abbildung 1.4 eine solche Angebotsfunktion konstruieren. Die geringsten variablen Kosten weisen

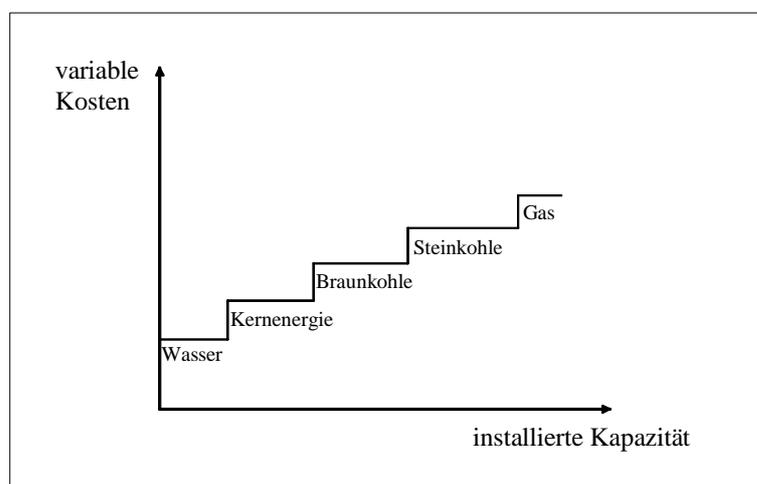


Abbildung 1.4: Merit Order der Stromwirtschaft.

Quelle: Eigene Darstellung.

die regenerativen Energien, gefolgt von der Kernenergie, auf. Ebenfalls zur Deckung der Grundlast werden Braunkohlekraftwerke eingesetzt. Steinkohle, Gas- und Ölkraftwerke haben höhere variable Kosten und sind daher nur zu Spitzenlastzeiten im Einsatz.

Die hier dargestellte Reihenfolge ist von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängig. Durch technische Entwicklungen bei der Verbesserung der Wirkungsgrade oder entsprechender Preisentwicklungen für CO₂-Emissionen kann sich die Merit Order verändern.

1.1.2 Struktur des deutschen Kraftwerksparks

Im Jahr 2005 betrug die Erzeugung von Strom in deutschen Kraftwerken 616,5 TWh. Wie in Abbildung 1.5 zu sehen ist, entfielen hiervon jeweils etwa ein Viertel auf die Stromerzeugung in Kernenergie-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke. Damit ist die Struktur der Stromerzeugung in Deutschland im Wesentlichen durch fossile und nukleare Erzeugungstechnologien bestimmt. Außerdem wurde Erdgas zur Erzeugung von 70 TWh verwendet, was 11% der Stromerzeugung entspricht. Die erneuerbaren Energien haben 9% zur gesamten Stromerzeugung beigetragen. Da deren Struktur im Kapitel 3.1.2 noch eingehend untersucht wird, kann hier auf eine detaillierte Darstellung verzichtet werden. Die verbleibenden Anteile verteilen sich auf die sonstigen Energieträger, wie beispielsweise Abfall und die Stromerzeugung aus Mineralölprodukten.

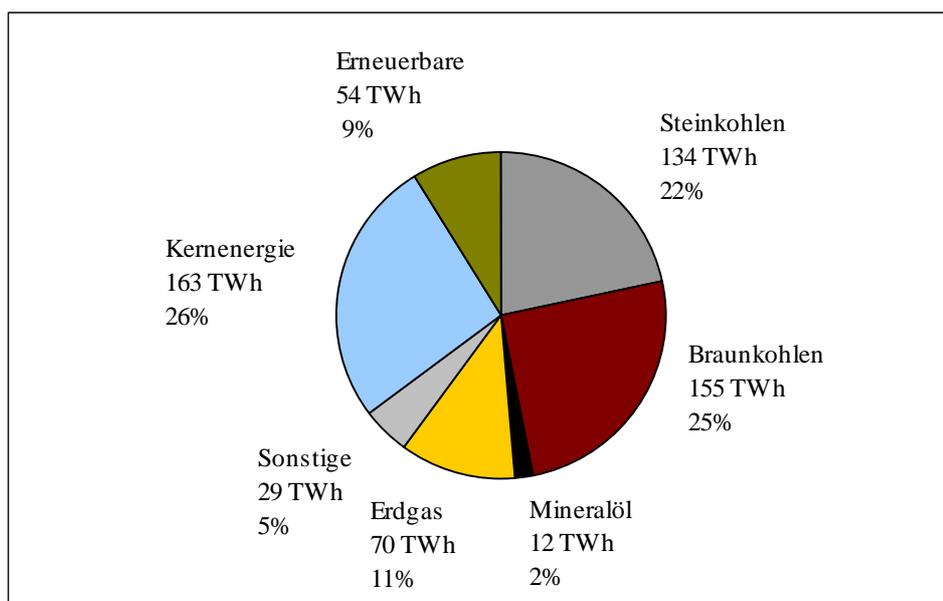


Abbildung 1.5: Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern im Jahr 2005.
Quelle: Eigene Darstellung, Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

Die Stromerzeuger auf dem liberalisierten deutschen Markt lassen sich in zwei Gruppen unterteilen. Auf der einen Seite stehen die börsennotierten vertikal desintegrierten ehemaligen Monopolisten. Die Ausgangslage mit regionalen Gebietsmonopolen vor der Liberalisierung hat dazu geführt, dass eine geringe Anzahl von großen Spielern einen erheblichen Anteil am Kraftwerkspark besitzt. Hierbei handelt es sich um Tochterunternehmen der Konzerne EnBW, e.on, RWE und Vattenfall Deutschland, die aus den neun vor der Liberalisierung aktiven Verbundunternehmen hervorgegan-

gen sind.¹⁴ Zusammen kontrollieren diese vier Unternehmen auf direktem Wege und über Beteiligungen 84% der deutschen Kraftwerkskapazitäten mit einer installierten Leistung über 100 MW. Die größten Anteile haben RWE mit 30% und e.on mit 28%. Dieses ist auch darauf zurückzuführen, dass diesen beiden Unternehmen indirekte Anteile an der STEAG zugerechnet werden. Die beiden kleineren Spieler EnBW und Vattenfall verfügen über 10% und 16% des Kraftwerkspark.

Diese vier Unternehmen können den Bau von Grundlastkraftwerken finanzieren. Da die Anbieter im Verhältnis zum Markt sehr groß sind, geht von ihnen die Gefahr der Beeinflussung der Marktpreise aus. Diese Konstellation führt dazu, dass kein vollkommener Wettbewerb auf dem Spotmarkt existiert, sondern eher ein oligopolistischer Markt entsteht. Die Probleme, die für die Preisbildung auf dem Spotmarkt mit einer solchen Struktur auf dem Erzeugermarkt verbunden sein können, werden in Kapitel 2.1.5 behandelt.

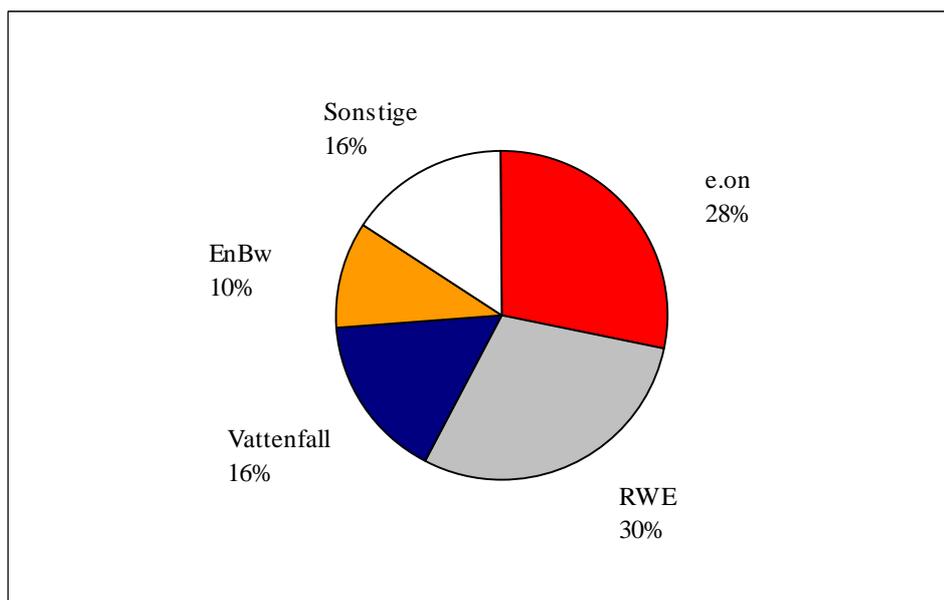


Abbildung 1.6: Eigentümerstruktur der Kraftwerke mit einer Leistung über 100 MW.
Quelle: Eigene Berechnungen, Daten Meller u. a..

Die zweite Gruppe sind die nach der Liberalisierung gegründeten *newcomer* mit eigenen Erzeugungsanlagen. Diese stellen einen starken Wettbewerbsrand dar und verfügen über 16% des Kraftwerksparks. Die hohen Anfangsinvestitionen für den Bau neuer Kraftwerke stellen eine potenzielle Markteintrittsbarriere dar, da die Kosten

¹⁴ EnBW wurde gebildet aus Badenwerk und Energieversorgung Schwaben, e.on aus Preußen-Elektra und Bayernwerk, RWE durch Integration mit VEW und Vattenfall Deutschland aus HEW, VEAG und BEWAG.

weitgehend als versunken betrachtet werden können.¹⁵ Daher können die *newcomer* häufig nur auf Kraftwerke eines bestimmten Typs zurückgreifen, wobei es sich in der Regel um weniger kapitalintensive Kraftwerkstypen, insbesondere Gaskraftwerke, handelt. Die damit verbundenen hohen variablen Kosten führen dazu, dass sie nur bei Spitzenlasten rentabel sind. Eine Optimierung des Kraftwerksparks wie bei den vier Großen ist nicht möglich. Zu den kleineren Anbietern gehören auch Industriebetriebe, die überschüssigen Strom aus betriebseigenen Kraftwerken anbieten.

1.2 Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber

Die Struktur des monopolistischen Netzes kann anhand der Spannungsebenen beschrieben werden. Das Höchstspannungsnetz der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) dient dem Transport von Strom über längere Distanzen und wird mit einer Spannung von 380 kV oder 220 kV betrieben. Eine direkte Versorgung von Verbrauchern aus dem Höchstspannungsnetz ist nicht möglich. Hierfür befinden sich bei Verbraucherschwerpunkten Umspannanlagen, die die Höchstspannung für ein überregionales Verteilnetz auf die Hochspannung im Regelfall auf 110 kV herabtransformieren. Diese sind Eigentum der Verteilnetzbetreiber (VNB), die zumeist nicht direkt, sondern lediglich über das Übertragungsnetz miteinander verbunden sind. Großverbraucher mit einer Leistung von 10 bis 100 MW können auf dieser Ebene versorgt werden.

Die Umspannanlagen von Städten oder ländlichen Gebieten transformieren die Spannung weiter herunter auf Mittelspannung. Die Mittelspannungsleitungen in den Stadtgebieten werden meist mit 10 kV betrieben. Betriebsspannungen von 20 kV findet man vorwiegend im ländlichen Bereich, da hier größere Entfernungen als im Stadtgebiet zu überbrücken sind. Kleinere Industriebetriebe mit einem Leistungsbedarf zwischen einigen hundert kW und mehreren MW werden direkt aus der Mittelspannungsebene versorgt.

In Ortsnetzstationen wird die Mittelspannung auf die Niederspannung von 400/230 V transformiert. Mit dieser Spannung werden die privaten Haushalte oder Gewerbebetriebe mit einem Leistungsbedarf bis 1.000 kW im lokalen Verteilnetz versorgt.

Zentraler Aspekt des Liberalisierungsprozesses in der EU ist die Schaffung unabhängiger Netzbetreiber. Der Liberalisierungsprozess der Energiemärkte in Europa

¹⁵ Vgl. Monopolkommission (2005) Tz. 1116.

basiert auf der am 19.12.1996 verabschiedeten Binnenmarktrichtlinie Elektrizität (EltRL, 96/92/EG), deren Schwerpunkt die Schaffung eines diskriminierungsfreien Zugangs Dritter zu den Netzen (*Third Party Access*) nach der *essential facilities Doktrin* ist.¹⁶

Der Eigentümer des Netzes ist berechtigt, für die Nutzung seines Netzes und der Systemdienstleistungen Gebühren zu erheben. Damit der ÜNB seine regionale monopolistische Position nicht ausnutzt, sind die Netznutzungsentgelte genehmigungspflichtig. Mit der Verabschiedung des neuen Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) vom 7. Juni 2005 fällt in Deutschland diese Aufgabe der Bundesnetzagentur zu. Sie genehmigt die Netznutzungsentgelte und wacht über den diskriminierungsfreien Zugang zur Wesentlichen Einrichtung. Die Netznutzungsentgelte orientieren sich an den Kosten des natürlichen Monopolisten.¹⁷

Da die Netze auf der Hoch- und Höchstspannungsebene vor der Liberalisierung Eigentum der Verbundunternehmen waren, mussten in Deutschland die Netzgesellschaften von den Konzernen EnBW, e.on, RWE und Vattenfall getrennt werden. Aus historischen Gründen sind so die vier deutschen Regelzonen (vgl. Abbildung 1.7) entstanden, in denen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) EnBW Transportnetzgesellschaft, e.on Netz, RWE Transportnetz Strom und Vattenfall Europe Transmission Eigentümer und Betreiber des Höchstspannungsnetzes sind.¹⁸ Die ÜNB sind innerhalb ihrer Regelzone für den sicheren Betrieb des Netzes verantwortlich. Zu den Aufgaben der Regelzonenbetreiber zählt auch die Lieferung von Systemdienstleistungen, die teilweise in den Netznutzungsentgelten enthalten sind und teilweise gesondert abgerechnet werden.¹⁹

- **Netzstabilität:** Das wichtigste Kriterium für die Netzsicherheit ist die Frequenz. Diese liegt im europäischen Stromnetz bei 50 Hz. Liegt die aktuelle Last oberhalb der aktuellen Einspeisungen, kommt es zu einem Frequenzabfall. Übersteigt hingegen die eingespeiste Energie die Last, steigt die Frequenz. Ist die Abweichung von der 50 Hz Marke zu groß, kommt es in beiden Fällen zu einem Netzzusammenbruch. Um dieses zu verhindern, ist der ÜNB verpflichtet,

¹⁶ Vgl. Nill-Theobald und Theobald (2001) für eine Ausführliche Analyse der EltRL.

¹⁷ Grundsätzlich lassen sich zwei Verfahren zur Bestimmung der erlaubten Netznutzungsentgelte unterscheiden: Die Höchstpreisregulierung (price cap) und die Rentabilitätsregulierung (rate of return). Für eine ausführlich Darstellung vgl. z.B. Kunz (2000) sowie Laffont und Tirole (1993), Kapitel I.

¹⁸ Dieses sind die juristisch korrekten Namen der Netzgesellschaften. Im weiteren Verlauf der Arbeit werden die Namen der Konzerne auch für die Netzgesellschaften verwendet.

¹⁹ Zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte vgl. Abschnitt 2.5.

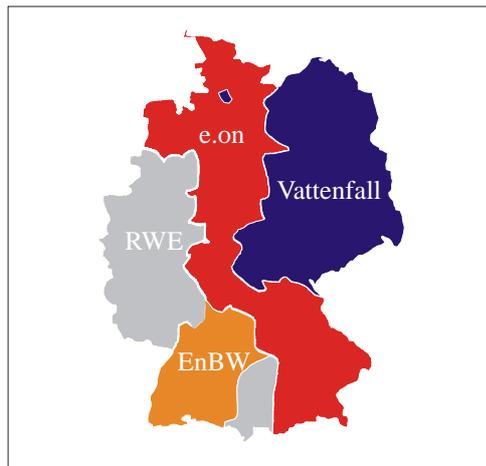


Abbildung 1.7: Aufteilung der Regelzonen in Deutschland.

Quelle: Eigene Darstellung.

positive Reserven für einen Frequenzabfall und negative Reserven für einen Frequenzanstieg bereit zu halten. Diese Reserven werden als positive und negative Regelernergie bezeichnet.²⁰

- **Übertragungsverluste:** Bei der Netznutzung entstehen Übertragungsverluste durch den Widerstand der Leitungen, was sich als Wärmeabgabe der Leitungen zeigt. Da diese nicht individuell für jeden Netznutzer ermittelt werden, ersetzt der ÜNB die Verluste.
- **Blindarbeit:** Bei der Übertragung von Wechselstrom verlaufen Stromstärke und Spannung nicht vollständig synchron. Die Spannungsspitze liegt zeitlich vor der Stromstärkenspitze, wodurch ein negativer Stromfluss entsteht, der als Blindarbeit bezeichnet wird. Blindarbeit fließt nicht nur vom Erzeuger zum Verbraucher, sondern auch in die umgekehrte Richtung, da er nicht verbraucht werden kann. Auch wenn dieser Strom nicht verbraucht wird, ist er für die Systemsicherheit erforderlich, um die Spannung am Lastende der Leitung zu halten.²¹ Fällt bei der Erzeugung der Kraftwerke nicht genügend Blindarbeit an, muss der ÜNB diese beschaffen.
- **Schwarzstartkapazitäten:** Im Falle eines vollständigen Netzausfalls muss der ÜNB über Schwarzstartkapazitäten verfügen. So werden Kraftwerke bezeichnet, die auch ohne Unterstützung des Stromnetzes in Betrieb genommen werden können.

²⁰ Eine Ausführliche Darstellung der unterschiedlichen Reservearten findet sich in Abschnitt 2.3

²¹ Vgl. Stoff (2002) S. 384ff.

Da der ÜNB über keine eigenen Kraftwerkskapazitäten verfügt, muss er diese Dienstleistungen am Markt erwerben.

Die Ausbreitung von Strom in Netzwerken folgt den Kirchhoffschen Regeln. Die praktische Bedeutung dieser physikalischen Erhaltungssätze liegt darin, dass sich der Strom seinen Weg selber zu den Entnahmestellen sucht und sich gleichmäßig über das ganze Netz verteilt. Daher ist ein Transport von Strom von A nach B, wie etwa in Telefonnetzen, wo die Daten vom Sender an den Empfänger geschickt werden müssen, weder erforderlich noch möglich. Um den physischen Stromfluss abzurechnen, ist eine Messung des ein- und ausgespeisten Stroms erforderlich. Durch die speziellen Eigenschaften eines Stromnetzes ist es möglich, Ein- und Ausspeisepunkte trotz geographischer Entfernung zusammenzufassen, solange sie sich in einer Regelzone befinden (unabhängig von der Spannungsebene). Hierfür wurde in der Verbändevereinbarung II vom 13.12.1999 (VVII) das Instrument der Bilanzkreise vereinbart. Jeder Händler und jeder Weiterverteiler, der in einer deutschen Regelzone Stromgeschäfte tätigen will, benötigt hierfür einen Bilanzkreis. Dieser kann eine beliebige Anzahl von Ein- und Ausspeisepunkten innerhalb einer Regelzone beinhalten. Einspeisestellen können mehreren Bilanzkreisen zugeordnet werden, Entnahmestellen jedoch nur einem einzigen. Wird Strom über die Grenzen einer Regelzone hinweg geliefert oder gehandelt, muss der Marktteilnehmer in allen betroffenen Regelzonen einen Bilanzkreis besitzen oder sich einem anderen anschließen. Dieses Konzept erstreckt sich auch auf Österreich, lediglich die Namensgebung ist dort unterschiedlich und die Bilanzkreise werden als Bilanzgruppen bezeichnet.

Wenn ein Händler oder Erzeuger das Netz nutzen möchte, muss er dieses dem ÜNB mitteilen. Dieses erfolgt in Form von Fahrplänen (**scheduling**), die Ein- und Ausspeiseort sowie Menge und Zeitraum der Netznutzung beinhalten. Der Fahrplan gibt für jede Viertelstunde an, wieviel Leistung eingespeist oder entnommen und zwischen den Bilanzkreisen ausgetauscht wird.

Auf der letzten Stufe der Wertschöpfungskette stehen die Weiterverteiler und die Endverbraucher, deren Charakteristiken im Folgenden untersucht werden.

1.3 Weiterverteiler und Endverbraucher

Ein Wettbewerb auf der Vertriebsebene ist möglich, da die Endverbraucher das Recht haben, ihren Versorger frei zu wählen. Bei den Weiterverteilern handelt es sich häufig um regional operierende Unternehmen, die den Endverbrauchern eine flexible Stromversorgung ohne zeitliche Vorgaben anbieten. Die Endverbraucher können bis zu einer maximalen Last, die durch die Sicherungen in den privaten Haushalten bestimmt wird, beliebig Strom beziehen. Die als Vollversorgungsvertrag bezeichnete Dienstleistung der Weiterverteiler wird den Endverbrauchern in der Regel in einem zweistufigen Tarif angeboten, der aus einem fixen Anschlusspreis und einem variablen Preis pro verbrauchter kWh besteht.

Ist die Nachfrage größer (ab ca. 10000 kWh/a), werden die Kunden nicht mehr als Tarifkunden, sondern als Sondervertragskunden eingestuft. Der Tarif für diese Kunden wird nicht nur nach dem Verbrauch, sondern auch nach ihrer maximalen Last berechnet. Hierbei werden für mittlere Kundengrößen oftmals typisierte Lastgänge bei der Berechnung zugrunde gelegt.

Neben den Vollversorgungsverträgen fragen Großkunden mit oder ohne eigene Erzeugungskapazitäten Teillieferungen nach, die nur einen bestimmten Teil des Bedarfs decken. Ein Produkt ist hierbei die **Bandlieferung**, bei der eine konstante Strommenge über einen Zeitraum geliefert wird. Wenn der Lastverlauf einem Zeitraster folgt, dann ist auch eine angepasste **Programmlieferung** möglich. Aufgrund der besseren Prognosefähigkeit sind diese Produkte in der Regel günstiger zu beschaffen als Vollversorgungsverträge. Wenige industrielle Verbraucher haben zeitabhängige Tarife (*time of use tariffs*), die unterschiedliche Tarife in Abhängigkeit von der Tageszeit beinhalten. Diese finden im privaten Bereich nur bei der Nutzung von Nachtspeicherheizungen Anwendung.

Die Nutzung von Intermediären führt jedoch dazu, dass die Endverbraucher die Preissignale vom Großhandelsmarkt nicht empfangen können. Die Endverbraucher orientieren sich stattdessen an der letzten Rechnung und dem dort festgelegten fixen Preis. So wird zu Spitzenlastzeiten zu viel Strom nachgefragt, da die Endverbraucherpreise dann unterhalb der Großmarktpreise liegen. In Zeiten geringer Last ist die Nachfrage der Endverbraucher hingegen zu gering, da die Endverbraucherpreise über den Großhandelspreisen liegen.²² Eine Weitergabe der Preise in Echtzeit ist selbst bei

²² Bushnell und Mansur (2004).

Großverbrauchern nicht verbreitet.

Die Nachfrage bei Endverbrauchern ist kurzfristig (innerhalb eines Tages oder einem Monat) inelastisch. Langfristig kann hingegen der Energiepreis, insbesondere bei der Beschaffung von Konsumgütern, in die Kaufentscheidung mit einfließen und so zu einer Reaktion auf gestiegene Großhandelspreise führen. Daher hat die Nachfragekurve einen steilen Verlauf und kann kurzfristig als fast vertikal angesehen werden.

Dieses erste Kapitel hat einen Überblick über die einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette gegeben und wesentliche technische Grundlagen der Stromwirtschaft betrachtet. In dem folgenden Kapitel steht die Interaktion der einzelnen Akteure auf den einzelnen Märkten im Mittelpunkt der Untersuchungen.

Kapitel 2

Desintegrierte Betrachtung der Strommärkte

Ziel dieses Kapitels ist es, einen Überblick über die Funktionsweise und das Marktdesign der deutschen Strommärkte zu geben, um die Auswirkungen der Einspeisung regenerativer Energien später beurteilen zu können. Da es sich bei Strom um ein Kuppelprodukt handelt, gilt es, den effizienten Einsatz und die kostenminimale Beschaffung von Energie, Systemdienstleistungen und Übertragungskapazitäten zu erreichen. In einem desintegrierten Marktmodell, wie dem deutschen, existieren

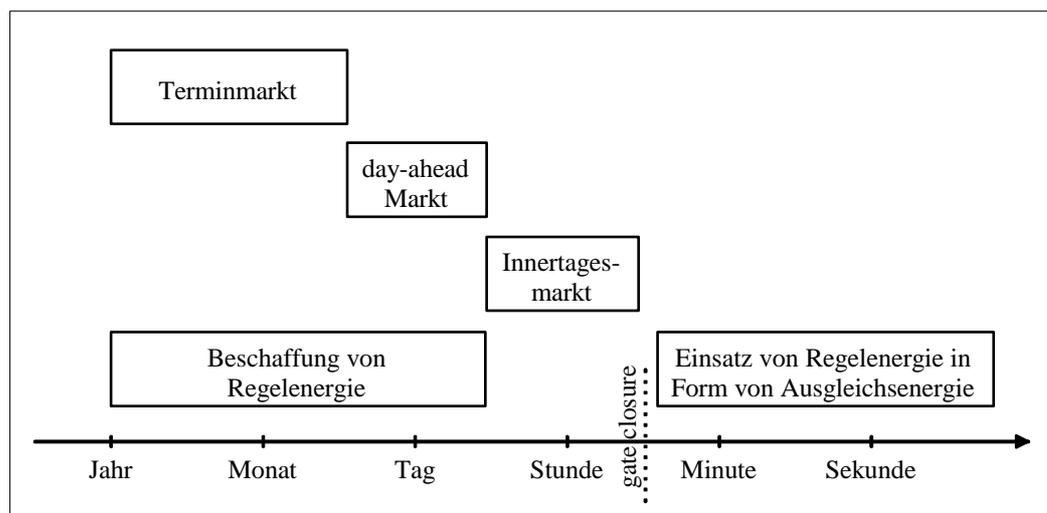


Abbildung 2.1: Zeitliche Einordnung der unterschiedlichen Teilmärkte.

Quelle: Eigene Darstellung.

mehrere Märkte, die über Preismechanismen und unter Berücksichtigung von Opportunitätskosten koordiniert werden müssen. In Abbildung 2.1 sind die Märkte entlang

der Zeitachse abgetragen. Bis zu einem Jahr im Voraus werden Termingeschäfte getätigt und Regelenergie durch den ÜNB beschafft. Weitere Märkte für den Handel mit Energie sind der day-ahead-Markt, der einen Tag vor der Lieferung stattfindet und der Innertagesmarkt am Tag der Lieferung. Ab einem bestimmten Zeitpunkt, der als *gate closure* bezeichnet wird, muss der Handel ausgesetzt werden. Nach *gate closure* übernimmt der ÜNB die Verantwortung für das System und setzt die zuvor beschaffte Regelenergie zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen ein, weshalb diese auch als Ausgleichsenergie bezeichnet wird.

Die Probleme im Zusammenspiel der Märkte werden in dieser Arbeit als Friktionen bezeichnet. Ziel dieses Kapitels ist es, diese Friktionen zu identifizieren und Vorschläge für ein effizientes Strommarktdesign zu unterbreiten. Als Alternative zum desintegrierten Ansatz existiert das Pool-Modell, in dem die Koordination der Märkte durch einen zentralen Akteur durchgeführt wird. Diese simultane Optimierung der Märkte wird zum Abschluss des Kapitels mit den Ergebnissen des desintegrierten Ansatzes verglichen.

2.1 Stromgroßhandel am Spotmarkt

Der Spotmarkt dient dazu, den kurzfristigen Handel mit physischer Erfüllung zu ermöglichen. Hauptsächlich handelt es sich um Restmengen, die auf dem Terminmarkt nicht veräußert oder beschafft werden konnten. Gründe hierfür können beispielsweise kurzfristig auftretende Laständerungen oder Ausfälle von Kraftwerken sein. Großabnehmer können den Spotmarkt zudem als Ergänzung zu einem vorhandenen Band- oder Programmliefervertrag nutzen, um überschüssige Mengen zu verkaufen oder Mängel zu beseitigen.

Die Bezeichnung Spothandel wird im Folgenden für den Zeitraum zwischen dem day-ahead-Markt und dem *gate closure* bezeichnet. Als day-ahead-Markt wird der Handel für die physische Erfüllung am Folgetag bezeichnet. Mit *gate closure* wird der Zeitpunkt der letzten möglichen Fahrplanänderung beschrieben. Somit beinhaltet der Spotmarkt auch den Innertageshandel, sofern der Zeitpunkt des *gate closure* am Tag der Erfüllung ist.

Strom kann entweder an der Börse oder bilateral *over the counter* (OTC) gehandelt werden. Die Börse ist in der Regel durch eine private Instanz organisiert, deren

primäre Aufgabe es ist, Handel zu ermöglichen. In Deutschland erfolgt der Energiehandel über die Leipziger European Power Exchange (EEX). Die wichtigsten Kriterien zur Beurteilung einer Börse sind die Transaktionskosten, die Liquidität und die Transparenz.²³ Wichtigstes Element zur Erhöhung der Liquidität und Verringerung der Transaktionskosten ist eine Standardisierung der Produkte.

Die auf dem Spotmarkt gehandelten Kontrakte beinhalten eine festgelegte Menge in MW pro Kontrakt. Zudem wird für jeden Kontrakt der Lieferzeitraum und der Lieferort spezifiziert. Der Lieferzeitraum ist je nach Spotmarkt unterschiedlich, beträgt in der Regel aber entweder eine halbe oder eine ganze Stunde, wobei auch kürzere Intervalle möglich sind.²⁴ Die Angabe der Lieferorte ist erforderlich, falls an der Börse Kontrakte mit Lieferung in Gebiete unterschiedlicher ÜNB gehandelt werden.

Die Börse tritt als zentraler Handelspartner bei allen Transaktionen auf, sodass die Händler anonym bleiben. Außerdem nimmt sie den Händlern das Erfüllungsrisiko ab und verringert so ebenfalls die Transaktionskosten. Die Transparenz wird durch eine periodische Veröffentlichung der Preise und gehandelter Mengen sowie weiterer kursrelevanter Informationen erhöht.

2.1.1 Day-ahead-Handel

Der day-ahead-Markt ist der Spotmarkt mit dem höchsten Handelsvolumen, da aufgrund von physikalischen Restriktionen (Anfahrtsdauer von Kraftwerken, Abgabe von Fahrplänen, Berücksichtigung von Engpässen, etc.) eine Einsatzplanung der Kraftwerke einen Tag im Voraus erforderlich ist.

Das Kernelement eines börslichen Handelsplatzes ist das Marktmodell und die dazugehörige Preisfindungsregel. Hierbei kann zwischen zwei Marktmodellen unterschieden werden: dem fortlaufenden Handel und dem Auktionshandel. Beide Preisfindungsregeln werden im day-ahead-Markt der EEX eingesetzt.

Im fortlaufenden Handel werden Baseload- und Peakload-Kontrakte gehandelt. Ein Baseload-Kontrakt umfasst eine konstante Lieferung von einem MW über den gesamten Tag, insgesamt also 24 MWh. Ein Peakload-Kontrakt umfasst eine Lieferung in den Stunden 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr, sodass insgesamt 12 MWh geliefert wer-

²³ Vgl. z.B. Bernet (2003).

²⁴ In Australien und England beträgt das Zeitintervall beispielsweise eine halbe Stunde, an der EEX eine Stunde. Vgl. IEA (2005) S.198. und <http://www.apxgroup.com>

den. Zur Zeit sind die Regelzonen der ÜNB EnBW Transportnetz, e.on Netz, RWE Transportnetz Strom, Vattenfall Europe Transmission und Austrian Power Grid als Lieferorte möglich.

Bis zum Abschluss des Handelstages um 11:55 Uhr können jederzeit Gebote abgegeben werden. Sobald sich zwei ausführbare Aufträge gegenüber stehen, kommt es zu einem Handel und ein neuer Preis wird ermittelt (*permanentes matching*). Daher wird dieses Marktmodell auch als preisgetrieben (*quote driven*) bezeichnet. Das Orderbuch ist halb offen und die Börsenteilnehmer können für jeden gehandelten Kontrakt die besten Kauf- und Verkaufslimits mit den zugehörigen Handelsvolumina, Eröffnungspreisen und zuletzt gehandelten Geschäften einsehen.²⁵ So können sich alle Händler einen guten Eindruck von der Markttiefe und -breite machen, auch wenn keine Preise durch tatsächliche Geschäfte zustande kommen. Da ein Händler sich an den aktuellen Geboten orientieren kann, weiß er, ob seine Order ausgeführt oder nur in das Orderbuch eingetragen wird. Somit ist sowohl das Ausführungsrisiko als auch das Preisrisiko gering.

Der Vorteil von einem preisgetriebenen Markt liegt in der Sofortigkeit (*inmediacy*), mit der Aufträge ausgeführt werden können und mit der der Preis sich an neue Informationsgegebenheiten anpasst. Alle verfügbaren Informationen sind somit im Preis enthalten. Die Preisbildungseffizienz des fortlaufenden Handels ist allerdings von der Liquidität des Marktes abhängig, die im Wesentlichen von der Anzahl und der Zusammensetzung der Marktteilnehmer bestimmt wird. Bei einem liquiden Markt ist die Differenz zwischen den besten Kauf- und Verkaufsgeboten (*spread*) sehr klein. Je geringer die Liquidität, umso größer sind die impliziten Transaktionskosten aufgrund eines höheren *spreads*.²⁶

Ist die Liquidität auf einem Markt gering, kann ein diskreter Auktionshandel zu besseren Ergebnissen führen.²⁷ Wegen der fehlenden Speicherbarkeit ist die Liquidität an den Strommärkten häufig nicht ausreichend groß, um zu einem effizienten Preisbildungsverfahren zu führen. Daher sollte auf Strommärkten in der Regel auf eine ausschließliche Anwendung des fortlaufenden Marktmodells verzichtet werden.

²⁵ Vgl. Kraus (2005).

²⁶ Vgl. Bernet (2003) S.218ff.

²⁷ Die mangelnde Liquidität bei einem fortlaufenden Handel kann grundsätzlich durch ein Market Maker Verfahren verbessert werden. Dieses wird im Rahmen des Terminmarktes näher erläutert, ist jedoch auf den Spotmarkt nicht anwendbar, da die Market Maker keine Gelegenheit mehr hätten, ihre Positionen glattzustellen. Vgl. Abschnitt 2.2.3.

Bei dem Auktionshandel kommen die eingehenden Order nicht sofort, sondern zu festen, allgemein bekannten Zeitpunkten zur Ausführung (*call auction*). So kann die Liquidität auf einen Punkt konzentriert werden. An der EEX werden im diskreten Auktionsverfahren 24 einzelne Stundenkontrakte für den folgenden Tag mit einer Lieferleistung von 0,1 MW gehandelt.

Im Gegensatz zum Handel mit Blockkontrakten können die Händler beim Auktionshandel nicht nur Wertepaare, sondern auch Gebotsfunktionen abgeben. Diese ordnen jedem Preis eine Menge zu, die der Händler entweder zu kaufen oder zu verkaufen wünscht. Hierbei kann ein Händler an der EEX zwischen zwei (minimaler und maximaler Preis) und 250 Wertepaaren angeben aus denen die Funktion interpoliert wird. Jeder Händler ist verpflichtet, ein Wertepaar für den kleinsten Preis von 0,00 €/MWh und für den zurzeit gültigen Maximalpreis von 3.000,00 €/MWh anzugeben. Ein preisunabhängiges Gebot besteht aus diesen beiden Werten in Kombination mit einer konstanten Strommenge. Die Angabe einer positiven Strommenge gibt an, dass der Händler in der betreffenden Stunde Strom zu einem bestimmten Preis kaufen will – eine negative Strommenge signalisiert, dass er bereit ist, Strom zu einem bestimmten Preis zu verkaufen.

Im Auktionshandel können Blockgebote abgegeben werden. Diese beinhalten Gebote für bis zu 24 einzelne Stundenkontrakte, die entweder gemeinsam oder gar nicht zur Ausführung kommen. Bei einer separaten Preisermittlung werden die intertemporalen Kosten, die bei einzelnen Erzeugern entstehen, vernachlässigt. So kann ein Grundlastkraftwerk, wie ein Atommeiler, nicht nur für einzelne Stunden des Tages Strom liefern, sondern muss möglichst den ganzen Tag bedienen.²⁸ Ein Blockgebot kommt zur Ausführung, wenn der Mittelwert aller zugehörigen Stundenpreise besser ist als das Limit des Blockgebotes.²⁹

Ein Nachteil einer *call auction* ist, dass die abgegebenen Gebote schwebend sind, d.h. bei limitierten Ordnern gibt es keine Ausführungsgarantie und bei unlimitierten Ordnern keine Preisgarantie. Ein Vorteil gegenüber den Blockkontrakten des fortlaufenden Handels ist, dass die Stundenkontrakte und Blockgebote im Auktionshandel mehr Flexibilität zulassen und das Kontraktvolumen geringer ist.

²⁸ Vgl. Wilson (2002).

²⁹ In der Praxis kann es passieren, dass ein Blockgebot nicht ausgeführt wurde, obwohl der Mittelwert der Stundenpreise besser war als das Limit. In diesem Fall führt die theoretische Ausführung des Blockgebotes dazu, dass der Mittelwert sich gegenüber des Limits verschlechtert. Eine ausführliche Darstellung des Handelsablaufes an der EEX findet sich in EEX (2004).

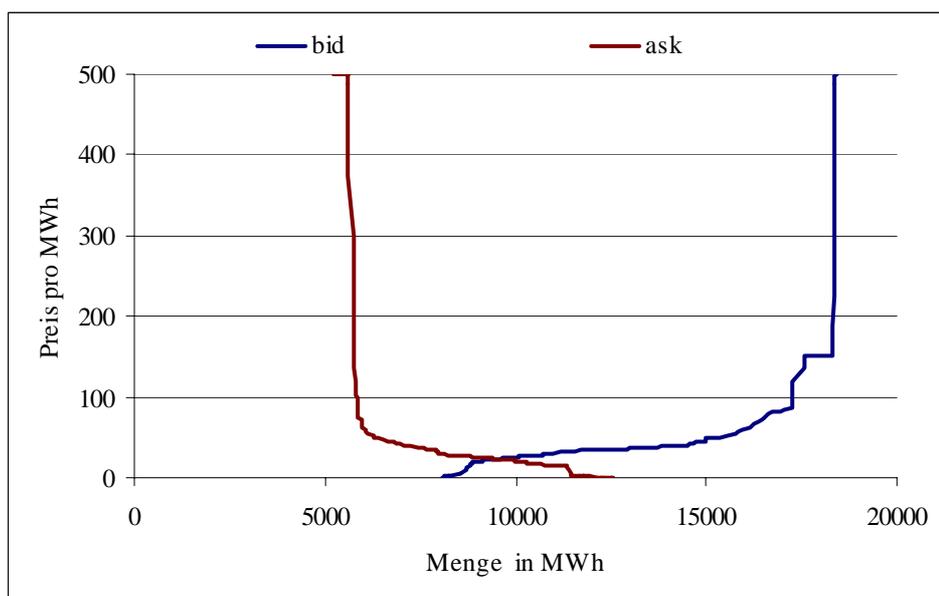


Abbildung 2.2: Matching bei einer call auction.

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Preisermittlung an der EEX erfolgt um 12:00 Uhr, indem die Funktionen der Angebots- und Nachfrageseite zu jeweils einer Funktionen addiert werden. Abbildung 2.2 zeigt die Kauffunktion (bid) und die Verkaufsfunktion (ask), die aus allen abgegebenen Geboten resultieren. Die beiden Kurven schneiden sich bei dem Preis, zu dem sich die meisten Order ausführungsfähig gegenüber stehen (Meistausführungsprinzip). Diese Preisermittlungsregel wird auch als Höchstpreisverfahren (*uniform price*) bezeichnet, da der Preis des letzten akzeptierten Gebotes maßgeblich für den Marktpreis ist.

Ein wettbewerblicher Spotmarkt besteht aus einer Vielzahl von Bietern, deren Gebote alle eine sehr geringe Wahrscheinlichkeit haben, den Markträumungspreis zu bestimmen. Daher ist es für jeden Erzeuger die dominante Strategie, seine Grenzkosten zu bieten. Bei höheren Geboten setzt er sich der Gefahr aus, nicht „in merit“ zu liegen, also nicht anbieten zu können, obwohl der Marktpreis seine zusätzlichen Kosten decken würde. Somit hat die Angebotsfunktion einen ähnlichen Verlauf wie die aus Abschnitt 1.1 bekannte Merit-Order-Kurve.³⁰

Abbildung 2.3 zeigt, dass sich das Volumen des day-ahead-Marktes der EEX in den letzten Jahren kontinuierlich erhöht hat. Im Jahr 2005 wurden 85,71 TWh an der EEX gehandelt, allerdings entfielen hiervon lediglich 0,37 TWh (0,44%) auf den fortlaufenden Handel. Dieses Verfahren ist also nicht geeignet, die notwendige Liquidität

³⁰ Vgl. Chao und Wilson (2002).

aufzubringen, um zu einer effizienten Preisbildung im fortlaufenden Handel zu führen.

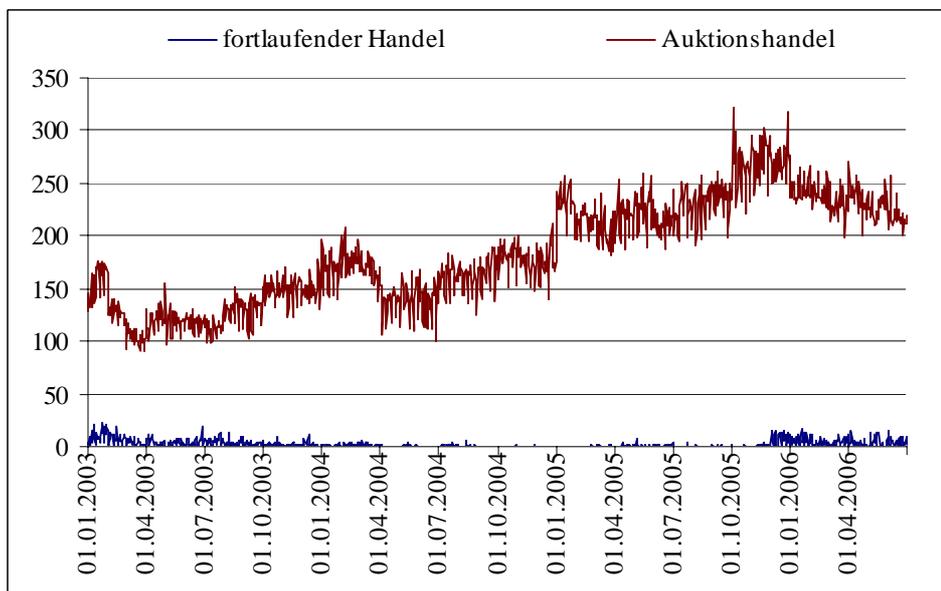


Abbildung 2.3: Volumen des EEX day-ahead Marktes in GWh.

Quelle: Eigene Darstellung, Daten der EEX.

Da im Jahr 2005 aber ca. 14 % des deutschen Stromverbrauchs über den Auktionshandel der EEX gehandelt wurden, ist der von der EEX auf Basis des Auktionsergebnisses veröffentlichte Physical Electricity Index (Phelix) als Referenzwert für den Strompreis in Deutschland anzusehen. Der Phelix Base ist der Durchschnittspreis der 24 Stunden des Tages. Der Phelix Peak bildet sich aus dem Durchschnitt der Stunden zwischen 8:00 und 20:00 Uhr.

2.1.2 Innertageshandel

Der untertägliche Handel in Deutschland ist in der StromNZV im §5 geregelt und unterliegt der Kontrolle der Bundesnetzagentur. Grundsätzlich sind Fahrpläne für den folgenden Tag bis 14:30 Uhr bei dem Übertragungsnetzbetreiber abzugeben. Jedoch besteht laut §5(2) die Möglichkeit, diesen Fahrplan zu jeder Viertelstunde des Tages mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens drei Viertelstunden zu ändern.

Für Fahrplanänderungen, die lediglich eine Regelzone betreffen, sind diese Bestimmungen seit Anfang 2006 umgesetzt. Die ÜNB sahen sich jedoch nicht in der Lage, diese Forderungen auch für regelzonenübergreifende Fahrplanänderungen unverzüglich umzusetzen, da die Koordination von Fahrplanänderungen zwischen den ÜNB

nicht automatisiert ist. Die Änderungen des Fahrplans können daher länger als eine Viertelstunde dauern. Somit könnte die nächste Abstimmungsrunde bereits beginnen, ohne dass die vorangegangene Runde abgeschlossen ist.

Die Bundesnetzagentur hat daher eine Übergangsregelung genehmigt, die eine Fahrplanänderung zu jeder vollen Stunde mit einer Stunde Vorlauf ermöglicht. Hierbei existieren keinerlei Beschränkungen bezüglich der Änderungen pro Bilanzkreis. Eine vollautomatisierte Abstimmung der Fahrplanänderungen und die Erfüllung der StromNZV soll zum 1. Januar 2007 umgesetzt werden.³¹

Des Weiteren sieht die StromNZV im §5(4) eine Sonderregelung für den ungeplanten Ausfall von Kraftwerken vor. Bei einem solchen Ausfall ist eine Änderung des Fahrplans mit einem kürzeren Vorlauf von nur 15 Minuten zum Beginn einer Viertelstunde möglich. Diese Vorgaben sind nicht von der Übergangsregelung betroffen.

Der Innertageshandel ist eine Schnittstelle zwischen dem wettbewerblichen und dem monopolistischen Bereich der Energiewirtschaft. Ab einem gewissen Punkt muss der Handel aussetzen und der ÜNB die Verantwortung für die Systemsicherheit übernehmen. Dieser als *gate closure* bezeichnete Zeitpunkt ist die Trennung zwischen dem monopolistischen und dem wettbewerblichen Bereich und ist durch die endgültige Fahrplanabgabe gekennzeichnet. Je nachdem, wie kurz vor der Lieferung Fahrplanänderungen möglich sind, ist der monopolistische Bereich größer oder kleiner. Der Zeitpunkt des *gate closure* ist im deutschen System 45 Minuten vor der Lieferung.

Nach Beendigung der day-ahead-Auktion besteht an der EEX keine weitere Möglichkeit zu handeln, somit ist der Innertageshandel lediglich OTC möglich. Ein börslicher Innertageshandel könnte genauso wie der day-ahead-Markt als fortlaufender oder als Auktionshandel organisiert werden. Ein Spotmarkt kann beispielsweise aus einer day-ahead-Auktion am Vortag der Lieferung und stündlichen Auktionen am Tag der Lieferung bestehen. Durch einen solchen hour-ahead-Markt (eine Stunde vor Erfüllung) können die Händler auf kurzfristige Ereignisse reagieren. Dieses Verfahren wird beispielsweise auf dem spanischen Spotmarkt angewandt. Dieser besteht aus einem day-ahead-Markt und sechs Auktionen am Tag der Erfüllung für den Innertageshandel.³²

Die in der StromNZV verabschiedeten Regeln ermöglichen, zum ersten Mal seit der

³¹ Vgl. hierzu die Konsultation „Fahrplanmanagement: Untertäglicher fahrplantechnischer Handel“ der Bundesnetzagentur vom 16.11.2005 bis zum 29.11.2005.

³² Vgl. <http://www.omel.es>.

Liberalisierung in Deutschland, die Schaffung eines Innertageshandels. Sobald eine Standardisierung der gehandelten Produkte eingesetzt hat und regelzonenübergreifende Fahrplanänderungen möglich sind, ist mit einem börslichen Innertageshandel zu rechnen.

2.1.3 Eigenschaften der Strompreise

Nachdem das Verfahren zur Preisermittlung an der EEX beschrieben wurde, soll nun auf die Eigenschaften der Strompreise eingegangen werden. Preisschwankungen und die daraus für die Akteure resultierenden Chancen und Risiken sind zentraler Bestandteil einer Börse. Die historische Volatilität der EEX für das Jahr 2005 auf Basis des täglichen Phelix-Peak liegt bei 2855 %.³³ Die des Phelix-Base fällt mit 1842 % nur unwesentlich geringer aus. Somit liegt die Volatilität der EEX um ein Vielfaches über der anderer Gütermärkte.³⁴

Dieses ist jedoch keine Besonderheit der EEX, sondern auf die Eigenschaften des Gutes Strom zurückzuführen, wobei die fehlende Speicherbarkeit von besonderer Bedeutung ist. Außerdem lassen sich folgende Zusammenhänge als Hauptursachen für die hohe Volatilität identifizieren:

- **Lastschwankungen:** Die Last ist tageszeitlichen Schwankungen unterlegen, da die Nachfrage in der Nacht beispielsweise wesentlich geringer ist als während der Arbeitszeit. Außerdem schwankt die Last in Abhängigkeit von der Jahreszeit. Je nach geographischer Lage (z.B. Einsatz von Klimaanlage) und den kulturellen Gegebenheiten kann die Nachfragespitze im Sommer oder im Winter liegen. Des Weiteren ist die Nachfrage nach Strom durch die ökonomischen Aktivitäten der Volkswirtschaft bestimmt. Für jeden Markt lassen sich somit charakteristische Schwankungen mit unterschiedlichen Zykluslängen identifizieren, die zur Erklärung von Strompreisschwankungen herangezogen werden können.
- **Verfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten:** Kraftwerke müssen für geplante Revisionen oder Reparaturarbeiten vom Netz genommen werden und stehen nicht immer zur Verfügung. Dieses geschieht aber in der Regel zu Schwachlastzeiten, d.h. in Mitteleuropa in den Sommermonaten, sodass die Auswirkun-

³³ Die historische Volatilität entspricht der Standardabweichung der Preise.

³⁴ Vgl. Johnson und Barz (1999).

gen auf die Strompreisbildung in der Regel gering sind. Im Gegensatz hierzu kann es auch zu ungeplanten Ausfällen auf der Erzeugerseite kommen. Diese haben eine kurzfristige Verknappung des Angebots und somit eine Veränderung des Marktpreises zur Folge. Mögliche Ursachen hierfür sind Unfälle, Brände oder andere Störfälle, die auch klimatisch bedingt sein können. Kommt es beispielsweise zu einem Ausfall von günstiger Wasserkraft aufgrund von mangelndem Niederschlag, verschiebt sich die Merit-Order-Kurve und eine teurere Technologie bestimmt den Marktpreis. Die Auswirkungen der kurzfristigen Schwankungen anderer regenerativer Energien werden ausführlich in den Kapiteln 3 und 4 behandelt.

- **Erzeugungs- und Brennstoffkosten:** Die Preise für die Primärenergieträger weisen unterschiedliche Volatilitäten auf. Je nachdem welcher Primärenergieträger den Marktpreis bestimmt, wirkt sich dieser Faktor somit stärker oder schwächer auf den Strommarktpreis aus (cross commodity Effekte). Insbesondere die Volatilität der Gaspreise wirkt auf die Strompreise. Die Preisschwankungen der Primärenergieträger sind ebenfalls saisonabhängig, aber auch von geopolitischen Ereignissen beeinflusst, die nicht in einem direkten Bezug zum Strommarkt stehen.
- **CO₂-Zertifikate:** Wie bereits in Kapitel 1.1 gesehen, beeinflussen die mit CO₂-Emissionen verbundenen Kosten die variablen Kosten der Stromerzeugung. Die Schwankungen der Zertifikatspreise wirken sich ebenso auf die Erzeugungskosten aus, wie Preisschwankungen der Primärenergieträger, da es sich hierbei um einen weiteren Inputfaktor der Stromerzeugung handelt. Dieser Effekt ist umso stärker, je CO₂-intensiver die Erzeugung im Grenzkraftwerk ist.
- **Politische Einflussnahme:** Die Energiewirtschaft ist nach wie vor durch ein hohes Maß von politischer Einflussnahme geprägt. Ein Beispiel hierfür ist die Interpretation von „Störfällen“ in Kernkraftwerken und die politischen Bedingungen für die Wiederaufnahme des Normalbetriebs.

Bereits kleine mengenmäßige Veränderungen auf der Angebots- oder auf der Nachfrageseite können zu starken Veränderungen der Strompreise führen, wenn sich dadurch die Technologie verändert, die den Marktpreis bestimmt.

In Abbildung 2.4 ist der Phelix-Base im Jahr 2005 und im erstem Halbjahr 2006

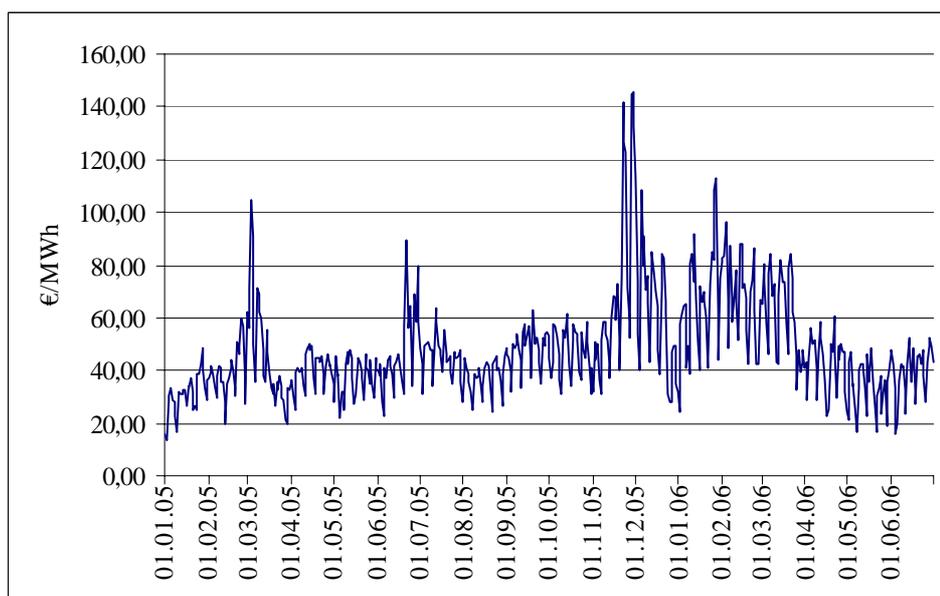


Abbildung 2.4: Preisentwicklung EEX täglicher Phelix Base in €/MWh.

Quelle: Eigene Darstellung, Daten der EEX.

dargestellt. Die untertägigen Preisschwankungen werden nicht abgetragen, da es sich um Tagesdurchschnittswerte handelt. Dennoch ist der Einfluss der Last auf die Preisbildung anhand der regelmäßigen Ausschläge um etwa 20 €/MWh nach unten zu erkennen. Hierbei handelt es sich um die Preise an Wochenenden und Feiertagen, die aufgrund der geringeren Nachfrage deutlich unter den Preisen an Werktagen liegen.

Des Weiteren fallen die Preisspitzen (spikes) Anfang März, im Juni und im November/Dezember 2005 sowie im Januar 2006 auf. Hierbei handelt es sich nicht um eine Besonderheit des deutschen Strommarktes, sondern um ein typisches Phänomen der Strompreisbildung. Die Entstehungsweise und Wirkung von Preisspitzen kann anhand von Abbildung 2.5 verdeutlicht werden. Die aggregierte Angebotsfunktion (S) aller Stromerzeuger auf einem wettbewerblichen Markt kann in drei Bereiche unterteilt werden. Im Grundlastbereich verläuft die Angebotskurve relativ flach. Bei einer Nachfrage von D_1 ist das Angebot elastisch. Da die Auslastung der Kapazitäten gering ist, hat eine Nachfrageerhöhung eine Ausweitung der Erzeugung zur Folge. Das Kraftwerk mit den nächst höheren Grenzkosten nimmt den Betrieb auf, was eine leichte Preissteigerung zur Folge hat.

Im Mittellast- und Spitzenlastbereich verläuft die Angebotskurve steiler. Bei einer Nachfrage D_2 ist die Auslastung des Kraftwerksparks höher und der Verlauf des Angebotes weniger elastisch. Eine Ausweitung der Nachfrage hat einen höheren Preiss-

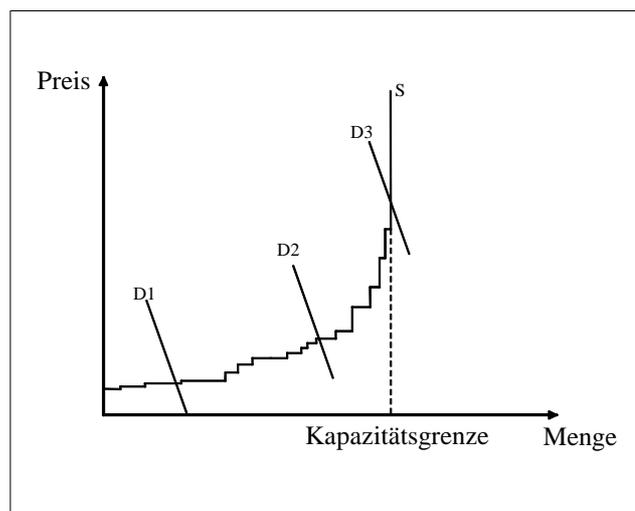


Abbildung 2.5: Nachfragesituationen und Preisspitzen auf dem Spotmarkt.

Quelle: Eigene Darstellung.

prung als bei der Grundlast zur Folge, die Erzeugung kann aber noch ausgeweitet werden.

Im dritten Bereich ist die Kapazitätsgrenze erreicht und da das Angebot vollkommen preisunelastisch ist, verläuft die Angebotskurve vertikal. Trotz einer hohen Nachfragesteigerung über D_3 hinaus können die Erzeuger ihren Output kurzfristig nicht erhöhen. Jede weitere Nachfragesteigerung hat lediglich steigende Preise zur Folge. Die Kapazitätsgrenze wird durch den technisch einsatzbereiten Kraftwerkspark und die zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten bestimmt. Preisspitzen sind somit eine Kombination aus unelastischem Angebot an oder in der Nähe der Kapazitätsgrenze und einer unelastischen Nachfrage.³⁵

Ursache für Preisspitzen sind somit Extremausprägungen eines der oben beschriebenen Einflussfaktoren in Kombination mit der fehlenden Speicherbarkeit, die eine Glättung des Einflusses verhindert. Da diese Extremereignisse selten und in der Regel nur von kurzer Dauer sind, fallen die Strompreise nach einem kurzen Preissprung wieder auf das Ursprungsniveau zurück. Dieser Prozess wird als *mean reversion* bezeichnet. Die Preisspitzen sind eine wesentliche Ursache für die hohe Volatilität auf dem Spotmarkt.

Abbildung 2.6 zeigt die Verteilung der 365 Phelix-Peak Tageswerte der EEX für das Jahr 2005. Der Mittelwert liegt bei 45,9 €/MWh, das Maximum bei 145,9 €/MWh. Die Extremwerte sind aufgrund der Preissprünge wesentlich häufiger als bei einer

³⁵ Vgl. Kirschen und Strbac (2004) S. 218.

Normalverteilung, sodass in diesem Zusammenhang von *fat tails* gesprochen wird.

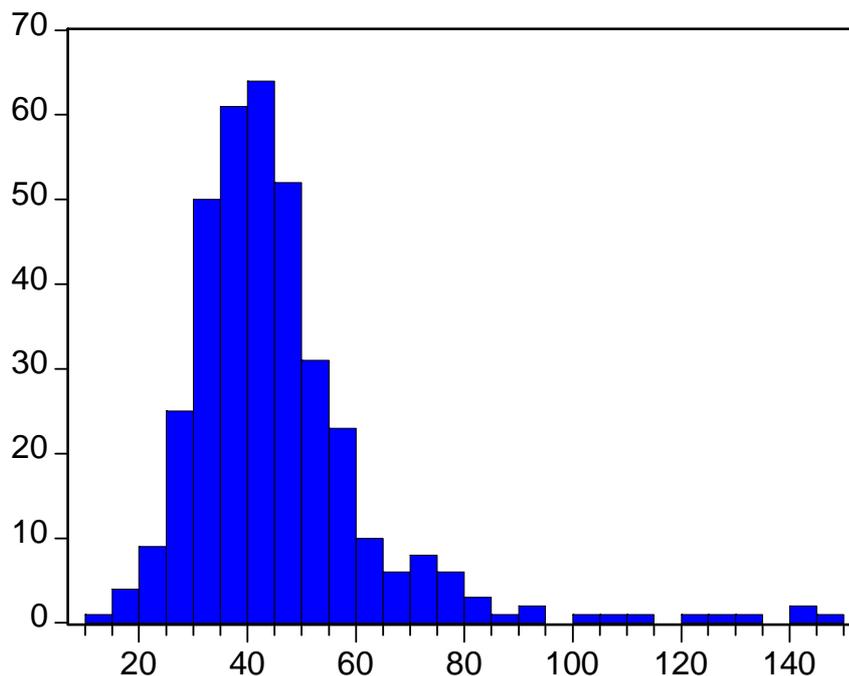


Abbildung 2.6: Histogramm der täglichen Phelix-Peak Werte für 2005.

Quelle: Eigene Darstellung, Daten der EEX.

Der Wert des dritten Momentes von 2,46 deutet auf die rechtschiefe der Verteilung hin. Dieses ist auffällig, da die Preise auf Gütermärkten normalerweise einen links-schiefen Verlauf haben und macht die Bedeutung der Preissprünge deutlich.

Die wichtigsten Eigenschaften der Strompreise sind somit die hohe Volatilität, die kurzfristigen Preisspitzen und die daraus resultierenden *fat tails* sowie die Rechts-schiefe der Verteilung.

2.1.4 Signale für den Kapazitätsausbau

In den vorangegangenen Überlegungen wurde davon ausgegangen, dass die Erzeuger ihre Gebote auf dem Spotmarkt gemäß ihrer Grenzkosten abgeben. Aufgrund der hohen Fixkosten liegen die Durchschnittskosten oberhalb dieser Grenzkosten. Da der Marktpreis durch die Grenzkosten des letzten akzeptierten Erzeugers bestimmt wird, können die inframarginalen Anbieter Erlöse realisieren, die oberhalb ihrer Grenzkosten liegen, und so ihre Fixkosten decken. Der letzte effiziente Anbieter, der nur zu absoluten Spitzenzeiten angefordert wird, ist nie inframarginal und kann somit nur seine Grenz-, nicht jedoch seine Fixkosten decken. Dieser Anbieter erhält nur Einnahmen, die über seinen Grenzkosten liegen, wenn die Kapazitätsgrenze erreicht wird

und die steigenden Kosten zu einer Verringerung der Nachfrage führen. Die Preisspitzen dienen demnach zur Finanzierung der erforderlichen Kraftwerkskapazitäten im Spitzenlastbereich.

Preisspitzen sorgen dafür, dass die marginalen Anbieter ihre Kapitalkosten decken können. Außerdem signalisieren die Preisspitzen, dass sich das System an der Kapazitätsgrenze befindet und Investitionen in den Kraftwerkspark erforderlich sind. Nachdem die Investitionen erfolgt sind, wird bei gleicher Nachfrage der unelastische Bereich der Angebotskurve seltener erreicht, sodass keine weiteren Investitionen erforderlich sind.

Theoretisch stellt sich so ein Gleichgewicht ein, in dem bei der Bestimmung der Investitionen in den Kraftwerkspark auch die Kosten einer Versorgungsunterbrechung mit einbezogen werden.³⁶ Die Folgen von flächendeckenden Lastabwürfen sind ökonomisch nicht effizient und politisch sehr unbeliebt. Dieses ist damit zu begründen, dass die Kosten einer Versorgungsunterbrechung um ein Vielfaches über den Kosten der Stromversorgung liegen.³⁷ Sind die Verbraucher oder die Politiker nicht gewillt oder in der Lage, die Risiken, die aus möglichen Lastabwürfen resultieren, zu tragen, sind ausreichende Investitionen in den Kraftwerkspark nur durch Zahlungen für Kapazität zu erreichen. Diese Zahlungen können entweder als direkte Subventionen für den Bau oder über einen Markt für Kapazitäten getätigt werden. Beide Verfahren stehen aber im Widerspruch zu einem liberalisierten Strommarkt.³⁸

Ein weiterer politischer Eingriff sind Preisobergrenzen auf dem Spotmarkt. Die kalifornische Stromkrise 2000/2001 hat in Bezug auf Preisobergrenzen zwei Erkenntnisse geliefert. Zum einen behindern inflexible Preisobergrenzen die Produktion aus existierenden Anlagen, wenn die Obergrenze unterhalb der Grenzkosten eines Erzeugers liegt. Dieses war in Kalifornien als Folge steigender Gaspreise und einer unveränderten Preisobergrenze der Fall.³⁹ Eine Preisobergrenze birgt außerdem die Gefahr, dass die Endversorgerunternehmen ihre Nachfrage auf dem Terminmarkt verringern, um die Preisobergrenze auf dem Spotmarkt zu nutzen.⁴⁰ Eine Preisobergrenze kann den Neubau von Kraftwerkskapazitäten behindern, da die Investoren es nicht als gesichert

³⁶ Vgl. Stoff (2002) Kapitel 2–2. und Schweppe u. a. (1987).

³⁷ Die Kosten werden mit dem value of lost load (VOLL) abgeschätzt. Bei Untersuchungen wurde ein empirischer Wert von 2000–50000 USD/MWh festgestellt. Vgl. Bushnell und Mansur (2004).

³⁸ Vgl. Vazquez u. a. (2002).

³⁹ Vgl. Borenstein (2002).

⁴⁰ Vgl. Wilson (2002).

ansehen, dass die Kapitalkosten durch den Markt eingespielt werden. Die Bereitstellung von Spitzenlastkapazitäten ist eine Nische, die in einem wettbewerblichen Markt durch Spezialisten bedient werden muss.

Der Spotmarkt hat somit eine doppelte allokativen Funktion. Zum einen müssen die vorhandenen Kapazitäten in aufsteigender Reihenfolge ihre Grenzkosten eingesetzt werden und zum anderen müssen die Preise die Deckung der Fixkosten von Neubauten und marginalen Kraftwerken ermöglichen. Bei einer vollkommen preisunelastischen Nachfrage kommt es in Spitzenlastzeiten zu Lastabwürfen. Sind diese politisch nicht gewollt, dann kann der Kraftwerksbau durch einen Markt für Kapazitäten gefördert werden. Das Zusammenspiel zwischen Spotmarkt, Kapazitäten und Deckung der Fixkosten stellt eine der Friktionen des desintegrierten Modells dar.

2.1.5 Strategische Gebotsabgabe auf Spotmärkten

Eine weitere Möglichkeit für marginale Erzeuger Erlöse oberhalb der Grenzkosten zu erzielen, besteht darin, den Marktpreis durch strategische Gebote zu beeinflussen. Ein Marktpreis, der tatsächlich den Grenzkosten entspricht, ist nur bei vollkommener Konkurrenz zu realisieren. Liegt diese nicht vor, gibt es Marktpreise, die über den Grenzkosten liegen, auch wenn die Kapazitätsgrenze nicht erreicht ist. Strategische Gebotsabgaben werden durch die besonderen Eigenschaften des Gutes Strom begünstigt, da kurzfristig keine Substitution möglich ist und die Nachfrage kurzfristig unelastisch ist.

Wie bereits in Kapitel 1.1.2 gesehen, gibt es in Deutschland vier Erzeuger, die wegen ihrer Größe im Verdacht stehen Marktmacht auszuüben. Hierbei können zwei Strategien identifiziert werden: das ökonomische Zurückhalten und das physische Zurückhalten. Beim ökonomischen Zurückhalten geben Erzeuger Gebote ab, die über ihren Grenzkosten liegen. Sind nicht genügend Erzeuger auf dem Markt und ist die Nachfrage preisunelastisch, wird der Mengeneffekt, d.h. ein geringerer Absatz, durch den Preiseffekt, d.h. einen höheren Preis, kompensiert und somit höhere Einnahmen erzielt. Die Beeinflussung des Marktpreises bei einer physischen Zurückhaltung ist indirekt, hat jedoch die gleiche Wirkung. Hierbei handelt es sich um die strategische Deklaration von Kraftwerksausfällen oder ungeplanten Kraftwerksrevisionen, sodass die angebotene Menge reduziert wird und sich ein höherer Marktpreis einstellt.

In welchen Lastsituationen es möglich ist, strategische Gebote abzugeben, hängt

von der Zusammensetzung des Kraftwerksparks ab. Tendenziell ist der Wettbewerb zwischen den Anbietern bei niedriger Last höher als bei hoher Last, da die meisten Anbieter dann bereits unter Volllast laufen und nicht aktiv in den Wettbewerb eintreten. Dieser findet dann nur noch zwischen einzelnen kleinen Kraftwerken mit hohen variablen Kosten statt. Die möglichen Aufschläge auf die Grenzkosten aufgrund von Marktmacht, sind nach dieser Überlegung während Spitzenlastzeiten höher als zu Schwachlastzeiten.⁴¹

Auf der anderen Seite stellen die hohen Kapitalkosten für die Grundlastkraftwerke eine Markteintrittsbarriere für neue Anbieter dar, sodass der Schwachlastbereich bei mangelnder Konkurrenz durch *Newcomer* besonders für strategische Gebotsabgaben gefährdet ist. Eine historische Ausnahme stellt die Situation in England und Wales in den 1990er Jahren dar, als die Gaspreise so gering waren, dass Grundlastkraftwerke auch mit geringem Kapitalaufwand errichtet werden konnten.

Im Allgemeinen ist festzuhalten, dass eine geringe Liquidität es den oligopolistischen Spielern erleichtert, den Marktpreis zu beeinflussen. In diesem Zusammenhang ist nicht nur der Konzentrationsgrad auf der Erzeugerebene zu berücksichtigen, sondern auch die Beteiligungen der vier großen Stromkonzerne an Weiterverteilern. Etwa 50% der an Endverbraucher abgegebenen Menge wird durch solche Weiterverteiler abgegeben, die von einem der vier Großen kontrolliert werden.⁴² Die Strommengen, die durch vertikale Beteiligungen und Langfristverträge vertrieben werden, finden sich nicht auf dem Spotmarkt wieder und reduzieren die frei auf dem Markt gehandelten Mengen sowie die Liquidität auf dem Großhandelsmarkt.

Die Monopolkommission bemängelt zudem eine „strukturelle Informationsasymmetrie“, da die Konzerne, in denen sich auch Netzbetreiber befinden besser über geplante und tatsächliche Lastflüsse, die Verfügbarkeit eigener und fremder Kraftwerke und Netzengpässe informiert sind als unabhängige Händler.⁴³ Dieser Kritikpunkt ist durch die Vorgaben in §17 StromNZV und der freiwilligen Veröffentlichung der Kraftwerksdaten über die EEX entschärft worden. Dennoch ist davon auszugehen, dass die Handelsabteilungen des Quartetts besser informiert sind als die unabhängigen Händler.

Die umfangreichste Analyse zur strategischen Gebotsabgabe auf den europäischen

⁴¹ Vgl. Kirschen und Strbac (2004) S. 214 ff.

⁴² Monopolkommission (2005) Tz. 1141.

⁴³ Monopolkommission (2005) Tz. 1210.

Strommärkten ist die *Energy Sector Inquiry* der Europäischen Kommission.⁴⁴ Für den deutschen day-ahead-Spotmarkt werden 26–35 Käufer und 31–36 Verkäufer ermittelt. Auch wenn diese Zahlen eher gering wirken, ist die EEX damit im europäischen Vergleich Spitzenreiter. Ein Indikator für Marktmacht ist das Handelsvolumen der einzelnen Teilnehmer. Im Jahr 2004 entfallen auf den Händler mit dem größten Volumen 31% der gehandelten Menge. Die Konzentration ist aber wesentlich geringer als die Erzeugerebene vermuten lässt, da auf die größten fünf Händler zusammen lediglich 55 % der gehandelten Menge entfallen.⁴⁵

Ein hoher Anteil am gehandelten Volumen ist nicht das einzige Indiz für Marktmacht, da beispielsweise auch ein Spitzenlastanbieter mit einem geringen Volumen den Preis beeinflussen kann. Daher ermittelt die *Energy Sector Inquiry* auch die Häufigkeit, mit der der Preis durch einen Anbieter bestimmt wird. An der EEX gab es im Jahr 2005 acht Anbieter, die in mehr als 5% der Fälle den Marktpreis bestimmen. Der Anbieter, der am häufigsten Grenzanbieter war, hat in 17% der Stunden den Preis bestimmt. Die drei häufigsten Grenzanbieter haben den Preis in 41% der Fälle bestimmt. Im internationalen Vergleich weist lediglich die niederländische APX eine wettbewerbslichere Struktur auf.⁴⁶

Unter Berücksichtigung, dass strategische Gebote nur schwer zu beobachten sind, zeigen die hier zitierten Daten, dass die Konzentration im Handel wesentlich geringer als in der Erzeugung ist. Im internationalen Vergleich weist der Handel an der EEX wettbewerbsliche Strukturen auf, wobei strategische Gebote nicht ausgeschlossen werden können.

2.2 Stromgroßhandel am Terminmarkt

Der Terminmarkt hat die Funktion, das Marktrisiko des Spotmarktes abzusichern. Das Marktrisiko wird auch als Preisrisiko bezeichnet und steht für die Gefahr, dass der Marktpreis sich ungünstig entwickelt. Bei einem Termingeschäft liegt zwischen Vertragsabschluss und Lieferung bzw. Fälligkeit des Vertrages ein gewisser Zeitraum, sodass auf dem Terminmarkt langfristige Geschäfte getätigt werden, bei denen Strom bis zu mehreren Jahren im Voraus gehandelt wird. Der Preis für die Beschaffung in

⁴⁴ Vgl. EU (2006).

⁴⁵ Vgl. EU (2006) Annex F.

⁴⁶ Vgl. EU (2006) S. 128.

der Zukunft kann zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses bereits fixiert werden.

Erzeuger haben Unsicherheiten bei den Erlösen ihrer Erzeugung. Eine Absicherung gegen Preisschwankungen auf dem Spotmarkt ist erforderlich, um die hohen Investitionen in den Kraftwerkspark zu schützen oder solche zu ermöglichen. Erzeuger können durch langfristige Verträge auch bei einer veränderten Merit-Order, beispielsweise aufgrund von sinkenden Brennstoffkosten, weiterhin die Anlagen auslasten. Bei Nachfragern ist eine Absicherung der Preise unter anderem aufgrund von betriebswirtschaftlichen Kalkulationen erforderlich.⁴⁷

2.2.1 Systematisierung der Produkte

Auf Terminmärkten werden Produkte mit physischer und mit finanzieller Erfüllung gehandelt. Die Produkte mit physischer Lieferung haben bei Fälligkeit eine Lieferung des Basiswertes zur Folge. Hierbei handelt es sich in der Regel um unbedingte Termingeschäfte, bei denen eine Erfüllung des Geschäftes fester Bestandteil des Vertrags ist. Ein Beispiel hierfür ist ein Stadtwerk, das als Weiterverteiler im vereinbarten Lieferzeitraum eine konstante Strommenge zu einem festen Preis erhalten möchte, um sich gegen Preisschwankungen auf dem Spotmarkt abzusichern. Hierfür schließt es einen Vertrag mit einem Erzeuger ab, in dem der Preis und die Liefermenge festgelegt werden. Dieses wird als Kaufabsicherung oder *long hedge* bezeichnet.

Das Stadtwerk könnte dieses Risiko jedoch auch absichern, indem es sich einen Terminkontrakt mit finanzieller Erfüllung kauft und die sogenannte Long-Position für einen finanziellen Kontrakt eingeht. Genauso wie bei dem Termingeschäft mit physischer Erfüllung müssen die Liefermenge und ein Lieferzeitraum festgelegt werden. Außerdem muss ein Referenzwert für die Erfüllung angegeben werden. Im Stromhandel ist dieser Basiswert typischerweise der Spotmarktpreis. Liegt der Spotmarktpreis im Lieferzeitraum über dem Kaufkurs des Terminkontraktes, erhält das Stadtwerk die Differenz ausgezahlt. Auch wenn ein Einkauf auf dem Spotmarkt nun teuer ist, werden die zusätzlichen Kosten durch Einnahmen aus dem Termingeschäft kompensiert. Allerdings muss das Stadtwerk auch die Differenz zahlen, falls der Spotmarktkurs unterhalb des Kaufkurses des Terminkontraktes liegt. Die Summe der Einnahmen und Ausgaben aus den Spot- und Termingeschäften bleiben unabhängig von der Entwicklung auf dem Spotmarkt konstant. Das Risiko von Preisschwankungen wird

⁴⁷ Vgl. Green (2005) S.80 und Deng (2005).

neutralisiert.

Das Gegenstück zu der hier dargestellten Kaufabsicherung ist die Verkaufsabsicherung (*short hedge*). Eine Verkaufsabsicherung ist erforderlich, wenn der Absicherer bereits in Besitz des Produktes ist oder zum Zeitpunkt der Fälligkeit in Besitz sein wird. Der Händler geht dann die sogenannte Short-Position ein und muss im festgelegten Zeitraum die Ware zum vereinbarten Preis liefern.⁴⁸ Die vertragliche Position ist von der physischen Position zu unterscheiden. Ein Unternehmen, das in der Lage ist ein Gut herzustellen und in Zukunft zu verkaufen, ist physisch in der Long-Position und bei Absicherung über den Terminmarkt vertraglich in einer Short-Position.⁴⁹ In der Stromwirtschaft kommt diese Rolle den Erzeugern zu, die so sinkende Spotmarktkurse durch Gewinne am Terminmarkt kompensieren können. Jedoch profitieren die Erzeuger dann auch nicht von steigenden Kursen, da die zusätzlichen Erlöse ebenfalls durch die Verluste auf dem Terminmarkt neutralisiert werden.⁵⁰

Eine Voraussetzung für den Handel mit finanziellen Termingeschäften ist, dass es einen Spotmarktpreis gibt, der als Referenz für die Erfüllung herangezogen werden kann. Fehlt ein solcher Referenzpreis, ist nur der Handel mit physischer Erfüllung möglich.⁵¹ Bei Kontrakten mit finanzieller Erfüllung kann der Terminhandel auch dazu genutzt werden, die Risiken auf anderen Märkten, beispielsweise Rohstoffmärkten, abzusichern. Der finanzielle Handel hat häufig eine höhere Liquidität als der Handel mit physischer Erfüllung, da auch Spekulanten und Arbitrageure, die kein Interesse an einer physischen Lieferung haben, am Markt aktiv werden. Wie auf dem Spotmarkt werden Termingeschäfte an der Börse und OTC gehandelt. Hierbei hat es sich eingebürgert, die OTC gehandelten Termingeschäfte als Forwards zu bezeichnen. Die unbedingten börslichen Termingeschäfte werden hingegen als Futures bezeichnet. Neben den unbedingten Termingeschäften, bei denen das Risiko neutralisiert wird, gibt es bedingte Termingeschäfte, die eine Versicherung gegen das Risiko darstellen. Bedingte Termingeschäfte sind Verträge, die es einem Handelspartner ermöglichen, ihn aber nicht verpflichten, ein Gut (*Underlying*) zu einem festen Preis zu erwerben oder zu verkaufen. Je nachdem, ob die Option das Recht für den Kauf oder den Verkauf des Basiswertes beinhaltet, werden die Optionen als Call-Options (Kaufop-

⁴⁸ Vgl. Steiner und Bruns (2002) S.318.

⁴⁹ Zu der Unterscheidung von physischen und vertraglichen Positionen vgl. Bergschneider u. a. (2001) S.101.

⁵⁰ Vgl. Hull (2006) S.76.

⁵¹ Vgl. Ellwanger und Mangelmann (2003) S.8.

tionen) oder Put-Options (Verkaufsoptionen) bezeichnet. Der Verkäufer einer Option (Stillhalter oder Short-Position) erhält, unabhängig davon, ob es sich um eine Call- oder Put-Option handelt, bei Vertragsabschluss eine Optionsprämie, die der Käufer einer Option (Halter oder Long-Position) zahlen muss. Diese drückt das Risiko aus, das der Stillhalter übernimmt.⁵² Die Vertragserfüllung erfolgt in der Regel finanziell.

Es können drei Hauptgruppen von Optionen unterschieden werden, wobei die Namensgebung keinen Rückschluss auf die Region, in der die Optionen gehandelt werden, zulässt. Bei einer Europäischen Option erhält der Käufer das Recht, das *Underlying* zu einem vorgegebenen Zeitpunkt zu einem festen Ausübungspreis (Strike-Preis) zu verkaufen oder zu kaufen; eine Amerikanische Option schafft einen flexibleren Zeitrahmen, da das *Underlying* während einer Frist und nicht zu einem festen Zeitpunkt zu einem festen Ausübungspreis ge- oder verkauft werden kann; eine Asiatische Option fixiert nicht den Preis, sondern der Käufer dieser Option erhält das Recht, das *Underlying* zu einem Durchschnittspreis, der über einen vorher vereinbarten Zeitraum ermittelt wird, zu einem festen Zeitpunkt zu kaufen oder verkaufen.⁵³

2.2.2 Außerbörslicher Handel

Die außerbörslich gehandelten Forwards ermöglichen den Käufern eine bestimmte Menge innerhalb einer Zeitperiode flexibel zu beziehen. Die European Federation of Energy Traders (EFET) hat einen Rahmenvertrag herausgegeben, der Grundlage für die meisten OTC-Geschäfte ist.⁵⁴ Aufgrund der flexiblen Komponente handelt es sich um eine Kombination aus bedingten und unbedingten Termingeschäften. Die Verträge können Preisobergrenzen (caps), Preisuntergrenzen (floors) oder Preiskorridore (collars) für die Lieferung beinhalten. In einem solchen Fall zahlt der Weiterverteiler im Korridor den vereinbarten Preis. Kommt es zu einem Preisausschlag nach oben, muss der Weiterverteiler maximal die Obergrenze des Preiskorridors zahlen. Caps sind somit ein Instrument, um sich gegen Preisspitzen zu schützen. Ebenso können auch Erzeuger durch einen solchen Vertrag eine Mindesteinnahme in Höhe des floors sichern.⁵⁵ In Deutschland findet der Terminhandel zu großen Teilen außerbörslich statt. Basierend auf den Veröffentlichungen der EEX und den verfügbaren Informationen der *Energy Sector Inquiry* wird das komplette Handelsvolumen in Deutschland

⁵² Vgl. Hull (2006) S.230f.

⁵³ Vgl. Hull (2006) S.228f.

⁵⁴ Der Rahmenvertrag ist unter <http://www.efet.org> einzusehen.

⁵⁵ Vgl. Zander (2002) Abschnitt 2.1.5.

im Jahr 2005 auf ca. 4000 TWh geschätzt.⁵⁶ Der börsliche Handel hat hierbei mit ca. 500 TWh einen Anteil von 12,5%. Das Volumen der in Deutschland außerbörslich gehandelten unbedingten Terminkontrakte übersteigt das börsliche somit ungefähr um den Faktor sieben und beträgt über 85% des gesamten Handels.⁵⁷

Der Vorteil von außerbörslichen Kontrakten ist die Flexibilität im Vergleich zu den standardisierten Produkten der Börse. Bei Terminkontrakten mit finanzieller Erfüllung kann sich dieses jedoch auch als Nachteil erweisen. Als Basiswert für außerbörsliche Terminkontrakte dient ein Preisindex, der von einzelnen Broker- oder Nachrichtendiensten veröffentlicht wird.⁵⁸ Dieser orientiert sich jedoch nur an einer Auswahl der getätigten Geschäfte und stimmt nicht mit dem Bezahlpreis am Spotmarkt überein. Somit steigt das Basisrisiko, also das Risiko, dass Preisschwankungen am Spotmarkt nicht vollständig durch das am Terminmarkt gehandelte Produkt kompensiert werden. Des Weiteren können OTC-Geschäfte in der Regel nicht glattgestellt werden, da im Gegensatz zur Börse individualisierte Verträge abgeschlossen werden und es somit kaum Handelspartner gibt, die zu den exakt gleichen Bedingungen ein Gegengeschäft tätigen wollen.

Zusätzlich ist das Erfüllungsrisiko ein wesentliches Problem im bilateralen Handel. Um dieses zu verringern, können die Akteure bei standardisierten Kontrakten auf das *Clearing* der EEX zurückgreifen. Im Jahr 2005 wurden 235 TWh über die EEX abgewickelt, was jedoch nur 6% der außerbörslich gehandelten Forwards entspricht. Dieses ist auch damit zu begründen, dass ein Großteil der bilateral gehandelten Produkte nicht standardisiert sind und somit für ein *Clearing* über die EEX ungeeignet sind.

Neben den unbedingten Termingeschäften werden im OTC-Handel auch bedingte Termingeschäfte gehandelt. Die wichtigsten Optionen im Stromsektor sind Optionen auf Futures. Eine Ausübung der Option führt bei einer „physischen“ Lieferung nicht unmittelbar zu einer Stromlieferung, sondern zu der Lieferung eines Vertrages. Dieser kann dann glattgestellt werden oder finanziell oder physisch erfüllt werden.

Die vier Grundstrategien des Optionshandels, deren Wirkungen in Tabelle 2.1 zusammengefasst sind, sind *long call*, *short call*, *long put* und *short put*.

Die Wirkung der Absicherungsstrategien mittels Optionen kann beispielhaft an ei-

⁵⁶ Eigene Berechnungen. Terminhandel in Deutschland mit finanzieller und physischer Erfüllung.

⁵⁷ Diese Berechnungen stimmen mit in der Branche kursierenden Zahlen überein.

⁵⁸ Beispielsweise www.dowjones.com.

long call	short call
Der Käufer einer Kaufoption (call) hat das Recht, die Option auszuüben und dadurch eine Long-Position in Futures einzugehen.	Der Verkäufer einer Kaufoption (call) hat die Verpflichtung, bei Zuteilung der Option eine Short-Position in Futures einzugehen.
long put	short put
Der Käufer einer Verkaufsoption (put) hat das Recht, die Option auszuüben und dadurch eine Short-Position in Futures einzugehen.	Der Verkäufer einer Verkaufsoption (put) hat die Verpflichtung, bei Zuteilung der Option eine Long-Position in Futures einzugehen.

Tabelle 2.1: Grundstrategien des Terminhandels.

nem Weiterverteiler verdeutlicht werden. Der Weiterverteiler (Halter) zahlt an den Stillhalter eine Risikoprämie für das Recht, zum Fälligkeitszeitpunkt die vertragliche Long-Position auf dem Terminmarkt einnehmen zu können. Liegt der Marktpreis des Futures zum Zeitpunkt der Erfüllung über dem Strike-Preis, dann wird die Option durch den Halter ausgeübt. Hierfür erhält er bei finanzieller Erfüllung die Differenz zwischen Strike- und Marktpreis vom Stillhalter. Bei „physischer“ Erfüllung erhält der Weiterverteiler vom Stillhalter die vereinbarte Long-Position zum festgelegten Preis. Der Weiterverteiler ist nun im Besitz eines normalen Futures, der auch glattgestellt werden kann.

Liegt der Marktpreis hingegen unter dem Strike Preis, dann verliert der Halter die Risikoprämie, da er die Option nicht ausüben wird. Die Kosten für den Kauf eines Futures auf dem Terminmarkt liegen dann aber trotzdem unter dem Strike Preis. Unabhängig von der Kursentwicklung auf dem Terminmarkt, wird der Future also maximal zu dem Strike Preis + Risikoprämie gekauft. Im Gegensatz zu einer Absicherung mit einem Future profitiert der Halter einer Option zusätzlich von sinkenden Kursen des Basiswertes. Die Risikoprämie ist eine Zahlung für eine Versicherung.⁵⁹

An der EEX wird seit dem 8. November 2004 auch das clearing von Optionen auf Futures angeboten. Hierdurch können die Marktteilnehmer das Erfüllungsrisiko verringern. Über das gesamte gehandelte Volumen gibt es keine Informationen. Das *Clearing* der EEX haben im Jahr 2005 Optionshalter mit einem Handelsvolumen von 14 TWh genutzt.

Der Vorteil von Europäischen Optionen liegt in der geschlossenen Black-Scholes Formel, die eine einfache Bewertung der Optionen ermöglicht und so über die trans-

⁵⁹ Vgl. Bergschneider u. a. (2001) S.156ff.

parente Entwicklung des fairen Preises den Handel fördert.⁶⁰ Nachteilig wirkt sich hingegen bei den europäischen Optionen die hohe Bedeutung des Ausübungstages aus. Die Preisschwankungen auf dem Spotmarkt werden nicht über mehrere Tage geglättet.

Asiatische Optionen, bei denen die Preisbildung nicht so stark von der Kursentwicklung am Erfüllungstag abhängig ist, könnten zu besseren Ergebnissen führen. Jedoch selbst auf dem weit entwickelten skandinavischen Markt wurde der Handel mit Asiatischen Optionen im Jahr 2001 mangels Interesse von Seiten der Händler eingestellt.⁶¹ Alle weitere Arten von Stromderivaten werden in der Strombranche nicht über Börsen, sondern bilateral gehandelt.

Neben den oben beschriebenen „normalen“ oder *plain vanilla* Optionen, gibt es eine Vielzahl von sogenannten „exotischen“ Optionen. Diese Optionen zielen im Wesentlichen darauf ab, die Differenz zwischen zwei Märkten (*spread*) abzusichern. Die Märkte können geographisch getrennt sein, wie Strommärkte, zwischen denen ein Engpass besteht (geographischer *spread*) oder unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfungskette angehören, wie beispielsweise die Differenz zwischen Strompreis (Output) und Primärenergieträger(Input). In der Stromwirtschaft ist diese bei Gaskraftwerken als *spark spread* und bei Kohlekraftwerken als *dark spread* bekannt.⁶²

Neben Forwards und Optionen werden auch Swaps außerbörslich gehandelt. Ein Swap ist ein finanzieller Austausch von verschiedenen Basisgeschäften.⁶³ Der Käufer eines Gutes, im Stromsektor typischerweise ein Weiterverteiler, kann durch einen Swap seinen Einkaufspreis für einen bestimmten Zeitraum fixieren. Hierzu schließt er einen Vertrag mit einem Swap Partner, häufig sind dieses Finanzintermediäre, ab. Hierbei legen beide den fixen Preis und die Menge, für die der Swap gelten soll, fest. Der Weiterverteiler muss nun über den Zeitraum, in dem der Swap gültig ist, an den Vertragspartner diesen fixen Preis multipliziert mit der Menge zahlen. Im Gegenzug erhält er von dem Swap-Partner Zahlungen in Höhe der vereinbarten Menge, bewertet mit dem aktuellen Spotmarktpreis. Steigt somit im Laufe der Zeit der Spotmarktpreis über den fixierten Vertragspreis, erhält der Weiterverteiler die Differenz zum Spotmarkt vom Swap Partner.⁶⁴ So entstehen dem Weiterverteiler trotz gestiegener

⁶⁰ Vgl. Black und Scholes (1973).

⁶¹ Vgl. Ellwanger und Mangelmann (2003) S.9.

⁶² Vgl. Eydeland und Wolyniec (2003) für eine detaillierte Darstellung dieser Optionen.

⁶³ Vgl. Hull (2000) S.142f.

⁶⁴ Daher werden Swaps auch als *contracts for differences* bezeichnet.

Spotmarktpreise keine höheren Beschaffungskosten.⁶⁵ Die Bedeutung von Swaps für die Einspeisung erneuerbarer Energien wird in Kapitel 4.2.2 untersucht.

Auch wenn die Forwards ein wesentlich höheres Volumen aufweisen, wird im weiteren Verlauf der Arbeit verstärkt auf die börslichen Produkte zurückgegriffen, da für diese umfangreiche Informationen zur Verfügung stehen.

2.2.3 Futurehandel an der EEX

An der EEX werden Futures mit zwei unterschiedlichen Lastprofilen gehandelt: Base (0:00 bis 24:00 Uhr) und Peak (8:00 bis 20:00 Uhr). Der Lieferzeitraum beträgt mindestens einen Monat, wobei mehrere Monatsfutures zusammen gekauft werden können, sodass es einen Handel mit Jahres und Quartalsfutures gibt. Jeder Kontrakt hat eine Lieferrate (Strommenge pro Stunde) von einem MW. Das Kontraktvolumen eines Monats-Baseload-Futures beläuft sich also auf $1 \text{ MW} \times 30 \text{ Tage} \times 24 \text{ h} = 720 \text{ MWh}$. Die Preisangabe der Futures erfolgt in €/MWh. Der Kaufkurs entspricht dem Preis mit dem die Erfüllung über den gesamten Zeitraum erfolgt. Da Futures bis zum Ende des Erfüllungszeitraumes gehandelt werden, verringert sich das Volumen im Erfüllungszeitraum.⁶⁶

Jahres- und Quartalfutures werden durch Kaskadierung erfüllt, also bei Fälligkeit des Kontraktes in mehrere Kontrakte mit kürzerer Laufzeit aufgeteilt. Ein Jahreskontrakt wird bei Fälligkeit durch Monatsfutures für Januar, Februar und März sowie Quartalsfutures für das zweite, dritte und vierte Quartal ersetzt. Dementsprechend werden Quartalsfutures zu Beginn des jeweiligen Quartals durch drei Monatskontrakte ersetzt.⁶⁷ Da bei der Fälligkeit von Monatsfutures keine weitere Kaskadierung möglich ist, muss der Kontrakt erfüllt werden. Daher ist es möglich, im weiteren Verlauf lediglich die Monats-Futures zu betrachten, da alle länger laufenden Kontrakte in diese aufgespaltet werden.

An der EEX werden sowohl Futures mit finanzieller (Phelix-Futures), als auch mit physischer Erfüllung (Power-Futures) gehandelt. Letztere haben jedoch eine geringe Bedeutung. Im Jahr 2005 betrug das Handelsvolumen der German-Power-Futures mit physischer Erfüllung 6.189 GWh, was einem Anteil von 1,2% am gesamten börslichen Handelsvolumen von 500.659 GWh entspricht. Der Terminhandel an der EEX

⁶⁵ Vgl. Schuster (2006) S. 532ff.

⁶⁶ Vgl. EEX (2005) S. 14.

⁶⁷ Vgl. EEX (2005) S. 15.

dient somit primär der Risikoabsicherung und nicht der Beschaffung von Strom.

Der Terminmarkt an der EEX erfolgt, wie bei allen großen Finanzbörsen, fortlaufend. Wie bereits im Rahmen des Spotmarktes (vgl. Abschnitt 2.1) dargelegt, ist dieses Marktmodell auf ausreichende Liquidität angewiesen, um zu einem effizienten Preissetzungsverfahren zu gelangen. Um die Liquidität zu erhöhen, wird daher auf ein Market Maker-Modell zurückgegriffen. Händler, so genannte Market Maker, werden von der EEX verpflichtet, während der gesamten Handelszeit Kursnotierungen abzugeben. Ein Market Maker gibt einen Geldkurs (*bid*), zu dem er bereit ist, einen bestimmten Kontrakt zu kaufen und einen Briefkurs (*ask*), zu dem er bereit ist, den gleichen Kontrakt zu verkaufen, ab. Sobald eine Order eingeht, deren Limit unterhalb des Geldkurses oder oberhalb des Briefkurses liegt, kommt sie zur Ausführung und ein neuer Kurs wird ermittelt.⁶⁸

Für die Market Maker entstehen durch die Bereitstellung der Liquidität Kosten in Form von expliziten Transaktionskosten, Kosten durch adverse Selektion aufgrund von Marktteilnehmern, die besser informiert sind als die Market Maker und dadurch, dass sie eventuell ein Portfolio halten, das nicht die gewünschte Zusammensetzung hat.⁶⁹ Hierfür erhalten sie von der Börse Vergünstigungen bei den Transaktionskosten.

An der EEX sind zur Zeit fünf Market Maker zugelassen. Es handelt sich hierbei um: Deriwatt AG, E.ON Trading GmbH, RWE Trading GmbH, Sempra Energy Europe Limited, Vattenfall Europe Trading GmbH.⁷⁰ Die Market Maker erhalten für die Einstellung der Kurse Vergünstigungen bei den Transaktionsentgelten der EEX, wobei der genaue Umfang der Vergünstigungen nicht öffentlich bekannt gegeben wird. Sowohl der maximale *spread* für einen Kontrakt, als auch das Mindestvolumen werden durch die EEX festgelegt.

Die Bereitstellung von Liquidität verursacht so für die Marktteilnehmer implizite Transaktionskosten in Höhe der Differenz zwischen den Brief- und Geldkursen (*bid-ask spread*), da diese größer ist als bei einem liquiden Handel mit ausreichend Marktteilnehmern. Die maximalen Spreads an der EEX lassen sich der Tabelle 2.2 entnehmen. In sogenannten *fast market situations*, die von der Börse bekanntgegeben werden, ist den Market Makern eine höherer *spread* erlaubt. Hierdurch entstehen für

⁶⁸ Für eine Einführung in das Market Maker-Modell vgl. von Rosen (1995).

⁶⁹ Vgl. Theissen (1998) S. 8 und Madhavan (2000) S. 213f.

⁷⁰ Vgl. http://www.eex.de/trading_participants/market_maker.asp

	Monat	Vierteljahr	Jahr
Phelix Baseload	0,50/1,-	0,40/0,80	0,30/0,60
Phelix Peakload	0,75/1,30	0,70/1,40	0,60/1,20

Tabelle 2.2: Maximaler spread der Market Maker an der EEX in Euro.

die Marktteilnehmer höhere implizite Transaktionskosten.

Ein wesentliches Ausgestaltungsmerkmal ist die Frage nach der Anzahl zugelassener Market Maker pro Kontrakt. Wird für jeden Kontrakt nur ein einziger Market Maker zugelassen (specialist), dann beinhaltet der *spread* einen Monopolaufschlag. Als Alternative hierzu können mehrere Market Maker für jeden Kontrakt verpflichtet werden, die ihre Gebote in Konkurrenz zueinander anbieten. Im Rahmen einer transparenten Börse sollten die Market Maker und die dazugehörigen Kontrakte bekannt gegeben werden, damit die Marktteilnehmer wissen, bei welchen Kontrakten evtl. ein Monopolaufschlag im *spread* enthalten ist. Diese Informationen werden von der EEX zu diesem Zeitpunkt nicht bereitgestellt. Ist der Markt liquide, konkurrieren alle Marktteilnehmer über die Abgabe limitierter Order mit den Market Makern und der *spread* verringert sich.⁷¹

Für die Übernahme des Erfüllungsrisikos verlangt die Börse Sicherheitseinlagen (*margins*). Bei Vertragsabschluss ist beispielsweise eine *initial margin*, die in Form von Bargeld, Aktien oder sonstigen Sicherheiten bei der Börse hinterlegt werden muss, fällig. Damit sich die Gewinne oder Verluste nicht bis zum Tag der Fälligkeit akkumulieren, findet eine tägliche Bewertung der Termingeschäfte statt. Dieses als *mark to market* bezeichnete Verfahren sorgt dafür, dass ein Ansammeln von Glattstellungsgewinnen oder -verlusten vermieden wird.⁷² Hierfür werden die Futures täglich bewertet. Die Veränderungen bei den Bewertungen werden als *variation margin* entweder gutgeschrieben oder abgebucht. Die *variation margin* für einen Future Kontrakt berechnet sich aus der Multiplikation des Kontraktvolumens mit der Differenz zwischen dem heutigen Abrechnungspreis und dem letzten Abrechnungspreis. Wenn der Futurekurs steigt, dann müssen die Händler in der Verkaufsposition nachschießen und ihre Einlagen erhöhen, da sie sich verpflichtet haben, zu einem festgelegten, niedrigeren Preis zu liefern. Diese Einlagen werden jenen Händlern in der Kaufposition gutgeschrieben, die als Käufer zu einem festen Kurs auftreten.⁷³

⁷¹ Vgl. Bernet (2003) S. 221

⁷² Vgl. Steiner und Bruns (2002) S.458.

⁷³ Vgl. Hull (2000) S.24.

Neben den *initial margin* und den vom Kursverlauf des Basiswertes abhängigen *variation margins* kann die Börse die Sicherheitsleistungen unmittelbar vor Beginn der Lieferung erhöhen, um bei physischer Erfüllung auch während der Lieferphase das Ausfallrisiko abzusichern. Die meisten Futures werden jedoch nicht bis zur Erfüllung gehalten, sondern vorher glattgestellt. Ein Händler, der eine Short-Position innehält, kauft dann eine Long-Position und löst somit beide Positionen auf.

Aufgrund des hohen Handelsvolumens mit Futures mit finanzieller Erfüllung gilt die EEX als eine der europäischen Strombörsen mit der höchsten Liquidität. Insgesamt sind an der EEX 70 Händler aus 14 Nationen vertreten, von denen 34 aktiv handeln. Von diesen 34 sind mindestens 8 reine Finanzhändler, die keine physische Erfüllung wünschen. Zu den wichtigsten fünf Händlern am Terminmarkt der EEX gehören mindestens zwei Händler ohne eigene Erzeugungskapazitäten.⁷⁴

Im Jahr 2005 wurden an der EEX täglich Futures mit einem Volumen von 1.946 GWh gehandelt. Dieses ist eine erhebliche Steigerung zum Jahr 2003, in dem durchschnittlich täglich 764 GWh gehandelt wurden. Im ersten Halbjahr 2006 hat sich das durchschnittliche tägliche Handelsvolumen auf 4.387 GWh mehr als verdoppelt. Insgesamt wurde im Jahr 2005 über 75% des deutschen Stromverbrauchs an der Börse gehandelt. Im europäischen Vergleich wird dieser Wert lediglich durch die Nordpool-Region überboten, in der 150% des Stromverbrauchs an der Börse gehandelt wird.⁷⁵

Die Kombination aus liquiden Spot- und Terminmärkten erschwert den Marktteilnehmern die Ausübung von Marktmacht, da nun das Verhalten auf zwei Märkten koordiniert werden muss. Jeder Erzeuger, der Verträge auf dem Terminmarkt abschließt, hat weniger Anreize, die Spotmarktpreise durch Angebotsverknappung nach oben hin zu beeinflussen, da sich dieses nicht auf die Erlöse aus den Termingeschäften auswirkt. Somit kann es zu einem verstärkten Wettbewerb auf dem Spotmarkt kommen, der wiederum den Wettbewerb auf dem Terminmarkt verstärkt. Der Terminhandel kann jedoch keine Spotmarktpreise bewirken, die unterhalb jener eines wettbewerbsfähigen Spotmarktes liegen.⁷⁶

Auch wenn die Zahl der aktiven Händler noch hinter der am OTC Handel zurückbleibt, ist sie in Verbindung mit dem steigenden Volumen ein Zeichen für einen funktionierenden Wettbewerb auf dem Terminmarkt. Das Interesse von reinen finan-

⁷⁴ Vgl. EU (2006) Tz. 388f.

⁷⁵ EU (2006) Tz. 356.

⁷⁶ Vgl. Allaz und Vila (1993).

ziellen Händlern ist zudem ein weiteres Indiz dafür, dass keine Marktmacht durch die Erzeuger ausgeübt werden kann, da finanzielle Anbieter sonst den Markt meiden würden. Aufgrund der hohen Konzentration bei den Kraftwerkskapazitäten in Verbindung mit der Eigentümerstruktur bei den Weiterverteilern ist allerdings eine Beeinflussung der Preise durch strategische Gebote nicht auszuschließen.

2.2.4 Interdependenzen zwischen Spot- und Terminmarkt

Auch wenn das Volumen der Terminmärkte das der Spotmärkte um ein Vielfaches übersteigt, wird die Preisbildung auf den Zukunftsmärkten durch das Geschehen auf den Spotmärkten bestimmt.⁷⁷ Unabhängig davon, ob ein Future finanziell oder physisch erfüllt wird, müssen sich zum Zeitpunkt der Fälligkeit der Kurs des Basiswerts und der des Futures entsprechen. Ist dieses nicht der Fall, existieren Arbitragemöglichkeiten, die auf einem liquiden Markt sofort wahrgenommen werden.

Der Basiswert bei einem Monats Future mit finanzieller Erfüllung an der EEX ist der Monats Phelix. Somit muss der Schlussabrechnungspreis (*final settlement price*) des Futures am letzten Handelstag dem Durchschnitt der täglichen Phelix Werte im Lieferzeitraum entsprechen. Da nur noch ein Liefertag gehandelt wird, entspricht der Future am letzten Handelstag einem day ahead Geschäft mit einem Volumen von 24 MWh bei einem Base Kontrakt und mit 12 MWh bei einem Peak Kontrakt. Am letzten Handelstag sind die Ergebnisse aus dem day ahead Markt vor Ende des Terminhandels bekannt, sodass der tägliche Phelix und auch der monatliche Phelix berechnet werden können. Eine Abweichung von diesem Kurs würde Arbitragemöglichkeiten zum day ahead Markt eröffnen. Somit entspricht der Kurs des Futures am letzten Handelstag immer dem Durchschnitt der Spotmarktkurse, in denen der Kontrakt geliefert wurde.

Dieses kann anhand Abbildung 2.7 verdeutlicht werden. Zum einen zeigt diese Abbildung die Entwicklung des Phelix-Peak Monats Futures an der deutschen EEX mit dem Liefermonat Juni 2006. Zum anderen sind die täglichen Phelix-Werte und der daraus resultierende Monatsdurchschnitt für den Liefermonat Juni 2006 abgetragen.

⁷⁷ Seit der Einführung des Terminhandels bei landwirtschaftlichen Produkten gab es die Sorge, dass der Terminhandel destabilisierend auf den Spotmarkt wirken könnte. Diese Vermutung lässt sich jedoch weder empirisch noch theoretisch eindeutig belegen. Vgl. Cox (1976) und Board u. a. (2001) sowie die dort angegebenen Quellen. Lediglich zu bestimmten Zeitpunkten, kurz vor der Fälligkeit einer Vielzahl von Terminkontrakten, kann es zu einer erhöhten Volatilität auf dem Spotmarkt kommen. Dieser Zeitpunkt wird auch als „Geisterstunde“ (witching hour) bezeichnet.

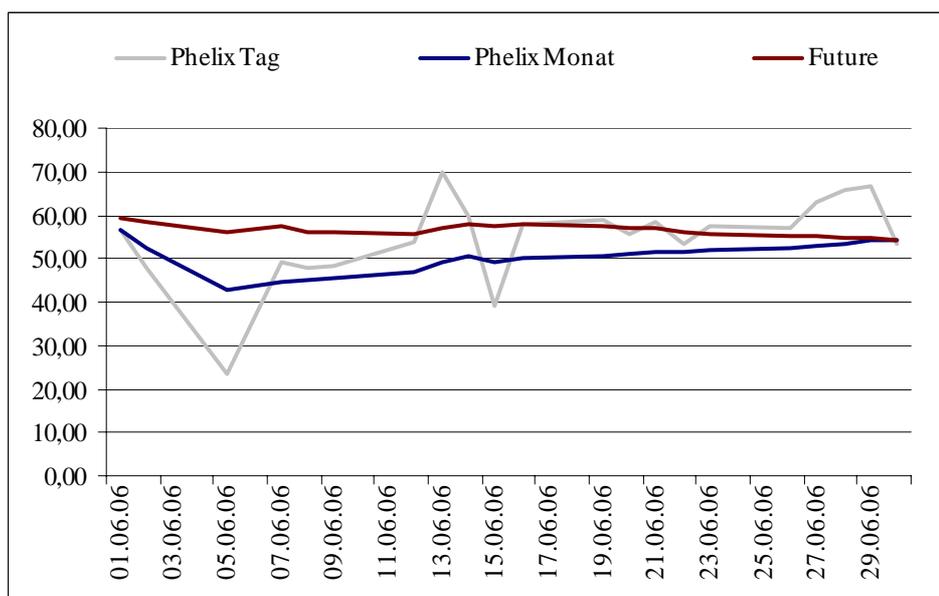


Abbildung 2.7: Preisentwicklung an der EEX im Juni 2006.

Quelle: Eigene Darstellung, Daten der EEX.

Am ersten Liefertag eines Monats entspricht der Tagesdurchschnitt (Phelix Tag) dem Monatsdurchschnitt (Phelix Monat). Der Futurekurs kann zu diesem Zeitpunkt oberhalb oder unterhalb des Phelix Tageswert liegen.

Die Volatilität des Marktes zeigt sich anhand der Schwankungen beim Tagesdurchschnitt. Die Auswirkungen auf den Futurepreis werden aber durch die Durchschnittspreisbildung abgeschwächt. Demnach hat ein Preissprung an einem Tag nur einen geringen Einfluss auf die Kursentwicklung des Futures. Der letzte Handelstag des Futures ist der 29. Juni mit Lieferung am 30. Juni. Wie oben beschrieben, entsprechen sich an diesem Tag der Futurekurs und der Durchschnitt der täglichen Phelix Werte, was dem Phelix Monatswert entspricht.

Der Kurs des Futures liegt in Abbildung 2.7 während des gesamten Betrachtungszeitraums oberhalb des Monatsdurchschnitts. Der Terminkurs kann sich aber dem Basiswert aus zwei Richtungen nähern: Eine contango Marktsituation, in der sich der Terminkurs von einem höheren Niveau dem Basiswert nähert oder eine normal backwardation Situation, in der sich der Terminkurs von einem niedrigeren Niveau dem Basiswert nähert.⁷⁸(Vgl. Abbildung 2.8)

Hierfür entscheidend ist die Preisbildung des Futures. Ein Ansatz, der zur Erklärung einer contango Marktsituation geeignet ist, ist der cost of carry Ansatz. Dieser

⁷⁸ Vgl. Hull (2006) S.158ff.

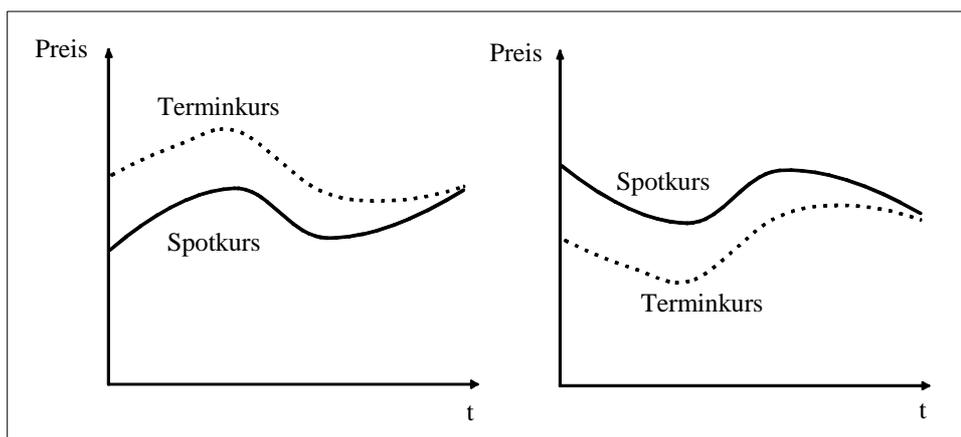


Abbildung 2.8: Marktsituationen: contango und normal backwardation.

Quelle: Eigene Darstellung.

erklärt die Differenz zwischen dem aktuellen Termin- und dem aktuellen Spotkurs mit den Kosten, die durch einen Terminkauf im Vergleich zu einem späteren Kauf am Spotmarkt entstehen. Bei diesen Kosten handelt es sich um Finanzierungs- und Lagerkosten des Gutes, die durch einen Nutzen durch die Verfügbarkeit der Ware (convenience yield) verringert werden.⁷⁹

Dieser Ansatz ist jedoch für den Strommarkt nicht tauglich, da Strom nicht auf Vorrat für einen späteren Zeitpunkt gekauft und gelagert werden kann. Daher können die Finanzierungs- und Lagerkosten nicht ausschlaggebend für die Differenz zwischen Spot- und Terminmarkt sein.

Die ersten Überlegungen zu einem alternativen Ansatz finden sich bereits bei Keynes (1930) und Hicks (1939). Diese sehen im Terminkurs den erwarteten Spotmarktkurs zum Zeitpunkt der Fälligkeit des Terminkontraktes, korrigiert um eine Risikoprämie. Diese Risikoprämie kann sowohl positiv als auch negativ sein und somit sowohl zu einer *contango* als auch zu einer *normal backwardation* Marktsituation führen. Die Risikoprämie stellt den Preis dar, den die Absicherer auf einem Markt für die Übernahme von Risiko zu zahlen bereit sind. Falls die Absicherer beispielsweise zur Einnahme der vertraglichen Short-Position neigen, sind sie bereit, einen Abschlag auf den erwarteten Spotmarktkurs zu akzeptieren, um ihr Risiko abzusichern. Das Risiko wird dann von weniger risikoaversen Händlern oder Spekulanten übernommen. Somit kann es auch zu einer *normal backwardation* Marktsituation kommen.⁸⁰

Werden neben den physischen Motiven der Marktteilnehmer auch die bereits von

⁷⁹ Vgl. Kaldor (1939), Working (1948) und Brennan (1958).

⁸⁰ Vgl. Hull (2006) S.158f.

Keynes beschriebenen Spekulanten mit rein finanziellen Interessen berücksichtigt, kommt es zu einer Verringerung der Risikoprämie. Die Höhe der Risikoprämie lässt sich nicht direkt beobachten. Wenn die Risikoprämie ein wesentlicher Bestandteil des Terminkurses ist, dann ist dieser kein geeigneter Indikator für den zukünftigen Spotkurs, sondern lediglich ein Ergebnis des Angebots und der Nachfrage nach Absicherung.

Auf den Strommärkten wird die Risikoprämie, insbesondere zu Spitzenlastzeiten, als Zahlung an die Erzeuger gesehen, das Risiko von Preissprüngen zu übernehmen. Die Nachfrage des Weiterverteilers nach Absicherung auf dem Strommarkt ist, aufgrund der rechtsschiefen Verteilung der Strompreise, größer als die der Erzeuger.⁸¹ Die Weiterverteiler befürchten zum Zeitpunkt eines Preissprungs physisch *short* zu sein und ihre Kunden zu einem festen Preis versorgen zu müssen. Dieses Risiko kann durch eine vertragliche Long-Position abgesichert werden. Die Erzeuger verlangen für die Übernahme der vertraglichen Short-Position am Markt einen Aufschlag auf den erwarteten Spotmarktpreis.⁸² Dieser Trend wird zudem durch Informationsasymmetrien zwischen Erzeugern und Versorgern verstärkt. Auch wenn technische Probleme nicht vollständig auszuschließen sind, haben die Erzeuger die Möglichkeit die Risiken besser zu kalkulieren und eventuelle Sicherheitsstrategien aufzubauen (z.B. Teillastbetrieb einzelner Kraftwerke). Im Gegensatz hierzu stehen die Weiterverteiler ohne eigene Erzeugungskapazitäten einer preisunelastischen Nachfrage gegenüber. Der Terminkurs liegt dann über dem erwarteten Spotmarktkurs.

Zu Niedriglastzeiten kann sich das Vorzeichen der Risikoprämie umkehren. Dann sind es die Betreiber von Grundlastkraftwerken, die ihre Risiken absichern möchten. Diese sind bereit, für die Übernahme einer vertraglichen Long-Position einen Abschlag auf den erwarteten Spotmarktkurs zu akzeptieren, um ihren Absatz zu sichern. Dieses ist auch bei empirischen Untersuchungen zu beobachten. Longstaff und Wang (2004) stellen für den Pennsylvania, New Jersey, Maryland-Pool ein wechselndes Vorzeichen bei der Risikoprämie fest. Lucia und Schwartz (2002) kommen ebenfalls zu dem Schluss, dass die Richtung des Vorzeichens auf dem skandinavischen Markt nicht eindeutig festgestellt werden kann und von der tageszeitlichen Entwicklung abhängig ist.

⁸¹ Die rechtsschiefe Verteilung ist eine Folge der Preissprünge auf dem Spotmarkt. Vgl. Kapitel 2.1.3.

⁸² Vgl. Pirrog und Jermakyan (1999) S. 65. und Borenstein (2002).

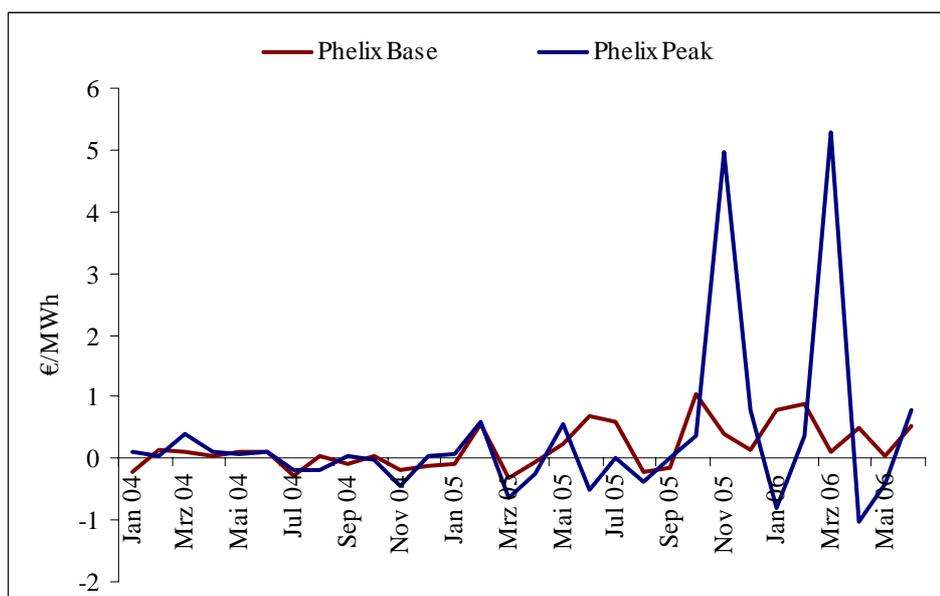


Abbildung 2.9: Preisaufschläge auf Terminkontrakte an der EEX am vorletzten Handelstag.

Quelle: Eigene Darstellung, Daten der EEX.

Eine Untersuchung der einzelnen Stunden ist in Deutschland nicht möglich, da lediglich Base und Peak Kontrakte gehandelt werden. In Abbildung 2.9 sind die Differenzen zwischen dem Kurs am vorletzten Handelstag und dem Schlussabrechnungskurs dargestellt. Ein positiver Wert gibt eine *contango* Marktsituation an, bei der sich der Terminkurs „von oben“ dem Spotmarktpreis nähert. Ein negativer Wert entspricht einer *normal backwardation* Marktsituation. An der EEX sind sowohl für den Base- als auch für den Peak-Kontrakt beide Marktsituationen anzutreffen.

Im Durchschnitt kann ein Aufschlag für den Phelix-Base-Kontrakt in Höhe von 0,18 €/MWh und für den Phelix-Peak-Kontrakt in Höhe von 0,33 €/MWh festgestellt werden. Trotz des höheren Preisniveaus der Phelix-Kontrakte weist dieses auf eine leicht höhere Risikoprämie bei den Peak-Kontrakten hin. Dieses gilt insbesondere für Zeiten hoher Preise, wie den Monaten November 2005 und März 2006. Hier sind die Preisaufschläge bei den Peak Kontrakten wesentlich größer als bei den Base Kontrakten. Allerdings muss darauf hingewiesen werden, dass die Kontrakte zum Ende der Laufzeit eine sehr geringe Liquidität aufweisen, was die Daten verfälschen kann.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass eine hohe Volatilität und kurzfristige Preissprünge bzw. eine rechtsschiefe Verteilung der Spotmarktpreise über die Risikoprämie eine preistreibende Wirkung auf Terminkontrakte haben. Diese Wirkung wird verstärkt,

je näher die Last an der Kapazitätsgrenze des Systems ist, da dadurch Preissprünge wahrscheinlicher werden. Wenn der Terminkurs als Indikator für den erwarteten Spotmarktkurs verwendet werden soll, dann ist zu berücksichtigen, dass er die Preise für Peak-Kontrakte tendenziell überschätzt und die Preise für Base-Kontrakte unterschätzt.

2.3 Der Regelenenergiemarkt

Nachdem in den Abschnitten 2.1 und 2.2 der Spot- und Terminhandel betrachtet wurde, folgt nun der Markt für Systemdienstleistungen. Eine wesentliche Systemdienstleistung ist der Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen. Überschüssige Energie wird hierbei vom ÜNB erstattungspflichtig aufgenommen (negative Ausgleichsenergie) und fehlende Energie wird kostenpflichtig geliefert (positive Ausgleichsenergie). Hierbei hilft es dem ÜNB, dass sich die unterschiedlichen Bilanzkreisabweichungen innerhalb einer Regelzone teilweise kompensieren. Der ÜNB muss lediglich das Ungleichgewicht der gesamten Regelzone ausgleichen. Die Höhe des Regelzonensaldos (Entnahme - Einspeisung der gesamten Regelzone) bestimmt somit die eingesetzte Regelenenergie.

Die Höhe der vorzuhaltenden Reserve ist von technischen Parametern abhängig und orientiert sich beispielsweise an der Einspeisung in der Regelzone und den Lastprognosefehlern. Die Vorhaltung von Reservekapazitäten für den Ausgleich des Regelzonensaldos war vor der Liberalisierung für jeden Kraftwerksbetreiber verpflichtend. Da die ÜNB nach der Liberalisierung nicht im Besitz von Kraftwerken sind, müssen sie für den Betrieb des Netzes Systemdienstleistungen am Markt einkaufen. Es handelt sich somit um einen Markt mit einem regionalen Nachfragemonopolisten und Anbietern, die sowohl die Möglichkeit haben ihre Produkte auf dem Spot- oder Terminmarkt, als auch auf dem Reservemarkt anzubieten.

2.3.1 Technische Grundlagen

Basierend auf den Anforderungen der UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) sind die deutschen ÜNB verpflichtet folgende Regelleistungsqualitäten zu beschaffen.

- **Primärregelung:** Die Reserve mit der höchsten Qualität und einer unmittelbaren Reaktionszeit ist die Sekundenreserve, die zur Primärregelung (primary control) eingesetzt wird. Die Frequenz des Netzes wird durch den Netzbetreiber innerhalb eines Frequenzbereiches (Primärregelband) automatisch gesteuert. Die hierfür eingesetzte Sekundenreserve wird dezentral im gesamten UC-TE-Verbund überwiegend von bereits am Netz befindlichen Dampfkraftwerken vorgehalten und wird nach einer Störung aktiviert. Die von jeder Regelzone vorzuhaltende Leistung wird jährlich anhand der Nettostromerzeugung des Vorjahres ermittelt. Der abzudeckende Zeitraum pro Störung liegt zwischen 0 und 15 Minuten nach der Störung, wobei die vorgehaltene Kapazität innerhalb von 30 Sekunden verfügbar sein muss.
- **Sekundärregelung:** Die für die Sekundärregelung vorgehaltene Leistung wird automatisch gesteuert und soll sicherstellen, dass der Austausch zwischen den Regelzonen nicht beeinträchtigt wird. Die zu diesem Zwecke vorgehaltenen hydraulischen und thermischen Kraftwerke müssen sich zum Teil innerhalb der Regelzone befinden. Der abzudeckende Zeitraum pro Störung liegt zwischen 30 Sekunden und 15 Minuten nach der Störung, wobei die vorgehaltene Kapazität innerhalb von 5 Minuten verfügbar sein muss.
- **Tertiärregelung:** Die Regelenergie mit der langsamsten Reaktionszeit ist die für die Tertiärregelung vorgehaltene Minutenreserve. Diese wird manuell zur vollen Viertelstunde eingesetzt. Die Summe aus der vorgehaltenen Sekundärregelung und der Minutenreserve in der Regelzone muss mindestens so groß sein wie die größte Kraftwerksblockleistung in dieser Zone, damit ein Ausfall kompensiert werden kann. Der abzudeckende Zeitraum pro Störung liegt zwischen 15 Minuten und vier Viertelstunden nach der Störung, inklusive der Viertelstunde, in der die Störung aufgetreten ist.

Der Einsatz der Reserven folgt dem Prinzip der hierarchischen Substitution. Je nach Dauer der Abweichungen ersetzen die ÜNB für den Ausgleich des Regelzonensaldos die jeweils schnelleren Reserven durch langsamere. Bei einer länger anhaltenden oder stärkeren Abweichung des Regelzonensaldos wird beispielsweise die Primärregelung nach 30 Sekunden durch die Sekundärregelung automatisch substituiert, damit die Primärregelung wieder in vollem Umfang für die Stabilisierung der Netzfrequenz zur Verfügung steht. Ist die Störung nach 15 Minuten noch nicht behoben, wird

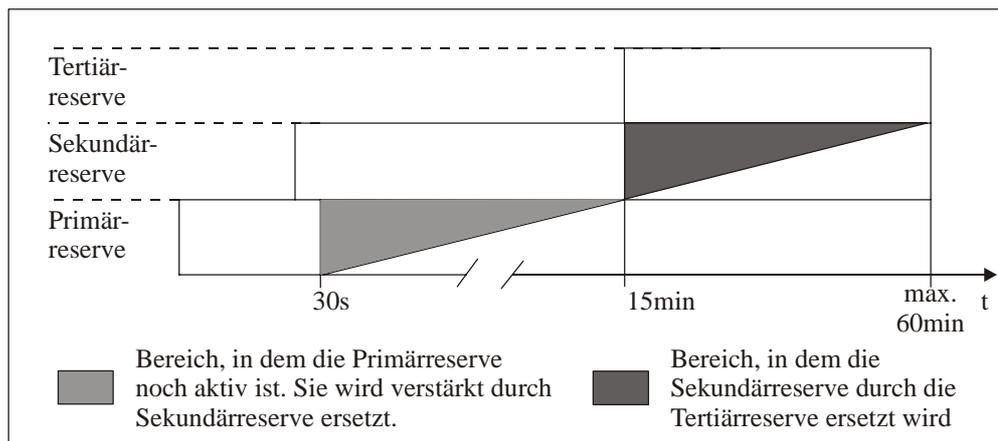


Abbildung 2.10: Hierarchische Struktur der Reserveleistungen.

Quelle: Eigene Darstellung.

die manuelle Tertiärregelung aktiviert, um das Regelzonengleichgewicht zu halten. Durch die Substitution der Reservearten mit hoher Qualität durch jene mit geringerer Qualität, also einer langsameren Reaktionszeit, stehen die Kapazitäten der jeweils höheren Qualität wieder zur Verfügung, um weitere potenzielle Ungleichgewichte zu korrigieren.

Der Verantwortungsbereich des ÜNB beträgt insgesamt nur vier Viertelstunden, inklusive der Viertelstunde, in der der Fehler aufgetreten ist. Danach ist der Bilanzkreisverantwortliche für den Ausgleich des Bilanzkreises verantwortlich.

2.3.2 Effiziente Ausgestaltung von Regelenergieauktionen

Um genügend Anbieter zur Bereitstellung von Reservekapazitäten zu gewinnen, ist neben der Zahlung eines Arbeitspreises (p_A) für gelieferte Energie die Zahlung eines Leistungspreises (p_L) erforderlich, der die Fixkosten der Einsatzbereitschaft deckt. Da der ÜNB der einzige Nachfrager auf diesem Markt ist, kommt als Marktform nur eine einseitige Auktion in Frage, bei der die Bieter ein zweidimensionales Gebot abgeben.⁸³

Der Auktionator, hier der ÜNB, muss eine **Auswahlregel (scoring rule)** festlegen, nach der die beiden Gebotskomponenten gewichtet und die Gebote akzeptiert werden. Das Auktionsdesign ist effizient, wenn die Anbieter mit den geringsten *stand-by* Kosten die Reserve vorhalten und die Anbieter in aufsteigender Reihenfolge ihrer

⁸³ Auktionen bei denen die Gebote aus zwei Dimensionen bestehen, finden auch bei staatlichen Ausschreibungen Anwendung, bei denen die Bieter sowohl die Qualität als auch den zugehörigen Preis für die Bereitstellung abgeben müssen. Vgl. Che (1993).

Grenzkosten eingesetzt werden. Dieses Ziel kann nur erreicht werden, wenn das Auktionsdesign dafür sorgt, dass die Erzeuger ihre wahren Kosten als Gebot abgeben und es nicht zu einer Verzerrung der Gebote kommt. Dieses ist nur möglich, wenn die Auswahlregel die Bieter nur in Abhängigkeit ihrer Leistungsgebote zur Reservebereitstellung akzeptiert.

Werden bei der Auswahlregel beide Gebotsdimensionen berücksichtigt, geben die Bieter Arbeitspreise ab, die nicht ihren Grenzkosten entsprechen. Eine Merit-Order für den Einsatz der Kraftwerke ist dann nicht möglich. Optimierte der ÜNB beispielsweise die Reservebereitstellung dadurch, dass er die Arbeitspreisgebote mit der erwarteten Einsatzwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit vom Leistungsgebot gewichtet und so auch Anbieter mit vergleichsweise hohen Leistungsgeboten aber dafür geringeren Arbeitsgeboten verpflichtet, geben die Erzeuger ihre Gebote strategisch ab. Sie können ihren Gewinn maximieren, indem sie entweder sehr hohe oder sehr niedrige Arbeitsgebote abgeben, die nicht den Grenzkosten entsprechen. Dieses konnte im Rahmen der kalifornischen Biennial Resource Plan Update (BRPU) Auktionen in der Praxis beobachtet werden.⁸⁴

Der zweite Baustein des Auktionsdesigns ist die **Preisbildungsregel (settlement rule)**. Diese muss festlegen, wie die Preise für erbrachte Regelleistung und Regelarbeit ermittelt werden. Die Preisbildung ist eine zentrale Frage der Auktionstheorie und basiert auf dem Erlös-Äquivalenz-Theorem von Vickrey. Dieses besagt, dass die Kosten bei der Beschaffung eines Gutes bei hinreichend großer Teilnehmerzahl im Durchschnitt gleich hoch sind, unabhängig davon, ob der Höchstbietende Erlöse in Höhe seines eigenen Gebotes erhält (Englische Auktion) oder in Höhe des Gebotes des ersten abgelehnten Bieters (Vickrey-Auktion).⁸⁵

Das Pendant zu einer Vickrey-Auktion bei einer Versteigerung von mehreren identischen Gütern ist das Gebotspreisverfahren (*pay-as-bid*), bei dem jeder Bieter Erlöse in der Höhe seines Gebotes erzielt. Dieses Verfahren wird auch als diskriminierend bezeichnet, da die Einnahmen der Bieter unterschiedlich hoch sind. Die Englische Auktion entspricht in einer Mehrgutauktion dem Höchstpreisverfahren (*uniform price*) bei dem ein einheitlicher Marktpreis durch das letzte akzeptierte oder durch das erste abgelehnte Gebot bestimmt wird. Der so ermittelte Marktpreis gilt für alle

⁸⁴ Vgl. Chao und Wilson (2002) und Gibrik (1995) sowie Blumstein u. a. (2002) zu den BRPU Auktionen.

⁸⁵ Vgl. Vickrey (1961).

Bieter.⁸⁶

In der Praxis sind Zweifel an der Gültigkeit des Vickrey-Theorems bei Mehrgutauktionen aufgekommen. Anfang der 1990er Jahre haben die Nobelpreisträger Merton Miller und Milton Friedman eine Kampagne gestartet, um das Auktionsdesign bei der Versteigerung von Bundesschatzbriefen durch das Finanzministerium der USA zu verändern. Die beiden Ökonomen plädierten dafür, das traditionelle Gebotspreisverfahren durch ein Höchstpreisverfahren zu ersetzen. Hauptargument hierfür war, dass eine Höchstpreisauktion weniger Informationen von den Bietern verlangt. Da alle Bieter mit dem gleichen Preis vergütet werden, ist es die dominante Strategie, seine tatsächliche Wertschätzung zu bieten und nicht wie bei einer Gebotspreisauktion möglichst genau den Marktpreis abzuschätzen.⁸⁷

Nachdem im September 1992 das neue Auktionsdesign für Bundesschatzbriefe implementiert wurde, kam es jedoch zu theoretischen Überlegungen, die der Logik der beiden Nobelpreisträger widersprachen. Back und Zender (1993) zeigen, basierend auf einem Artikel von Wilson (1979), dass es bei einer Höchstpreisauktion zu geringeren Einnahmen kommt als bei einer Gebotspreisauktion. Sie gehen dabei von einer gemeinsamen Wertschätzung (*common value*) der Bieter aus, wie dieses bei Schatzbriefen der Fall ist. Bei einer Beschaffungsauktion entspricht dieses der Situation, in der die Kosten der Bereitstellung für alle Anbieter identisch und allgemein bekannt sind.

Sie zeigen, dass es bei Höchstpreisauktionen nicht zu der Abgabe der Grenzkosten als Gebot kommt, sondern zu höheren Geboten, die zu gestiegenen Beschaffungskosten im Vergleich zu einer Gebotspreisauktion führen. Dieses kann an einem einfachen Beispiel verdeutlicht werden. Angenommen auf einem Markt befinden sich drei Erzeuger, denen Grenzkosten in Höhe von 5€ pro Einheit entstehen. Die nachgefragte Menge durch den ÜNB sei 10.000 und könnte von jedem Erzeuger alleine bedient werden.⁸⁸

Jeder Erzeuger muss zwei Punkte seiner Gebotsfunktion bekannt geben. Angenommen seien Gebote aller Erzeuger von jeweils 3.333 Einheiten à 6€ und weiteren 6.667

⁸⁶ Vgl. Klemperer (1999).

⁸⁷ Vgl. z.B. Binmore und Swierzbinski (2000).

⁸⁸ In der Literatur ist die Versteigerung von Bundesschatzbriefen als Verkaufsauktion dargestellt, doch um die Konsequenzen für den hier betrachteten Fall deutlich zu machen, wird der entgegengesetzte Fall einer Beschaffungsauktion dargestellt. Vgl. Back und Zender (1993) für das folgende Beispiel.

Einheiten à 20€ . Da sich die niedrigen Gebote nur auf 9999 addieren, bestimmt das teure Gebot von 20€ den Marktpreis für alle 10.000 Einheiten. Dem ÜNB entstehen Kosten von 200.000€. Jeder Erzeuger liefert $3.333\frac{1}{3}$ Einheiten und erhält dafür $66.666\frac{2}{3}$ €. Dieses Gleichgewicht ist stabil, da eine Verringerung des Gebotes für die 6.667 Einheiten durch einen Anbieter auf beispielsweise 19,99€ zwar zu einer höheren Lieferung (3334 Einheiten), nicht aber zu höheren Einnahmen führen würde. Die Einnahmen würden sich auf $66.646\frac{2}{3}$ € verringern. Insbesondere bei häufig wiederholten Auktionen können sich so Ergebnisse einstellen, die den Eindruck von Kollusion zwischen den Bietern erwecken, obwohl diese auf das individuelle Kalkül der Bieter zurückzuführen sind.⁸⁹

Wendet man dieses Beispiel hingegen auf eine Gebotspreisauktion an, erhält jeder Bieter $20.004\frac{2}{3}$ €, für 3.333 gelieferte Einheiten 6€ und für $\frac{1}{3}$ Einheiten 20€. Damit wird es für den einzelnen Bieter vorteilhaft, für alle 10.000 Einheiten 19,99€ zu bieten. Auch wenn er so seine Liefermenge um $\frac{1}{3}$ verringert, da er für die gesamten 3334 den höheren Preis erzielt. Dieser Überlegung folgend unterbieten sich die Erzeuger gegenseitig bis der ÜNB die 10.000 Einheiten für 50.000€ beziehen kann. Es entsteht ein aus der Oligopoltheorie bekanntes Bertrand Gleichgewicht, bei dem die Preise den Grenzkosten entsprechen.

Ausubel und Cramton zeigen des Weiteren, dass diese Ergebnisse auch auf den für den Energiemarkt relevanten Fall der individuellen Kosten (*private value*) gelten. Auch hier haben die Erzeuger einen Anreiz, die Gebote für weitere Einheiten zu erhöhen, um eine Preissteigerung für alle Einheiten zu erwirken. Die Erzeuger bieten für die erste Einheit ihre tatsächlichen Kosten (inkl. Opportunitätskosten) und für jede weitere Einheit erhöhen sie das Gebot. Mit steigender Menge nimmt also die Verschleierung der wahren Kosten zu. Ineffizienzen entstehen dadurch, dass kleinere Erzeuger angenommen werden, obwohl ihre Grenzkosten über den wahren Grenzkosten der großen Erzeuger liegen, diese jedoch nicht geboten werden.

Auch wenn sich theoretische Bedingungen ableiten lassen, unter denen das Erlös-Äquivalenz-Theorem auch im Fall der Mehrgutauktionen gilt,⁹⁰ sprechen die empirischen Untersuchungen gegen seine praktische Gültigkeit. Im Falle der Reserveenergie konnte Wolfram (1998) auf dem englischen Markt strategische Gebotsabgaben em-

⁸⁹ Die Gültigkeit bleibt auch bei der Verwendung von stetigen Gebotsfunktionen bestehen. Vgl. Back und Zender (1993).

⁹⁰ Vgl. hierfür z.B. Green und McDaniel (1999).

pirisch feststellen. Als Folge wurde das Vergütungssystem im englischen Markt im Rahmen des New Electricity Trading Agreement (NETA) von einem Höchstpreisverfahren auf ein Gebotspreisverfahren umgestellt.⁹¹

Es gibt jedoch auch Argumente, die gegen eine Verwendung von Höchstpreisauktionen sprechen. So ist es für Bieter bei einem Gebotspreisverfahren schwieriger die gewinnmaximierende Gebotshöhe zu ermitteln. Die Einkünfte sind stark davon abhängig, dass der richtige Marktpreis antizipiert wird. In einem Höchstpreisverfahren profitieren unerfahrene Marktteilnehmer (newcomer) auch von den strategischen Geboten der marktmächtigen Spieler. Außerdem bieten die strategischen Gebote in einem Höchstpreisverfahren den Kleineren genügend Raum, akzeptiert zu werden. Somit kann ein Höchstpreisverfahren dazu führen, dass mehr Anbieter auf den Markt für Reserveleistungen treten. Die Gewichtung dieses Zusammenhanges zur Beurteilung der beiden Verfahren ist jedoch äußerst schwierig. Die Pros und Contras der Theorie haben dazu geführt, dass beide Formen der Preisermittlung in der Praxis verwendet werden.⁹²

2.3.3 Interdependenzen zwischen Strom- und Regelenergiemarkt

Eine effiziente Preisbildung auf dem Regelenergiemarkt ist nur dann möglich, wenn auch die Verbindungen zu den anderen Märkten funktionieren. Die Anbieter auf dem Reservemarkt sind die gleichen wie die auf dem Spotmarkt. Der ökonomisch effiziente Preis für Reservekapazitäten muss somit aufgrund von Arbitrageüberlegungen auch vom Preis auf dem Spotmarkt abhängig sein. In einem desintegrierten Marktmodell muss die Koordination zwischen diesen einzelnen Märkten über den Preismechanismus erfolgen. Erst wenn es einen Wettbewerb zwischen den Märkten gibt, ist sichergestellt, dass die Gesamtkosten des Stromerzeugungssystems minimiert werden.

Die Bereitstellung von positiver Reserve hat eine direkte Auswirkung auf die Angebotsseite des Marktes, die Bereitstellung von negativer Reserve auf die Nachfrageseite. Da nur der Mangel an positiver Reserve zu einem systemkritischen Zustand führen kann, wird im Folgenden der Schwerpunkt auf die positive Regelenergie gelegt.

Ein Erzeuger mit positiven regelfähigen Kapazitäten steht vor der Wahl diese am

⁹¹ Vgl. IEA (2005) S. 177.

⁹² Vgl. Ausubel und Cramton S.29.

Spotmarkt oder am Regenergiemarkt anzubieten. Entscheidet er sich für die Gebotsabgabe am Spotmarkt, so verpflichtet er sich Strom zu erzeugen und erhält im Gegenzug den Spotmarktpreis. Bei einem Gebot auf dem Regenergiemarkt ist der Einsatz nur in dem Maße erforderlich, wie der Regelzonensaldo ausgeglichen werden muss. Die Bereitstellung von Reservekapazitäten ist somit für die Erzeuger mit Unsicherheiten verbunden, da nicht im Vorfeld bekannt ist, wie lange ein bestimmtes Kraftwerk in Betrieb sein wird. Die Erlöse und Kosten auf dem Spotmarkt sind hingegen zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses bekannt. Von zentraler Bedeutung ist hierbei die erwartete Einsatzwahrscheinlichkeit der Reserve, die im Folgenden mit α beschrieben und als bekannt vorausgesetzt wird.

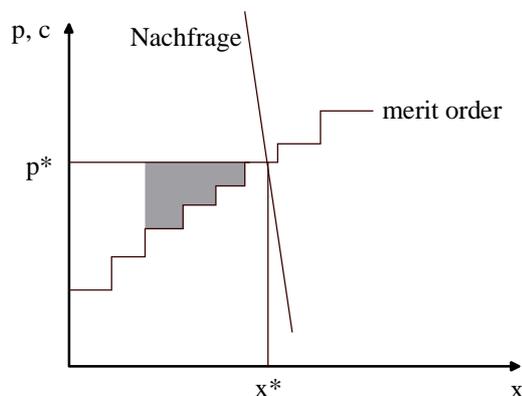


Abbildung 2.11: Angebot und Nachfrage auf dem Spotmarkt.

Quelle: Eigene Darstellung.

In Abbildung 2.11 sind Angebot und Nachfrage auf dem Spotmarkt dargestellt. Sind die Kapazitäten groß genug, um sowohl den Bedarf auf dem Spotmarkt als auch den Bedarf am Reservemarkt zu decken, dann ist ein Anbieter indifferent, auf welchem Markt er anbietet, wenn $x p_L + \alpha x (p_A - c) = 0$ gilt. Sobald der Erlös aus stündlichem Leistungspreis (p_L) und dem erwarteten Einsatz größer Null ist, wird es für den Anbieter vorteilhafter auf dem Reservemarkt anzubieten.⁹³ Dieses gilt für alle Kraftwerke, die sich in Abbildung 2.11 rechts von x^* befinden. Wenn die installierten Kapazitäten höher sind als der kombinierte Bedarf auf dem Spot- und dem Reservemarkt, dann gilt dieses für die gesamte zu beschaffende Regenergie.

Gibt es jedoch keine Überkapazitäten, dann werden auch inframarginale Spotmarktanbieter benötigt, um die Reserveanforderungen zu decken. Diese Anbieter, die in der Abbildung 2.11 links von x^* liegen, berücksichtigen auch die Opportunitätskosten,

⁹³ Hierbei ist zu beachten, dass der Term $\alpha x (p_A - c)$ sowohl positive als auch negative Werte annehmen kann.

die auf dem Spotmarkt entstehen. Die Anbieter sind indifferent auf welchem Markt sie anbieten, wenn $x p_L + \alpha x(p_A - c) = x(p_S - c)$ gilt. Erst wenn die Erlöse auf dem Reservemarkt die grau markierten Opportunitätskosten decken, bieten die Anbieter ihre Kapazitäten dort an. Die Opportunitätskosten sind umso höher, je geringer die Erzeugungskosten sind und je höher der Spotmarktpreis ist.⁹⁴

Ein effizienter Kraftwerkseinsatz auf beiden Märkten liegt somit vor, wenn für den Grenzanbieter ein Preisverhältnis zwischen Reservemarkt und Spotmarkt von $p_S = p_L + \alpha(p_A - c) - c$ gilt. Der ökonomisch effiziente Zusammenhang zwischen Reservemarkt und Spotmarkt kann durch verschiedene Faktoren gestört werden.

- **Technische Restriktionen:** Hiermit sind die Laufzeiten der Kraftwerke, die Mindestanfahrtdauer sowie Angebote von bereits am Netz befindlichen Kraftwerken gemeint. Insbesondere für die Primärenergieregulierung, die nur von Kraftwerken erbracht werden kann, die bereits am Netz sind, jedoch nicht unter Volllast laufen, entstehen Opportunitätskosten. Nicht alle Erzeuger auf dem Spotmarkt sind geeignet, auch Reserve zur Verfügung zu stellen.
- **Marktgebiete:** Wenn die Marktgebiete des Spotmarktes und des Regelenenergiemarktes unterschiedlich sind, liegen den beiden Märkten unterschiedliche Angebotsfunktionen zugrunde. Dieses kann durch Engpässe zwischen den Regelzonen entstehen oder durch technische Vorgaben, die verlangen, dass ein bestimmter Anteil (Kernanteil) in der Regelzone vorzuhalten ist.
- **Einsatzwahrscheinlichkeit:** Die Einsatzwahrscheinlichkeit von Kraftwerken kann irrtumsbelastet sein und sich im Zeitablauf ändern.
- **Unterschiedliche Vertragslaufzeiten:** Die Preisermittlung auf dem Spotmarkt erfolgt täglich. Wird der Regelenenergiepreis langfristig auf ein Niveau fixiert, kann sich der effiziente Marktpreis nicht herausbilden. Eine Beschaffung durch langfristige Verträge ist sicherer, verhindert jedoch, dass kurzfristig frei gewordene Kapazitäten auf dem Reservemarkt angeboten werden. Die Auswirkungen der Ausschreibungslänge auf den Preis sind jedoch nicht eindeutig zu quantifizieren, da ähnliche Überlegungen wie bei der Preisbildung auf dem Terminmarkt mit in das Kalkül einfließen und so beispielsweise auch die Risikoprämien berücksichtigt werden müssen. Längere Vertragslaufzeiten können

⁹⁴ Allen und Ilić (2000) untersuchen das Problem für Erzeuger mit einer quadratischen Kostenfunktion. Attaviryanupap u. a. (2005) sowie Singh (1999) beschreiben die aus diesen Überlegungen resultierenden Gebotsstrategien.

eine Preisglättungsfunktion haben. Selbst bei einer täglichen Ausschreibung unterscheiden sich die Laufzeiten der Ausschreibungsscheiben.

- **Strategische Gebotsabgaben:** Genauso wie auf dem Spotmarkt ist die Zahl der möglichen Anbieter begrenzt. Da es sich zudem um eine häufig wiederholte Auktion handelt, ist Kollusion möglich.
- **Auktionszeitpunkt:** Wenn den Erzeugern nicht genügend Handelsmöglichkeiten gegeben werden, ihre Kapazitäten auf die beiden Märkte zu verteilen, dann kann das Optimierungskalkül nicht angewandt werden. Die zeitliche Abfolge der Märkte sollte es den Erzeugern ermöglichen, auf beiden Märkten zu bieten und dann die restlichen Kapazitäten erneut anzubieten.

Eine effiziente Beschaffung von Regelenergie setzt ein passendes Auktionsdesign, das einen Wettbewerb zwischen den Anbietern ermöglicht, ebenso voraus wie ein Marktdesign, das den Wettbewerb zwischen dem Spot- und Reservemarkt ermöglicht.

Der Wettbewerb um Kapazitäten zwischen dem Spot- und dem Reservemarkt stellt eine weitere Friktion im desintegrierten Stromerzeugungssystem dar. Ein effizienter Einsatz ist nur bei einem marktübergreifenden Wettbewerb möglich. Die Kapazitäten der Reservehaltung stellen keine Überkapazitäten dar, sondern sind für die Systemicherheit wichtig. Daher müssen diese Erzeuger sowohl ihre Fixkosten als auch ihre variablen Kosten decken.

2.3.4 Ausgestaltung in Deutschland

Im Rahmen der Fusion von RWE und VEW hat das Bundeskartellamt die ersten Auflagen zur Ausschreibung von Regelenergie verfügt.⁹⁵ Diese wurden durch die Verbändevereinbarungen weiter konkretisiert und durch das Inkrafttreten des EnWG2005 und die dazugehörige Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) gesetzlich geregelt.

Eine der wichtigsten Neuregelungen ist die gesetzliche Vorgabe an die ÜNB, die Reserve gemeinsam zu beschaffen (§6 StromNZV). Außerdem hat die Bundesnetzagentur die Möglichkeit, die Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträume und Ausschreibungszeitscheiben laut §27(2) StromNZV vorzuschreiben. Um eine gemeinsame Ausschreibung der Reserven zu erreichen, hat die Bundesnetzagentur von Amts wegen unter dem Aktenzeichen BK6-06-012 ein Verfahren gegen die vier ÜNB eingeleitet.

⁹⁵ Vgl. Az: B8-400000-U-309/99.

	MW	Euro/MW	LP/Monat
Primärreserve	656	10.330	6.776.480
Sekundärreserve neg.	-2600	2.890	7.515.300
Sekundärreserve pos.	3300	7.512	24.792.075
Tertiärreserve neg.	-2030	3.653	7.417.434
Tertiärreserve pos.	3340	1.264	4.223.899
Summe	11.926		50.725.189

Tabelle 2.3: Kosten für die Reservevorhaltung im Juni 2006.

leitet, in dem die Spielregeln für eine gemeinsame Ausschreibung der Minutenreserve festgelegt werden sollen. Weitere Konsultationen für die Ausgestaltung der Auktionen zur Beschaffung von Sekundär- und Primärreserve werden folgen. Da die Konsultationen noch nicht abgeschlossen sind, findet noch keine gemeinsame Ausschreibung statt. Lediglich die Ausschreibungszeiträume wurden zum 1. Juli synchronisiert. Der geplante Beginn einer gemeinsamen Ausschreibung der Minutenreserve ist der 1. Januar 2007.

Bisher erhalten die Anbieter aller Reservearten für die Vorhaltung einen Leistungspreis. Die Anbieter von Sekundär- und Minutenreserve erhalten zusätzlich für den Fall, dass sie eingesetzt werden, einen Arbeitspreis. Dieses ist für die Primärregelung nicht erforderlich, da bei der Frequenzhaltung sowohl Arbeit aufgenommen als auch abgeben wird.

In Tabelle 2.3 sind beispielhaft für den Juni 2006 die Kosten für die Vorhaltung von Reserveleistungen in Deutschland dargestellt. Es wird deutlich, dass der größte Anteil mit monatlich über 24 Mio. Euro auf die Vorhaltung positiver Sekundärreserve entfällt. Insgesamt werden in Deutschland ca. 12.000 MW an Reserve vorgehalten, wobei die Sekundär- und die Tertiärreserve den größten Anteil haben. Die Gesamtkosten für die Vorhaltung von Regelleistung belaufen sich somit monatlich auf über 50 Mio. Euro, die über die Netznutzungsentgelte abgerechnet werden. Die durch die Vorhaltung von Regelleistung verursachten Kosten betragen 40% der gesamten Netznutzungsentgelte und haben somit ein hohes Gewicht.⁹⁶ Diese Sozialisierung der Kosten stößt insbesondere bei Großverbrauchern auf Kritik, da der Anteil der Kosten an der Reservevorhaltung mit steigendem Verbrauch zunimmt, ohne dass diese Verbraucher verantwortlich für den Einsatz von Regelleistungen sind.⁹⁷

⁹⁶ Monopolkommission (2005) Tz. 1198.

⁹⁷ Es kann zu einer überproportionalen Belastung von industriellen Großverbrauchern mit geringen Fahrplanabweichungen kommen, wenn diese nicht ausschlaggebend für die Höhe der Reservehaltung sind. Grundsätzlich ist aber eine Sozialisierung der Kosten ökonomisch richtig, da es sich bei der Systemsicherheit um ein Clubgut handelt. Vgl. Singh (1999). Für eine

Primärregelleistung

Die Entwicklung der monatlichen Leistungspreise ist in Abbildung 2.12 dargestellt. Seit Beginn der Ausschreibungen ist es zu einer kontinuierlichen Anpassung der Preise gekommen. Im Wesentlichen zeigt sich dieses durch eine Verringerung der Kosten in der Regelzone von RWE. In der letzten Ausschreibungsperiode betrug der Unterschied zwischen dem billigsten und dem teuersten Anbieter nur noch 4%, während im Juni dieser Wert noch bei 11% lag. Die Ausschreibung erfolgt in den vier Regelzonen getrennt, wobei seit Juni 2006 eine Angleichung der Ausschreibungszeiträume stattgefunden hat.

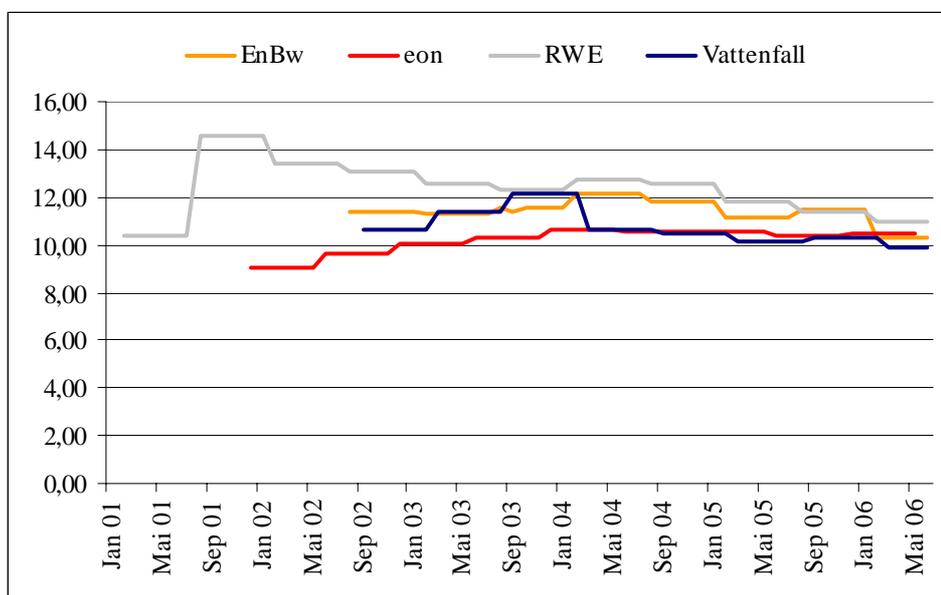


Abbildung 2.12: Preisentwicklung Primärregelleistung

Quelle: Eigene Darstellung, Daten der ÜNB.

Da die Primärregelleistung auch außerhalb der Regelzone vorgehalten werden kann und durch die automatische Steuerung geringe Mindestgebotsmengen möglich sind, ist theoretisch eine vollständige Angleichung der Preise zwischen den ÜNB möglich. Die bisherigen Preisunterschiede weisen auf einen mangelnden regelzonenübergreifenden Wettbewerb hin.

Als zweiter Punkt ist der Zusammenhang zwischen Reservemarkt und Spotmarkt zu untersuchen, um die Funktionsfähigkeit des desintegrierten Systems zu bewerten. Da kein Arbeitspreis gezahlt wird, führt ein effizienter Wettbewerb zwischen Spotmarkt

abschließende Beurteilung ist eine Analyse der Ausfallwahrscheinlichkeiten der unterschiedlichen Netznutzer bzw. der von ihnen verursachten unvorhersehbaren Spitzen und der damit verbundenen Reservemengen erforderlich. Vgl. Peek und Gatzert (2005).

und Reservemarkt dazu, dass für den Grenzanbieter $p_L - \alpha c = (p_s - c)$ gelten muss. Da die Kapazitäten für die Primärreserve sich am Netz befinden müssen, kann vereinfachend davon ausgegangen werden, dass $c = p_s$ gilt und keine Opportunitätskosten anfallen. Hieraus ergibt sich $p_L = \alpha p_s$ als Zusammenhang zwischen stündlichem Leistungspreis und Spotmarktpreis. Die Einsatzwahrscheinlichkeit α kann nicht anhand der von den ÜNB veröffentlichten Daten ermittelt werden, wenn jedoch bei der Primärregelung in gleichem Maße Abweichungen nach unten wie nach oben ausgeglichen werden und die aufgenommene Energie nicht weiter veräußert werden kann, dann ist $\alpha = \frac{1}{2}$.

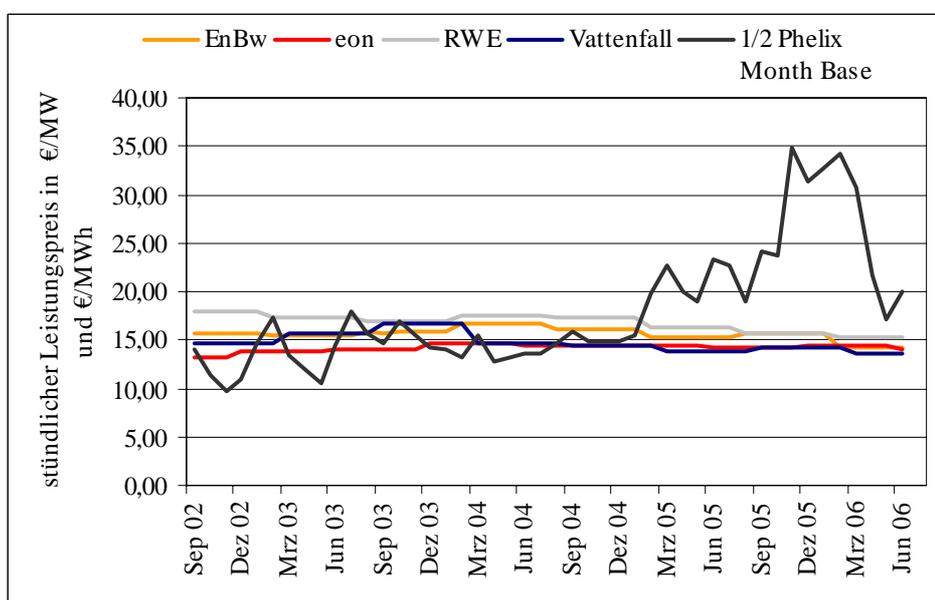


Abbildung 2.13: Preisentwicklung Spotmarkt und Leistungspreis Primärreserve.

Quelle: Eigene Darstellung, Daten der ÜNB.

Betrachtet man die Entwicklung der Preise in Abbildung 2.13, wird deutlich, dass der stündliche Leistungspreis für eine MW bis zu Beginn des Jahres 2005 näherungsweise der Hälfte des Spotmarktpreises entspricht.⁹⁸ Dieser Zusammenhang gilt jedoch nicht mehr ab dem Jahr 2005. Es bleibt festzuhalten, dass bestimmte Effekte preistreibend auf den Spotmarkt wirken und keine Beeinflussung der Preise für Primärregelenergie zur Folge haben.⁹⁹ Ob es sich hierbei um eine vorübergehende Abweichung handelt, ist zurzeit noch nicht abzusehen. Der fehlende Zusammenhang zwischen Spotmarkt und Primärreservemarkt zeigt sich an den relativ konstanten Preisen im Vergleich

⁹⁸ Um eine Vergleichbarkeit der Daten herzustellen, wird der monatliche Leistungspreis in einen stündlichen Leistungspreis umgerechnet. Beträgt beispielsweise der Leistungspreis für einen Monat 10 €/KW entspricht dieses 10.000 €/MW bei 720 Stunden pro Monat ergibt sich ein stündlicher Leistungspreis von 13,89 €/MW.

⁹⁹ Um welche Effekte es sich hierbei handelt ist nicht zu ermitteln. Ein Zusammenhang zu der Einführung der CO₂ Zertifikate zum 1.1.2005 konnte nicht bestätigt werden.

zum Phelix-Base.

Sekundärregelleistung

Auch bei der Sekundärreserve hat es noch keine vereinheitlichende Vorgabe durch die Bundesnetzagentur gegeben. Die Ausschreibungen erfolgen getrennt voneinander und sind je nach ÜNB unterschiedlich. So unterscheiden sich die Ausschreibungen beispielsweise in der Mindestgebotsmenge. Die Vergütung von Sekundärreserve erfolgt bei allen durch einen Arbeits- und einen Leistungspreis. Die Auktionen finden in einem halbjährlichen Rhythmus statt.

Alle ÜNB nutzen eine eindimensionale *scoring rule* bei der lediglich der Leistungspreis für die Akzeptanz eines Anbieters ausschlaggebend ist.¹⁰⁰ Der Einsatz der Kraftwerke erfolgt in aufsteigender Reihenfolge der Arbeitspreise. Als Preisfindungsregel (*settlement rule*) wird das Gebotspreisverfahren verwendet. Somit erhält jeder akzeptierte Bieter Erlöse in Form seines abgegebenen Gebotes.¹⁰¹

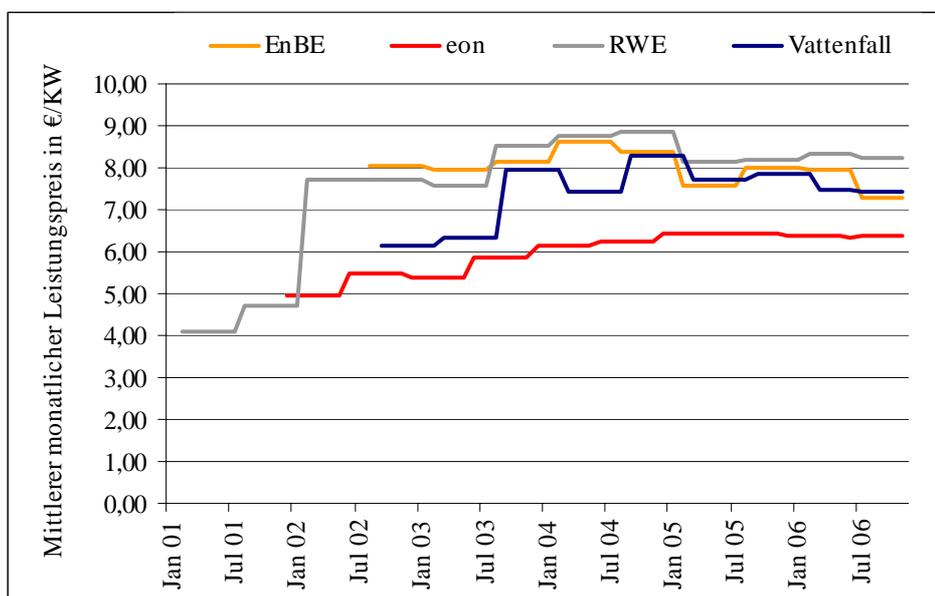


Abbildung 2.14: Mittlerer Leistungspreis für positiver Sekundärregelleistung.

Quelle: Eigene Darstellung, Daten der ÜNB.

Abbildung 2.14 zeigt die Entwicklung der mittleren Leistungspreise seit Einführung der Ausschreibungen durch RWE im Februar 2001. Ebenso wie bei der Ausschreibung

¹⁰⁰ RWE hat bis Anfang 2006 einen auf gemischt ganzzahlig linearer Programmierung basierenden Algorithmus, der sowohl den Arbeitspreis, als auch den Leistungspreis berücksichtigt genutzt.

¹⁰¹ Bis zum 1.12.2005 hat e.on das Höchstpreisverfahren genutzt, aber im Zuge der Vereinheitlichung der Ausschreibungen auf das Gebotspreisverfahren umgeschwenkt.

der Primärreserve hat zum 1. Juli eine Synchronisation der Ausschreibungszeiträume als Vorbereitung auf eine gemeinsame Beschaffung stattgefunden.

Der in Abbildung 2.14 dargestellte mittlere monatliche Leistungspreis für positive Sekundärregelleistung zeigt, dass es erhebliche Differenzen zwischen den ÜNB gibt. Auffällig ist die Preisentwicklung bei e.on, da der Leistungspreis deutlich unter denen der anderen Anbieter liegt. Ebenso wie bei der Primärregelleistung bilden auch hier die Preise von RWE den oberen Rand der Preise.

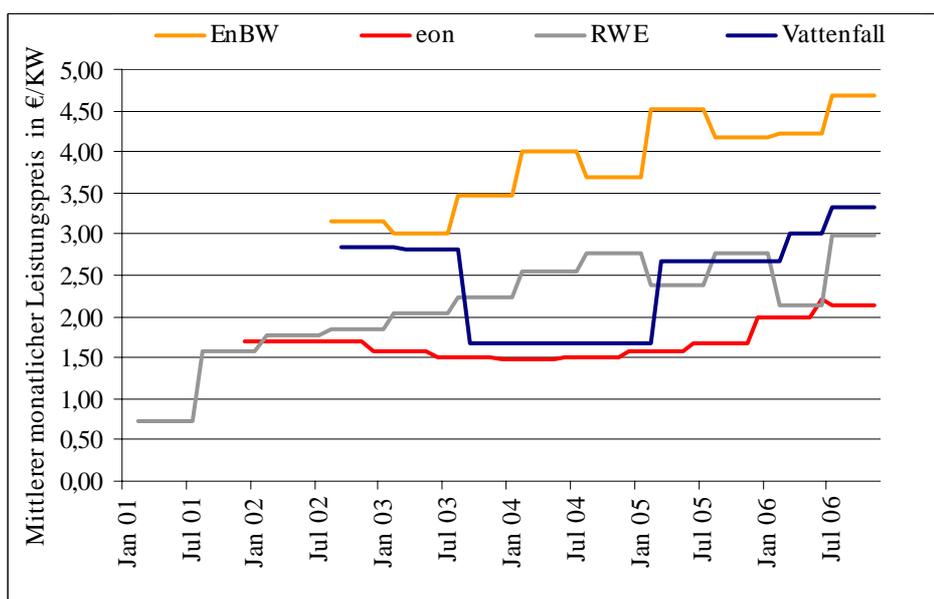


Abbildung 2.15: Mittlerer Leistungspreis für negative Sekundärregelleistung.

Quelle: Eigene Darstellung, Daten der ÜNB.

Noch ausgeprägter sind die Unterschiede bei den Leistungspreisen für negative Sekundärreserve. Auch hier ist e.on der günstigste ÜNB. Der Preisunterschied zum teuersten ÜNB, in diesem Fall EnBW, beträgt über 100%.

Weder bei der positiven noch bei der negativen Sekundärreserve kann eine Angleichung der Leistungspreise im Zeitablauf beobachtet werden. Besonders ausgeprägt sind die Leistungspreisunterschiede bei der negativen Reserve. Die Synchronisation der Ausschreibungszeiträume hat keine Anpassung der Preise zwischen den Regelzonen bewirkt.

Um eine Vergleichbarkeit zwischen den Regelzonen herzustellen, sind jedoch neben den Leistungspreisen auch die Arbeitspreise zu berücksichtigen, die nun anhand des Monats Mai 2006 untersucht werden.¹⁰² Die Ausschreibungsergebnisse der vier ÜNB

¹⁰² Die Verwendung eines anderen Monats im 1. Halbjahr 2006 liefert im Wesentlichen die gleichen Ergebnisse.

	Monatlicher Leistungspreis [€/kW]	Minimaler Arbeitspreis [€ct/kWh]	Maximaler Arbeitspreis [€ct/kWh]
EnBW	7,94	6,90	13,90
e.on	6,38	6,40	9,90
RWE	8,34	6,95	11,10
Vattenfall	7,46	10,90	11,00
EnBW	4,21	0,60	1,50
e.on	1,98	0,00	0,80
RWE	2,14	0,00	0,00
Vattenfall	3,00	0,20	0,20

Tabelle 2.4: Ausgeschriebene Sekundärregelleistung im Mai 2006.

sind in der Tabelle 2.4 zusammengefasst, wobei die erste Spalte die bereits aus Abbildung 2.14 und 2.15 bekannten monatlichen Leistungspreise darstellt. Die beiden folgenden Spalten geben den maximalen und den minimalen Arbeitspreis der akzeptierten Gebote an. Die Preisunterschiede innerhalb einer Regelzone entstehen im Wesentlichen durch die Unterscheidung zwischen Haupt- und Nebenzeiten bei der Ausschreibung.

Der minimale Arbeitspreis für positive Reserve fällt bei EnBW, e.on und RWE mit 6,40 bis 6,95 €ct/kWh relativ ähnlich aus, im Vergleich zu dem minimalen Preis von 10,90 €ct/kWh von Vattenfall. Der maximale Arbeitspreis ist mit 9,90 €ct/kWh bei e.on am geringsten, gefolgt von RWE und Vattenfall mit 11,00 beziehungsweise 11,10 €ct/kWh. Auffällig ist der hohe Arbeitspreis von 13,90 €ct/kWh bei EnBW. Somit besteht bei e.on eine Kombination aus dem geringsten Leistungs- und dem geringsten Arbeitspreis. Bei Vattenfall besteht eine Kombination aus geringem Leistungspreis und hohen Arbeitspreisen, wobei der geringe Unterschied zwischen maximalem und minimalem Arbeitspreis für einen geringen Bieterwettbewerb bei dieser Ausschreibung spricht.

Bei der negativen Sekundärreserve fällt auf, dass der hohe Leistungspreis von EnBW von hohen Arbeitspreisen begleitet wird. Insbesondere im Vergleich zu den anderen ÜNB fällt die Preisspanne von 0,6 bis 1,5 €ct/kWh deutlich höher aus. Bei e.on und RWE ist es zum günstigsten Tarif möglich, Energie kostenlos abzugeben, da der Arbeitspreis für negative Sekundärreserve null beträgt. Dieses ist bei RWE sogar zu jedem Zeitpunkt möglich. Bei Vattenfall sind unabhängig vom Zeitpunkt immer 0,2 €ct/kWh für genutzte negative Sekundärreserve zu entrichten.

Es wird deutlich, dass kein eindeutiger Zusammenhang zwischen Leistungs- und Ar-

beitspreisen besteht. Sowohl bei den Leistungspreisen als auch bei den Arbeitspreisen zeigen sich Preisunterschiede zwischen den einzelnen Anbietern. Eine Möglichkeit dieses zu erklären ist, dass die Ausschreibungen getrennt nach Regelzonen erfolgen. Die Preisunterschiede können dann entweder durch mangelnden Wettbewerb oder durch unterschiedliche Kosten der Reservebereitstellung innerhalb der Regelzonen erklärt werden.

Und tatsächlich spielen technische Restriktionen bei der Beschaffung von Sekundärreserve eine entscheidende Rolle, da sich die Kraftwerke zu einem bestimmten Prozentsatz innerhalb der Regelzone befinden müssen. Dieser als Kernanteil bezeichnete Prozentsatz wurde von der Bundesnetzagentur vorbehaltlich weiterer Untersuchungen für die Sekundärreserve auf $2/3$ festgelegt und mit möglichen Netzengpässen zwischen den Regelzonen begründet.¹⁰³ Der Leistungs- und Arbeitspreis der Sekundärreserve wird somit im Wesentlichen durch den Kraftwerkspark der Regelzone bestimmt.

Der hohe Kernanteil hat zur Folge, dass nur ein geringer Wettbewerb bei den Auktionen möglich ist, da in einer Regelzone zu einem großen Teil nur die dort ansässigen Kraftwerksbetreiber angenommen werden können. Da dieser Kernanteil auch bei einer gemeinsamen Ausschreibung durch die vier ÜNB bestehen bleiben soll, ist nicht von einer Angleichung der Preise zwischen den Regelzonen auszugehen. Dieses könnte erst durch eine Schaffung einer deutschlandweiten Regelzone erfolgen.

Neben dem Wettbewerb zwischen den ÜNB ist auch bei der Sekundärreserve der Zusammenhang zum Spotmarkt von Bedeutung. Der Wettbewerb um Kapazitäten wird von der Einsatzwahrscheinlichkeit und der Struktur des Grenzanbieters bestimmt. Ein Grenzanbieter sichtet solange die anzubietende Menge zwischen Reservemarkt und Spotmarkt um, bis $p_L + \alpha(p_A - c) = p_S - c$ gilt. Wird vereinfachend nur der Fall untersucht, in dem der Grenzanbieter den Preis auf dem Spotmarkt setzt und somit $c = p_S$ gilt, dann gilt im Gleichgewicht $p_S = \frac{1}{\alpha}p_L + p_A$.

Die Einsatzwahrscheinlichkeit jedes Anbieters ist jedoch abhängig von dem abgegebenen Arbeitspreis im Verhältnis zu den anderen Arbeitspreisen. Der Grenzanbieter kann somit nur identifiziert werden, wenn die Gebotsfunktionen veröffentlicht werden. Dieses ist zur Zeit auf dem deutschen Regelenenergiemarkt nicht der Fall. Da die Veröffentlichung aber nach §9(2) der StromNZV vorgeschrieben ist, wird diese

¹⁰³ Vgl. §6(2) StromNZV und Beschlussssache BK6-06-012 1-4 der Bundesnetzagentur.

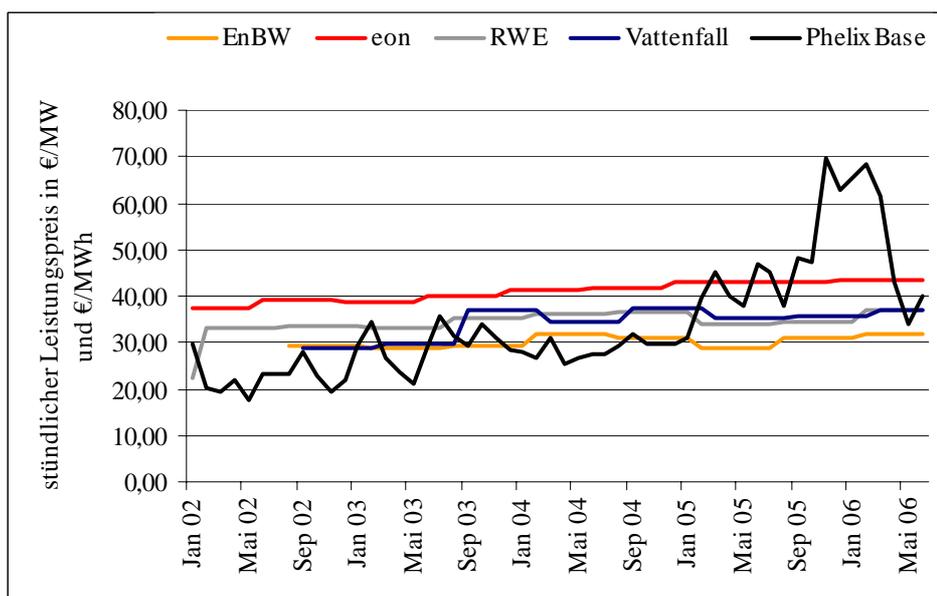


Abbildung 2.16: Gewichtete positive Sekundärregelleistungspreise.

Quelle: Eigene Darstellung, Daten der ÜNB.

Analyse in Zukunft möglich sein.

Jedoch lässt sich die Einsatzwahrscheinlichkeit des Anbieters mit dem geringsten Arbeitspreis anhand des Regelzonensaldos (Entnahme - Einspeisung der gesamten Regelzone) ermitteln. Sobald dieser für eine Viertelstunde negativ ist, setzt der ÜNB negative Sekundärregelleistung zum Regelzonenausgleich ein. Ist er positiv, muss der ÜNB positive Sekundärregelleistung einsetzen. Während der 35.040 Viertelstunden des Jahres 2005 war der Regelzonensaldo bei EnBW in 51,1%, bei E.on in 24,9%, bei RWE in 41,5% und bei Vattenfall 39,9 % der Viertelstunden positiv. Somit ist eine Übereinspeisung und ein damit verbundener negativer Regelzonensaldo häufiger als eine Unterspeisung.¹⁰⁴ Setzt man diese Werte für die Einsatzwahrscheinlichkeit α ein und nutzt den mittleren stündlichen Leistungspreis für den p_L Wert und den mittleren Arbeitspreis für den p_A Wert, ergeben sich die in Abbildung 2.16 abgetragenen Werte für die stündlichen Erlöse aus Reservehaltung.

Hierbei wird deutlich, dass aufgrund der geringen Einsatzwahrscheinlichkeit die Erlöse bei e.on trotz der geringen Preise vergleichsweise hoch sind. Erneut ist aber kein direkter Zusammenhang zwischen dem Phelix-Base und den berechneten Werten zu ermitteln. Bis zum Jahr 2005 liegt der Phelix-Base unter den errechneten stündlichen Reservepreisen und suggeriert eine zu teure Bereitstellung. Im Jahr 2005 kehrt sich dieses allerdings um. Mit diesem Modell ist es nicht möglich eine Aussage über

¹⁰⁴ Auf mögliche Gründe hierfür wird in Kapitel 2.4.2 eingegangen.

	Ausgeschriebene Menge Sekundär [MW]	Ausgeschriebene Menge Tertiär [MW]	Kernanteil Tertiärreserve
EnBW	720	510	26%
e.on	800	1100	38%
RWE	1230	1000	30%
Vattenfall	580	730	37%
EnBW	-390	-330	30%
e.on	-400	-400	33%
RWE	-1230	-770	23%
Vattenfall	-580	-530	32%

Tabelle 2.5: Kernanteil der Tertiärreserve.

die Höhe der Sekundärreserve zu machen oder festzustellen, ob inframarginale Anbieter ihre Kapazitäten auf diesem Markt anbieten. Es wird jedoch deutlich, dass die Preise der Sekundärreserve, genauso wie der Preis der Primärreserve, nicht auf Schwankungen am Spotmarkt reagieren.

Tertiärregelleistung

Aus der Konsultation der Bundesnetzagentur zur Umsetzung der Vorgaben der Strom-NZV ist ein Eckpunktepapier zur Ausgestaltung der Minutenreserveauktionen hervorgegangen.¹⁰⁵ Hierbei wurde zunächst festgelegt, das Verfahren der täglichen Auktionen beizubehalten. Außerdem wurde beschlossen, die Mindestlosgröße für positive und negative Reserve von 30 auf 15 MW zu reduzieren und bei der Ausschreibung nicht nur zwischen Haupt- und Nebenzeit, sondern zwischen sechs Zeitscheiben zu jeweils vier Stunden zu differenzieren. Diese Maßnahmen sollen es mehr Anbietern ermöglichen, ihre Kapazitäten auf dem Reservemarkt anzubieten, insbesondere wenn diese nur für einen kurzen Zeitraum zur Verfügung stehen.

Bei der Wahl der Auswahlregel (*scoring-rule*) ist die Bundesnetzagentur noch unentschieden. Die Auswahl der Gebote soll zunächst weiterhin nach dem Leistungspreis erfolgen. Über die Preisbildungsregel (*settlement rule*) finden sich in den bisher veröffentlichten Entscheidungen keine Angaben. Daher ist von einer Beibehaltung der Gebotspreisregel auszugehen.

Ebenfalls hat die Bundesnetzagentur Entscheidungen zu dem technisch erforderlichen Kernanteil veröffentlicht. Für die Minutenreserve ist kein fester Wert vorgeschrieben, jedoch sind 50% der Summe von Sekundär- und Minutenreserve in der

¹⁰⁵ Vgl. Bundesnetzagentur BK6-06-012 1-4.

	EnBW	e.on	RWE	Vattenfall	Spot Base
EnBW	1,00	0,96	0,96	0,94	0,71
e.on	0,96	1,00	0,93	0,98	0,69
RWE	0,96	0,93	1,00	0,89	0,72
Vattenfall	0,94	0,98	0,89	1,00	0,68
Spot Base	0,71	0,69	0,72	0,68	1,00

Tabelle 2.6: Korrelationskoeffizienten.

eigenen Regelzone vorzuhalten. Wird hierbei die zweite Vorgabe berücksichtigt, dass die Sekundärreserve zu 2/3 in der eigenen Regelzone vorgehalten werden muss, ergeben sich für die Minutenreserve je nach Regelzone Werte zwischen 23 und 38 %. In Tabelle 2.5 sind die Ergebnisse für positive und negative Reserve im Mai 2006 zusammengefasst. Da der Kernanteil somit geringer ist als bei der Sekundärreserve, sind hier eher Anpassungseffekte aufgrund der gemeinsamen Ausschreibung zu erwarten.

Als Betrachtungszeitraum für einen Vergleich der Leistungspreise in den unterschiedlichen Regelzonen dient das Jahr 2005 und das erste Halbjahr 2006. Die in Tabelle 2.6 berechneten Korrelationskoeffizienten der Leistungspreise betragen 0,89 bis 0,98 und sprechen für eine deutliche Verbindung zwischen den Auktionen der unterschiedlichen ÜNB.

Im Gegensatz zu den anderen Reservearten ist die Vertragslaufzeit bei der Minutenreserve der auf dem Spotmarkt relativ ähnlich. Durch die tägliche Ausschreibung der Reserve können die Anbieter täglich neu entscheiden, ob es vorteilhafter ist ihre Kapazitäten auf dem Spot- oder auf dem Minutenreservemarkt anzubieten. Dieses hat dazu geführt, dass ein enger Zusammenhang zwischen den Leistungspreisen und den Spotmarktpreisen zu beobachten ist. Die in der letzten Spalte beziehungsweise untersten Zeile der Tabelle 2.6 dargestellten Korrelationskoeffizienten betragen zwischen 0,68 (Vattenfall) und 0,72 (RWE) und sind somit ein wenig geringer als der Zusammenhang zwischen den Leistungspreisen, jedoch immer noch sehr hoch.

Für die weitere Betrachtungen der Minutenreserveauktionen ist die Einsatzwahrscheinlichkeit von besonderer Bedeutung. Der Minutenreserveeinsatz wird von allen ÜNB mit Ausnahme von RWE viertelstundenscharf veröffentlicht. Eine Untersuchung von 17.372 Viertelstunden des ersten Halbjahres 2006 (1.1.2006 – 30.6.2006) ergibt, dass bei EnBW Minutenreserve in 47 Viertelstunden, was 0,27% der Fälle entspricht, eingesetzt wurde. Bei e.on ist der Einsatz in 164 Viertelstunden (0,94%) genauso wie bei Vattenfall in 184 Viertelstunden (1%) nur unwesentlich häufiger. So-

mit ist die Vorhaltung von Minutenreserve im Wesentlichen eine Option auf Strom, die selten eingelöst wird. Dieses ist den Bietern auf dem Minutenreservemarkt bekannt, sodass strategische Gebote sehr wahrscheinlich sind.

Ein Indikator für strategische Gebote im deutschen System ergibt sich bei einem Vergleich der Arbeitspreise von Sekundär- und Tertiärreserve. Da die Reserven mit einer hohen Qualität auch dazu verwendet werden können, den Bedarf einer niedrigeren Qualität zu decken, sollten die Arbeitspreise der Tertiärreserve unterhalb derer der Sekundärreserve liegen. Dieses ist in Deutschland nicht der Fall, sodass von einer umgekehrten Preisstruktur bei den Preisen von Regelenenergie gesprochen werden kann. Die Anbieter für Minutenreserve geben nicht ihre wahren Kosten ab, sondern kalkulieren mit der geringen Einsatzwahrscheinlichkeit der Minutenreserve.¹⁰⁶

Eine Lösung des Problems besteht in einer Änderung der technischen Richtlinien, die einen vermehrten Einsatz der Minutenreserve vorschreibt und somit zu einer veränderten Gebotsabgabe bei den Auktionen zur Beschaffung von Minutenreserve führen würde. Eine weitere Lösung wäre das vom kalifornischen Netzbetreiber gewählte rationale Käufer Verfahren (*rational buyer*). Die Beschaffung aller Reservearten erfolgt simultan in einer einzigen Auktion, die jedoch aus mehreren Iterationen besteht. Zunächst wird für jede Reserveart eine Auktion veranstaltet. Die bei dieser Versteigerung ermittelten Zwischenergebnisse werden veröffentlicht, sind jedoch nicht bindend. Nach Abschluss dieser ersten Runde überprüft der ÜNB ob er durch Substitutionen die Kosten verringern kann. Dieses Verfahren wird als „rationaler Käufer“ bezeichnet, da kein Käufer bereit ist, für eine geringere Qualität einen höheren Preis zu zahlen als für eine höhere Qualität.¹⁰⁷ Das Verfahren erlaubt es dem ÜNB von einer Reserveart mehr zu kaufen als notwendig, um die Kosten im Gesamten zu verringern. Es folgt eine weitere Iteration, in der die Substituierbarkeit berücksichtigt wird. Die hieraus resultierenden verbindlichen Ergebnisse werden veröffentlicht.¹⁰⁸ Ein weiterer Vorteil dieses Verfahrens ist, dass die zu beschaffenden Mengen nicht konstant sind. Dieses erschwert die strategische Gebotsabgabe bei einer Höchstpreisauktion. Dieses Verfahren setzt eine vollständige Veränderung der Verfahren zur Regelenenergiebeschaffung voraus und ist erst nach der Schaffung einer gemeinsamen Ausschreibungsplattform für alle Reservearten denkbar.

¹⁰⁶ Diese Auswirkung kann auch auf dem englischen und dem kalifornischen Regelenenergiemarkt beobachtet werden. Vgl. Oren (2002) und Brien (1999).

¹⁰⁷ Vgl. Oren (2002).

¹⁰⁸ Vgl. CAISO (2004).

Eine wesentlich einfacher umzusetzende Alternative besteht darin, bei der Ausschreibung der Minutenreserve auf ein multivariates Auktionsverfahren zu verzichten. Der gezahlte Arbeitspreis könnte sich am börslichen Handel oder am Arbeitspreis für Sekundärreserve orientieren. Diese Vereinfachung würde es den ÜNB erschweren, konzernfremde Anbieter zu diskriminieren und würde dem tatsächlich nachgefragten Produkt gerecht werden. Zudem könnte durch eine Preisbildungsregel die umgekehrte Preisstruktur aufgehoben werden. Außerdem ist davon auszugehen, dass eine Vereinfachung des Auktionsmechanismus eine höhere Beteiligung bei den Auktionen bewirkt, was im Allgemeinen zu einer Verringerung der Beschaffungskosten führt.

2.4 Preisbildung von Ausgleichsenergie

Die Fahrplanabweichungen der Bilanzkreise werden durch Ausgleichsenergie kompensiert. Dieses geschieht, indem der ÜNB Ausgleichsenergie an die Bilanzkreise mit einem Leistungsdefizit liefert und Ausgleichsenergie von denen bezieht, die einen Leistungsüberschuss aufweisen. Der Regelzonensaldo wird durch Regelenenergie kompensiert, sodass ein Teil der Ausgleichsenergie Regelenenergie ist. Der ÜNB kauft somit auf der einen Seite Regelenenergie ein, um diese auf der anderen Seite als Ausgleichsenergie zu verkaufen.

Die Preisbildung von Ausgleichsenergie ist eine Schnittstelle zwischen dem wettbewerblichen und dem monopolistischen Bereich der Energiewirtschaft. Der Ausgleichsenergiepreis ist der Preis zum Zeitpunkt der Lieferung und wird daher auch als Echtzeitpreis bezeichnet. Aus dieser Perspektive stellt selbst der Handel am Spot- oder Innertagesmarkt ein Zukunftsgeschäft dar, da sich der Preis bis zur Lieferung noch ändern kann.

Da in einem desintegrierten Marktsystem der Handel zum Zeitpunkt des *gate closure* ausgesetzt werden muss und der ÜNB die Verantwortung für die Systemsicherheit übernimmt, ist es nicht möglich, den Preis für Ausgleichsenergie über einen Marktmechanismus zu ermitteln. Stattdessen wird die Lieferung von Ausgleichsenergie als Systemdienstleistung des ÜNB betrachtet. Dieser ist somit dafür verantwortlich, unter Berücksichtigung der Vorgaben der Regulierungsbehörde, Regeln für die Preisbildung von Ausgleichsenergie aufzustellen.¹⁰⁹

¹⁰⁹ Dieser Preisbildungsprozess trägt in der englischsprachigen Literatur den Namen „balancing mechanism“.

Das Preisbildungsverfahren der ÜNB muss transparent, einfach und robust gegenüber kurzfristigen Entwicklungen sein. Außerdem darf es neue Marktteilnehmer nicht diskriminieren. Die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie kann durch den ÜNB einem Bilanzkreis zugeordnet werden, sodass die Kosten nicht über die Netznutzungsentgelte sozialisiert werden, sondern individuell den Verursachern zugerechnet werden können.

Der ÜNB muss einen Ankaufspreis für negative Ausgleichsenergie für Bilanzkreise mit einer Überspeisung und einen Verkaufspreis für positive Ausgleichsenergie für Bilanzkreise mit Unterspeisung festlegen. Wenn der Verkaufspreis für positive Ausgleichsenergie dem Ankaufspreis negativer Ausgleichsenergie entspricht, wird von symmetrischen Ausgleichsenergiepreisen gesprochen.

Für die Netznutzer besteht zwischen Ausgleichsenergie und dem Handel auf einem der Zukunftsmärkte eine Substitutionsbeziehung. Für die Systemsicherheit ist es jedoch erforderlich, dass die Bilanzkreisverantwortlichen ihre Fahrpläne möglichst exakt prognostizieren und keine Arbitrage zwischen Spot- und Ausgleichsenergiepreisen betreiben. Somit gilt es in diesem Fall einen Wettbewerb zwischen zwei Märkten zu unterbinden.

Der durch den ÜNB festgelegte Preismechanismus hat die Aufgabe ungenaue Prognosen zu bestrafen. Hierfür muss der Ausgleichsenergiepreis für bezogene Energie über und die Vergütung für negative Ausgleichsenergie unter dem Preis auf dem letzten Zukunftsmarkt liegen. Um diese Lenkungsfunktion zu erfüllen, kann der Ausgleichsenergiepreis die Kosten der Beschaffung übersteigen. Allerdings sind diese Erlöse, die der ÜNB dadurch erzielt, bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte zu berücksichtigen.

Da der Echtzeitpreis in einem desintegrierten System nicht über einen Markt gebildet werden kann, stellt der Zusammenhang zwischen dem Preisbildungsmechanismus für Ausgleichsenergie und dem wettbewerblichen Handel eine weitere Friktion im desintegrierten Strommarkt dar.

2.4.1 Ausgestaltung in Deutschland

Laut §23 EnWG2004 und §8(2) StromNZV hat die Erbringung der Ausgleichsleistungen kostenorientiert zu erfolgen. Daher bestimmt in Deutschland der mittlere

gewichtete Arbeitspreis (MGP) der eingesetzten Regelennergie den Preis der Ausgleichsenergie. Dieser mittlere gewichtete Arbeitspreis wird als symmetrischer Preis für positive und negative Ausgleichsenergie genutzt.¹¹⁰

Somit ergeben sich unterschiedliche Preise, je nachdem, ob der Regelzonensaldo positiv oder negativ ist und es zu einem Einsatz positiver oder negativer Regelennergie kommt (Vgl. Abbildung 2.17). Wenn der Regelzonensaldo positiv ist (Leistungs-mangel), muss der ÜNB positive Regelennergie einsetzen, um den Regelzonensaldo zu kompensieren. Hierfür zahlt er einen Arbeitspreis an den vorher verpflichteten Anbieter. Dieses ist auch der Preis, den die Bilanzkreise mit einer Übereinspeisung erhalten, da sie den Regelzonensaldo stützen. Die Verursacher des Leistungs-mangels müssen diesen Preis an den ÜNB entrichten. Die Summe aus Regelennergie und Ausgleichsenergie von Bilanzkreisen mit Übereinspeisungen entspricht genau der Untereinspeisung der verursachenden Bilanzkreise.

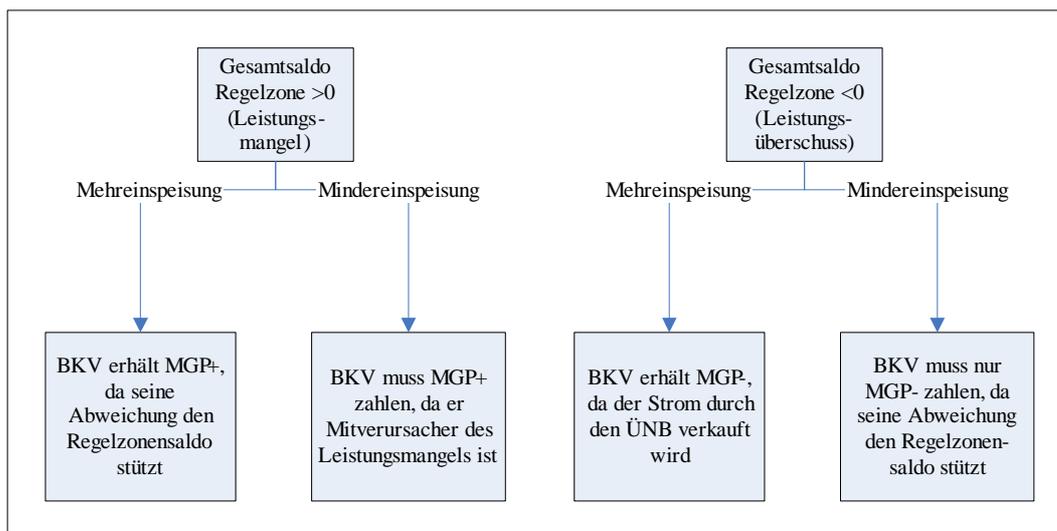


Abbildung 2.17: Ausgleichsenergiepreisbildung in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung.

Bei einem negativen Regelzonensaldo (Leistungsüberschuss) verkauft der ÜNB den Anbietern negativer Regelennergie die überschüssige Energie zum MGP- und vergütet den Bilanzkreisen, die für den Leistungsüberschuss verantwortlich sind, ihre Mehreinspeisungen zu genau diesem Preis. Jene Bilanzkreise, die unter ihrer nachgefragten Last eingespeist haben, müssen für bezogene Ausgleichsenergie ebenfalls zahlen.

Dieses System soll jene Bilanzkreise belohnen, die den Regelzonensaldo stützen und jene bestrafen, die für den Regelzonensaldo verantwortlich sind.

¹¹⁰ Vgl. §8(2) StromNZV.

Wie im Abschnitt 2.3.4 gezeigt wird, ist der Einsatz von Minutenreserve äußerst selten, sodass die Ausgleichsenergiepreise im Wesentlichen durch die Arbeitspreise der Sekundärreserve bestimmt werden. Die Struktur der Ausgleichsenergiepreise kann anhand der Daten des Monats Mai 2006 verdeutlicht werden.

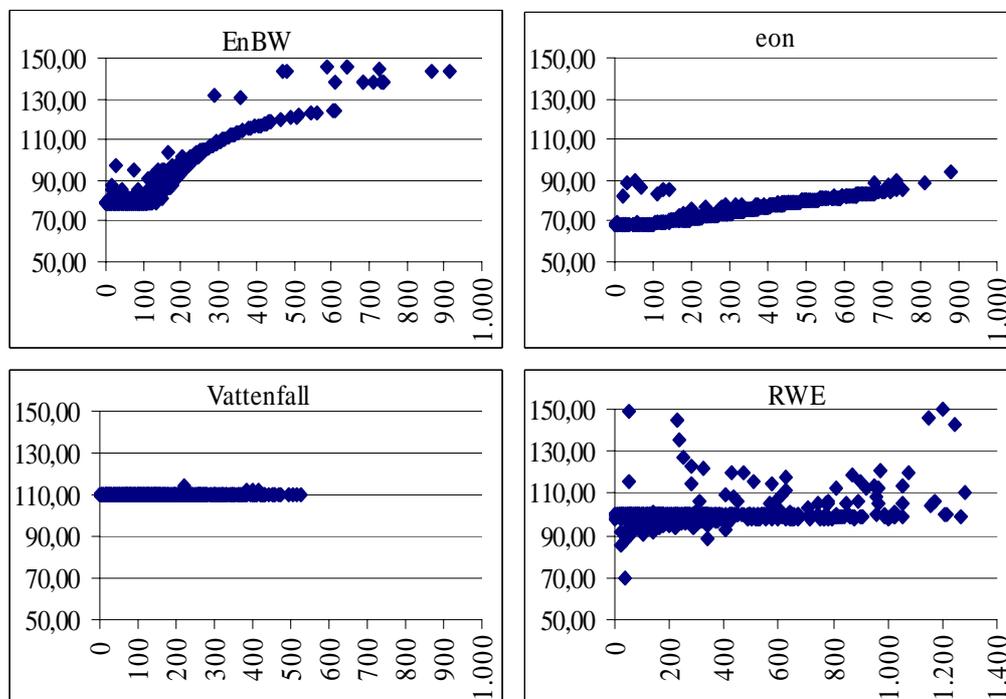


Abbildung 2.18: Peak Ausgleichsenergiepreise Mai 2006 in €ct/KWh in Abhängigkeit vom Regelzonensaldo.

Quelle: Eigene Darstellung, Daten der ÜNB.

In Abbildung 2.18 sind die wenigen Viertelstunden, in denen Minutenreserve eingesetzt wird, durch die Preisabweichungen nach oben zu erkennen. Bei der Darstellung in Abhängigkeit vom Regelzonensaldo wird deutlich, dass es bei der Ausgleichsenergiepreisbildung zwar eine Preisdifferenzierung nach der Zeit gibt, die Preise aber, unabhängig von der tatsächlich nachgefragten Menge, bei Vattenfall und RWE nahezu konstant sind. Die fehlende Steigung in der Angebotskurve führt dazu, dass starke Ungleichgewichte nicht stärker bestraft werden als leichte. Bei e.on und EnBW steigt der Preis mit steigender Regelzonenabweichung leicht an und entspricht somit den Anforderungen an einen effizienten Preisbildungsmechanismus. Die Unterschiede zwischen den Regelzonen sind auf die hohen Kernanteile bei den Sekundärreserveauktionen zurückzuführen.

Die durchschnittlichen Preise für positive und negative Ausgleichsenergie (p_{RT+} und p_{RT-}) sind in Tabelle 2.7 zusammengefasst.

	p_{RT-} €/MWh	p_{RT+} €/MWh
EnBW	8,59	78,13
eon	2,30	74,97
RWE	0,13	84,41
Vattenfall	3,22	107,16

Tabelle 2.7: Ausgleichsenergiepreise im Mai 2006 in €/MWh.

2.4.2 Strategische Fahrplanabgabe

Für einen risikoaversen Bilanzkreisverantwortlichen stellt sich nun die Frage, welche Strategie er bei der Fahrplanabgabe verfolgen sollte, um die Kosten möglicher Fahrplanabweichungen zu reduzieren. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass der Anbieter selber den Regelzonensaldo nicht beeinflussen kann. Wenn die Kosten gleich hoch sind, unabhängig davon, ob der Netznutzer überspeist oder unterspeist, dann gibt er seinen Fahrplan unverzerrt bekannt. Um die Kosten seiner Handlungsalternativen (Überspeisung oder Unterspeisung des Bilanzkreises) zu bewerten, ist die Opportunität zu berücksichtigen. Die Entscheidungssituation ist in der Abbildung 2.19 zusammengefasst.

Entscheidet er sich für eine Überspeisung des Bilanzkreises, dann ist die Alternative ein Verkauf auf dem letzten Handelsplatz. Dieser wird hier als Spotmarktpreis p_S bezeichnet. Mit der Wahrscheinlichkeit γ ist der Regelzonensaldo negativ (die gesamte Regelzone ist überspeist, Fall 1), dann wird für den Ausgleich des Regelzonensaldos negative Ausgleichsenergie eingesetzt. Der Bilanzkreis hat Erlöse aus der Lieferung von Ausgleichsenergie (p_{RT-}), die jedoch durch die Opportunitätskosten des Verkaufs am Spotmarkt verringert werden, sodass sich der Payoff als $p_S - p_{RT-}$ ergibt.

Mit der Wahrscheinlichkeit $1-\gamma$ ist der Regelzonensaldo positiv (die gesamte Regelzone ist unterspeist, Fall 2), sodass für den Ausgleich des Regelzonensaldos positive Ausgleichsenergie eingesetzt. Der Bilanzkreis hat dann Erlöse in Höhe des positiven Ausgleichsenergiepreises, die erneut um die Opportunitätsenergieerlöse aus dem Spotmarkt verringert werden, es ergibt sich: $p_{RT+} - p_S$.

Wenn der Bilanzkreis unterspeist ist, dann ist der Bezug der Ausgleichsenergie als Alternative zum Spotmarkt zu sehen. Erneut gelten die Wahrscheinlichkeiten γ , bzw. $1-\gamma$.

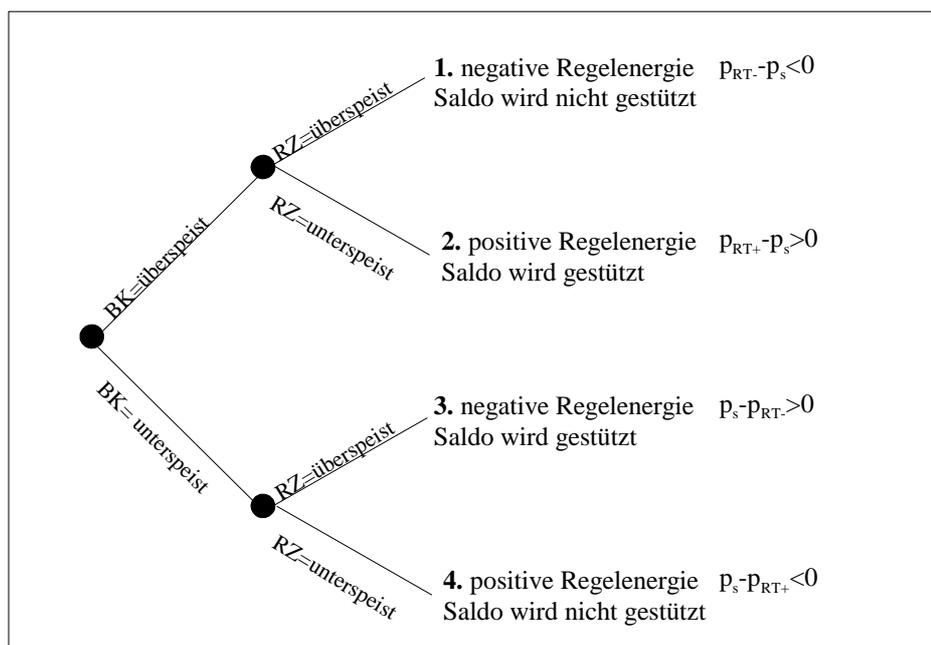


Abbildung 2.19: Auszahlungsstruktur bei strategischer Fahrplanabgabe.

Quelle: Eigene Darstellung.

Ist der Regelzonensaldo negativ (die gesamte Regelzone ist überspeist, Fall 3), dann wird für den Ausgleich des Regelzonensaldos negative Ausgleichsenergie eingesetzt. Der Bilanzkreis erzielt Erlöse gegenüber der Opportunität in Höhe von $p_s - p_{RT-}$.

Ist der Regelzonensaldo positiv (die gesamte Regelzone ist unterspeist, Fall 4), dann wird für den Ausgleich des Regelzonensaldos positive Ausgleichsenergie eingesetzt. Der Bilanzkreisverantwortliche muss diese vom ÜNB beziehen und unter Berücksichtigung der Opportunität ergibt sich ein Payoff in Höhe von $p_s - p_{RT+}$.

Der Bilanzkreisverantwortliche gibt einen unverzerrten Fahrplan ab, wenn die Payoffs bei Unter- und Überspeisung gleich hoch sind. Hierfür sind die Auszahlungen der Fälle 1 und 2 sowie der Fälle 3 und 4 mit den Eintrittswahrscheinlichkeiten zu gewichten und zu addieren.

Dieses wird nun anhand der Daten für den Monat Mai 2006 für den deutschen Strommarkt untersucht. Als Referenz für die Opportunität dient der Phelix-Base Mai 2006.

Die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise im Betrachtungszeitraum sind aus der Tabelle 2.7 bekannt.

Werden nun die Auszahlungen nach dem oben geschilderten Muster für $\gamma=0,5$ berechnet, ergibt sich für die Überspeisung eine positive Auszahlung. Aufgrund der symmetrischen Preisbildung ist dieser in gleicher Höhe negativ für die Unterspei-

sung. Ein risikoaverser Bilanzkreisverantwortlicher würde somit, um seine Kosten für den Ausgleich zu minimieren, seinen Bilanzkreis immer eher überspeisen als unterspeisen. Dieser Anreiz ist bei Vattenfall am deutlichsten ausgeprägt, gefolgt von EnBW und RWE. In der Regelzone e.on besteht bei einem γ von 0,5 ein eher geringer Anreiz für eine strategische Gebotsabgabe.

50/50	Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4	Payoff	
					Überspeisung	Unterspeisung
EnBW	-25,08	44,46	25,08	-44,46	9,69	-9,69
eon	-31,37	41,30	31,37	-41,30	4,97	-4,97
RWE	-33,54	50,74	33,54	-50,74	8,60	-8,60
Vattenfall	-30,45	73,49	30,45	-73,49	21,52	-21,52

Tabelle 2.8: Payoffs strategische Fahrplanabgabe mit $\gamma = 0,5$.

Werden nun die tatsächlichen Eintrittswahrscheinlichkeiten im Mai 2006 ermittelt, zeigt sich, dass die Wahrscheinlichkeit γ , (der Regelzonensaldo ist negativ, die gesamte Regelzone ist überspeist) bei allen ÜNB größer als 50% ist. Die Auszahlungen für eine Überspeisung werden dadurch reduziert. Im Falle von e.on ist der Regelzonensaldo in 75% der Fälle negativ. Dieses führt zu einer sehr starken Gewichtung der Ausprägung 1, sodass sich nun ein Anreiz für den Bilanzkreisverantwortlichen ergibt, eine systematische Unterspeisung des Bilanzkreises zu betreiben. Bei den anderen ÜNB besteht auch unter Berücksichtigung der tatsächlichen Wahrscheinlichkeiten ein Anreiz zur Überspeisung des Bilanzkreises. Es ist hierbei erstaunlich, dass es nicht zu einer Anpassung des Verhaltens der Bilanzkreisverantwortlichen kommt, obwohl die hier beschriebene Situation seit längerem Bestand hat. Durch die strategischen Fahrplanabgaben aller Bilanzkreisverantwortlichen wäre langfristig eine Anpassung der Payoffs zu erwarten.

	γ	Payoff	
		Überspeisung	Unterspeisung
EnBW	0,52	8,38	-8,38
eon	0,75	-13,01	13,01
RWE	0,57	2,45	-2,46
Vattenfall	0,56	15,06	-15,06

Tabelle 2.9: Payoffs strategische Fahrplanabgabe mit empirischen γ -Werten.

Festzuhalten bleibt, dass sobald $\gamma p_{RT-} + (1 - \gamma)p_{RT+} > p_S$ gilt, die Bilanzkreisverantwortlichen einen Anreiz haben, ihre Bilanzkreise zu überspeisen. Für die oben dargestellten Ergebnisse spielt der verwendete Opportunitätspreis eine wichtige Rolle. Hier wurde der Preis aus dem day-ahead-Markt verwendet. Ein aussagekräftigeres

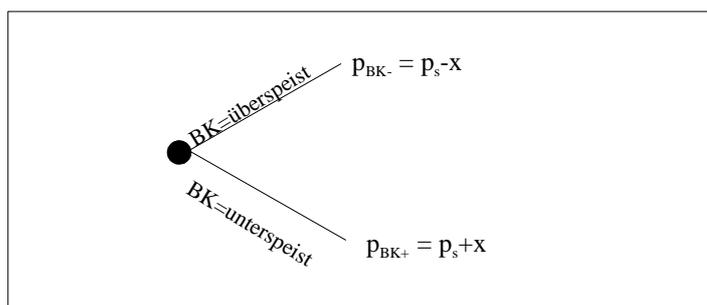


Abbildung 2.20: Kosten der Fahrplanabweichungen.

Quelle: Eigene Darstellung.

Ergebnis könnte mit einem Innertagespreis erzielt werden.

Da in einem desintegrierten Marktsystem der Handel zum *gate closure* aus Gründen der Systemsicherheit ausgesetzt werden muss, ist ein Preisbildungsmechanismus für Ausgleichsenergie erforderlich. Dieser basiert in Deutschland auf den Auktionen für Sekundärreserve. Die dort ermittelten Arbeitspreise stehen in keiner Relation zu den Preisen auf den Spot- oder Futuremärkten und sind durch den hohen Kernanteil stark segmentiert, sodass sie auch bei einer gemeinsamen Auktion keinen wettbewerblichen Charakter erhalten. Die Ausgleichsenergiepreise stellen somit keinen verlässlichen Echtzeitpreis dar. Dieses könnte durch eine Aufhebung der kostenorientierten Beschaffung in Kombination mit der Vergütung nach dem Regelzonensaldo erfolgen.

Über- und Unterspeisungen sollten daher unabhängig von dem Regelzonensaldo sanktioniert werden. Wobei Überspeisungen mit P_{BK-} vergütet werden und für Unterspeisungen Ausgleichsenergie mit P_{BK+} gekauft werden muss. Diese Preise werden durch einen Auf- beziehungsweise Abschlag auf den Spotmarktpreis ermittelt. Die Opportunitäts Erlöse ergeben sich für eine Überspeisung durch $P_{BK-} - p_S$, sodass sich mit $P_{BK-} = p_S - x$ Opportunitätskosten in Höhe von x ergeben. Ein gleiches Ergebnis wird bei einer Unterspeisung $p_S - P_{BK+}$, mit $P_{BK+} = p_S + x$ erzielt.

Um Anreize zur strategischen Fahrplanabgabe zu vermeiden, sollte der Sanktionssatz symmetrisch für Abweichungen nach oben und unten gesetzt werden. Zudem sollte er ausreichend hoch sein, um die Kosten der Beschaffung zu decken. Damit die Differenz zwischen Marktpreis und Echtzeitpreis möglichst klein ist, sollte als Referenzwert ein Marktpreis aus dem Innertageshandel verwendet werden. Idealerweise handelt es sich hierbei um einen börslichen Innertagespreis. Dieser steht in Deutschland leider noch nicht zur Verfügung.

2.5 Kosten der Netznutzung

Da in der Elektrizitätswirtschaft 30 – 50% der Wertschöpfung auf die Verteilung entfallen und der Anteil der Netznutzungsentgelte an den Endverbraucherpreisen bis zu 60 % beträgt, hat die Preisbildung der Netznutzungsentgelte eine zentrale Rolle im stromwirtschaftlichen System.¹¹¹

Da es sich hierbei um das natürliche Monopol der Stromwirtschaft handelt, unterliegt dieser Bereich der Kontrolle einer Regulierungsbehörde. Diese Aufgabe übernimmt in Deutschland die Bundesnetzagentur, die eine kostenorientierte Ermittlung der Netznutzungsentgelte überwacht.

Die Nachfrage nach Übertragungskapazitäten ist in einem liberalisierten Umfeld wegen des Handels größer als in einem System vertikal integrierter Unternehmen, in dem die Entscheidungen über Kraftwerks- und Netzausbau gemeinsam getroffen wurden. Hierdurch erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass die vorhandenen Netzkapazitäten nicht ausreichen, alle zur Übertragung angemeldeten Fahrpläne zu berücksichtigen.¹¹² Solche Netzengpässe haben negative Auswirkungen auf den Wettbewerb auf der Groß- und auf der Einzelhandelsebene sowie auf den Regelenergiemärkten, stellen ein wesentliches Hemmnis für einen liberalisierten Strommarkt dar und lassen sich nicht kurzfristig beseitigen. Der ökonomisch effiziente Preis für die Nutzung von knappen Übertragungskapazitäten über einen Engpass hinweg, ist die Differenz der Grenzkosten der Erzeugung zwischen den beiden Marktzone.¹¹³ Im Folgenden sollen die Methoden zur Preisermittlung von Netzentgelten mit und ohne Engpass aufgezeigt werden.

2.5.1 Ermittlung von Netznutzungsentgelten

Die Netznutzungsentgelte dürfen Kosten für den Betrieb sowie für den Erhalt und Ausbau des Netzes enthalten. Zu den Betriebskosten zählen beispielsweise die Leistungskosten zur Vorhaltung von Reservekapazitäten, Kosten für den Ausgleich von Netzverlusten und Umspannkosten. Zu den Netzerhaltungskosten zählen unter anderem die kalkulatorischen Abschreibungen und die kalkulatorische Eigenkapitalver-

¹¹¹ Monopolkommission (2005) Tz. 1122.

¹¹² Vgl. Kench (2004).

¹¹³ Vgl. Schweppe u. a. (1987) sowie Green (2005) S.72

zinsung.¹¹⁴

Die Kosten der Netznutzung werden in Deutschland über ein transaktionsunabhängiges Punktmodell ermittelt, bei dem die Entgelte bei der Entnahme anfallen. Die Höhe der Netznutzungsentgelte ist nicht von der tatsächlichen Netznutzung, sondern von der Anschlussnetzebene, den vorhandenen Messvorrichtungen, der Jahreshöchstleistung und der Nutzungsdauer pro Jahr abhängig.¹¹⁵

Die StromNEV legt die Höchstspannungsebene als Handelsebene für alle Geschäfte fest. Von diesem Handlungspunkt werden die Netznutzungsentgelte berechnet. Somit ist der Aufschlag der Netznutzungskosten für alle am Spotmarkt kontrahierten Mengen einheitlich. Eine Entnahme auf einer höheren Spannungsstufe ist günstiger als auf einer niedrigeren Stufe, da weniger Umspannkosten anfallen. Da es auch Kraftwerke gibt, die auf einer niedrigeren Spannungsebene einspeisen, erhalten diese nach §18 StromNEV eine Entschädigung in Höhe der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die StromNEV stellt so eine Gleichberechtigung von zentraler und dezentraler Erzeugung her.

Das deutsche Verfahren ist dahingehend zu kritisieren, dass der Endabnehmer vollständig die Netzentgelte für den Zugang zum Handlungspunkt für Energie trägt. Das Netznutzungsentgelt wird für den Abnehmer unabhängig vom Erzeugungsort fällig. Somit geben die Netznutzungsentgelte keine Knappheitssignale an die Erzeuger zur Errichtung neuer Kapazitäten. Diese mangelnden Preissignale der Netznutzungsentgelte können als eine weitere Friktion im deutschen desintegrierten Modell gesehen werden.

Sobald allerdings die Netzkapazitäten in einer Region nicht zur Deckung der Nachfrage ausreichen und ein Engpass entsteht, muss auf andere Methoden der Preisermittlung von Netznutzungsentgelte zurückgegriffen werden. Diese werden im Folgenden erläutert.

¹¹⁴ Eine genaue Auflistung der in den Netznutzungsentgelten ansetzbaren Kosten findet sich in der StromNEV. Die Netznutzungsentgelte werden auch als Abrechnungsverfahren für politische Gebühren genutzt. So stellen sie beispielsweise ein Sammelbecken für die EEG und KWK Abgaben dar. Da insbesondere auf das EEG in den folgenden Kapiteln noch genauer eingegangen wird, soll dieser Punkt hier nicht weiter verfolgt werden.

¹¹⁵ Vgl. §15 StromNEV .

2.5.2 Netznutzung bei Engpässen

Es ist Aufgabe der ÜNB, aus den abgegebenen Fahrplänen die physikalischen Stromflüsse und die daraus resultierenden Engpässe zu ermitteln. Hierbei stellt sich das Problem, dass i.d.R. kein eindeutiger Weg des Stroms von einem Punkt zu einem anderen durch das Netz bestimmt werden kann. Die Netzkapazität an einem Punkt ist von dem Zustand des Gesamtnetzes abhängig. Ein Engpass entsteht nicht nur aus dem Handel über diesen Engpass hinweg, sondern ist das Resultat der Aktionen aller Netznutzer. Die aus dem Handel resultierenden Fahrpläne müssen somit nicht mit dem tatsächlichen physikalischen Stromfluss übereinstimmen. In der Realität verläuft der physikalische Stromfluss häufig in entgegengesetzter Richtung des Handels. Daher ist eine Unterscheidung zwischen physikalischem und wirtschaftlichem Austausch über einen Engpass hinweg erforderlich.¹¹⁶

Die zur Verfügung stehenden Kapazitäten müssen somit durch eine Modellierung der physikalischen Stromflüsse ermittelt werden (*flow based modelling*), da so die zur Verfügung stehenden Kapazitäten vollständig ausgeschöpft werden können, ohne dass die Systemsicherheit gefährdet wird. In einem engmaschigen Netz ist es unter Umständen gar nicht möglich, einen Engpass exakt zu lokalisieren.¹¹⁷

Da durch den Engpass ein Wettbewerb und eine Angleichung der Marktpreise in der importierenden und der exportierenden Zone verhindert wird, haben die Erzeuger hohe strategische Anreize, einen Engpass zu erzeugen oder einen Netzausbau zu verhindern. Erzeuger können Übertragungsrechte mit der Absicht kaufen, lediglich die Nutzung durch andere Teilnehmer zu verhindern, um eine marktmächtige Stellung auf einem Teilmarkt aufzubauen oder zu verteidigen.

Dieses kann durch eine verpflichtende Nutzung der erworbenen Kapazitäten verhindert werden.¹¹⁸ Die Rechte sollten einen Tag im Voraus, am besten vor dem day-ahead Markt bestätigt werden. Werden die Kapazitäten nicht bestätigt, fallen sie bei einem *use it or loose it* Verfahren an den ÜNB zurück. Dieser kann die Kapazitäten erneut zuteilen. Bei einem *use it or sell it* Verfahren müssen die Eigentumsrechte durch den Inhaber auf einem Sekundärmarkt angeboten werden.¹¹⁹ Ebenso sollte eine Strafe verhängt werden, falls ex-post festgestellt wird, dass die Kapazitäten

¹¹⁶ Vgl. ETSO (2004).

¹¹⁷ Vgl. Chao u. a. (2000) S.39 und Hogan (1992) S. 215ff.

¹¹⁸ Vgl. Joskow und Tirole (2000).

¹¹⁹ Vgl. ETSO und EuroPEX (2004) S.8f.

nicht genutzt wurden, obwohl andere Netznutzer Interesse angemeldet hatten und die Nichtnutzung nicht auf technische Probleme zurückzuführen ist.

Wenn der Engpass innerhalb einer Regelzone auftritt, dann trägt der dortige ÜNB die alleinige Verantwortung für die Zuteilung der knappen Netzkapazitäten. Entsteht der Engpass an einer Kuppelstelle zu einem anderen nationalen oder internationalen ÜNB, dann ist eine Koordination zwischen den ÜNB erforderlich. Ebenso wie der Zugang zum Netz sollte das Vergabeverfahren transparent und frei von Diskriminierungen sein.

Es kann zwischen marktwirtschaftlichen und verwaltungstechnischen Zuteilungsverfahren unterschieden werden.

Ein **verwaltungstechnisches Zuteilungsverfahren** ist die pro-rata Kürzung. Hierbei sammelt der ÜNB alle Anmeldungen der Nutzer und teilt dann die Kapazitäten nach dem Verhältnis der Gesamtkapazität zur gewünschten Kapazität zu. Jeder Nachfrager erhält somit einen Teil der gewünschten Kapazität. Ein weiteres Verfahren, das in diese Kategorie fällt, ist eine Zuteilung nach dem Verfahren „wer zuerst kommt, mahlt zuerst“ (*first come, first served*). Hierbei werden jenen Netznutzern die Eigentumsrechte zugeteilt, die zuerst ihren Anspruch anmelden.

Die administrativen Verfahren sind transparent und einfach durchzuführen, sie erhöhen dadurch die Planbarkeit für den ÜNB. Da jedoch die unterschiedlichen Zahlungsbereitschaften der Netznutzer keine Berücksichtigung finden, sind diese Verfahren nicht effizient. Des Weiteren werden Geschäfte in Gegenflussrichtung (*counterflows*), die zu einer Engpassminderung führen, nicht berücksichtigt. Die Knappheitsrente, die für den Ausbau der Kapazitäten genutzt werden könnte, wird vollständig an die exportierenden Erzeuger ausgezahlt, da diese von den hohen Preisen in der Importzone profitieren, ohne marktbasierter Zahlungen für die Übertragungskapazitäten zu leisten. Außerdem ist im Rahmen von administrativen Zuteilungsverfahren nur eine Vergabe von physikalischen Rechten möglich.

Die verwaltungstechnischen Zuteilungsverfahren werden an einigen Europäischen Kuppelstellen eingesetzt, jedoch nicht in Deutschland. Hier werden an den internationalen Übergängen marktwirtschaftliche Verfahren in Form von expliziten Auktionen angewandt.

Bei einer **expliziten Auktion** werden die Übertragungskapazitäten durch den ÜNB

versteigert. Das Verfahren entspricht einer einseitigen eindimensionalen Mehrgutauktion. Im Gegensatz zu den Beschaffungsauktionen auf dem Reservemarkt handelt es sich hier um eine Verkaufsauktion. Wie bereits im Rahmen der Reserveauktionen verdeutlicht, ist die Ausgestaltung der Preisbildungsregel auch hier von zentraler Bedeutung. Aufgrund der Gefahr, dass die Bieter ihre wahre Wertschätzung verschleiern, kann eine Gebotspreisauktion verwendet werden, obwohl eine Höchstpreisauktion den Bietern die Gebotsabgabe erleichtert, da weniger Informationen beschafft werden müssen.

Die explizite Versteigerung von Übertragungskapazitäten erfolgt getrennt vom Stromhandel und ist ökonomisch effizient, wenn die Zuteilung an die Bieter mit den höchsten Zahlungsbereitschaften erfolgt. Allerdings kann das Verfahren sehr kompliziert werden, wenn die physikalischen Stromflüsse große Unterschiede zu den ökonomischen aufweisen und mehrere Engpässe in einer Region existieren. Der Vorteil einer expliziten Auktion besteht darin, dass das Verfahren leicht umgesetzt und auch kurzfristig eingesetzt werden kann, wenn die Engpässe nur in seltenen Fällen auftreten und nicht chronisch sind.¹²⁰

Die Gültigkeitsdauer der Eigentumsrechte ist ein zentraler Faktor bei der Ausgestaltung der expliziten Auktionen und insbesondere für ein reibungsloses Zusammenspiel mit den Termin- und Spotmärkten von Bedeutung. Langfristige Zuteilungen fördern den Handel am Terminmarkt, behindern jedoch den kurzfristigen Handel. Des Weiteren besteht auch hier die Gefahr, dass Spieler auf dem Spotmarkt ihre Marktmacht ausnutzen, um Eigentumsrechte zu kaufen und so den Handel zu blockieren. Eine zeitlich gestaffelte Zuteilung mit Kontingenten für Jahres-, Monats und Tagesrechte ist eine Zwischenlösung, die sowohl langfristige als auch kurzfristige Stromgeschäfte ermöglicht.

Da der ÜNB Einnahmen aus der Versteigerung der Engpasskapazitäten erzielt, die über den Netznutzungsentgelten bei einer Netznutzung ohne Engpässe liegen, bestehen für ihn Anreize, den Netzausbau zu verzögern. Um dieses zu verhindern, ist in §15 StromNZV vorgeschrieben, dass die Erlöse aus der Vergabe von Engpasskapazitäten unverzüglich zur Beseitigung des Engpasses verwendet werden müssen.

Liegt der Engpass innerhalb des Marktgebietes einer Börse, dann kann ein Verfahren **impliziter Auktionen** umgesetzt werden, bei dem der Preis für die Nutzung eines

¹²⁰ Vgl. ETSO (1999) S.8.

Engpasses zusammen mit dem Strompreis in einem Zonal-Pricing-Modell ermittelt wird. Für das Zonal-Pricing wird zunächst der Markträumungspreis für das gesamte Marktgebiet ohne Engpass ermittelt. In einem zweiten Schritt werden die Engpässe berücksichtigt und die Preise für die einzelnen Marktzone ermittelt. Der Preis einer importierenden Zone (*downstream region*) liegt wegen des Engpasses über dem einer exportierenden Zone (*upstream region*). Durch die Preiselastizität der Nachfrage ist zudem eine Verringerung der Last in der Hochpreiszone und eine gestiegene Last in der Tiefpreiszone zu erwarten, wodurch der Engpass durch Marktkräfte reduziert wird.¹²¹ Um ein Zonal-Pricing-System über die Grenzen des Handelsgebiets einer Börse hinweg zu organisieren, ist eine Verbindung der Börsen (*market coupling*) erforderlich.¹²²

Durch die unterschiedlichen Preise in den Marktzone wird dieses Verfahren als Zonal-Pricing oder *market splitting* bezeichnet. Die Erzeuger, die aus der Tiefpreiszone in die Hochpreiszone liefern, erhalten nur den niedrigeren Marktpreis der Zone, in der sich ihr Kraftwerk befindet. Die Einnahmen aus der Hochpreiszone werden an den Übertragungsnetzbetreiber abgeführt. Die Kosten des Engpasses entsprechen der Differenz der Preise in den unterschiedlichen Regionen und sind somit ökonomisch effizient.¹²³ Bei der Zoneneinteilung muss der tatsächliche physikalische Fluss berücksichtigt werden. Dadurch kann die Einteilung der Zonen bei einem so engmaschigen Netz wie dem deutschen teilweise willkürlich ausfallen.

Die Vorgaben zur Preisermittlung für Engpässe in Deutschland finden sich in §15 StromNZV, in dem eine Vergabe nach „marktorientierten und transparenten Verfahren“ gefordert wird. Die Vergabe der Kapazitäten an den internationalen Kuppelstellen erfolgt durch explizite Auktionen. Innerhalb des deutschen Regelblocks, also zwischen den vier deutschen Regelzone, gibt es kein festgelegtes Verfahren zur Vergabe der Kapazitäten.

Die Umsetzung eines Zonal-Pricing-Modells wäre in Deutschland theoretisch denkbar. Bei Engpässen zwischen den Regelzone sieht das Regelwerk der EEX eine Aufspaltung des Regelblocks in mehrere Marktgebiete vor, in denen jeweils getrennte und voneinander unabhängige Auktionen einen Preis ermitteln, sodass für die

¹²¹ Vgl. ETSO (1999) S. 8f.

¹²² Vgl. Neus u. a. (2004) und ETSO und EuroPEX (2004) zum *market coupling* sowie die Vereinigung European Transmission System Operators (ETSO) unter <http://www.etso-net.org> für Übertragungskapazitäten im Europäischen Binnenmarkt.

¹²³ Vgl. Bjørndal und Jørnstern (2001).

gleiche Lieferstunde unterschiedliche Börsenpreise entstehen können. So ist eine Aufspaltung des Marktes nach den Grenzen der Regelzonen möglich. In der Praxis ist dieser Fall bisher jedoch nicht eingetreten, sodass die Frage nach einem funktionierenden Verfahren zur Erhebung der Engpassentgelte noch nicht geklärt werden musste.

Das deutsche System zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte in den vier Regelzonen verwendet somit weiterhin das „Kupferplattenmodell“ obwohl Engpässe zu starken Verzerrungen im desintegrierten Marktsystem führen können. Ein Beispiel ist der hohe Kernanteil bei Regelenergie, der den Wettbewerb zwischen den Regelenergieanbietern der unterschiedlichen Regelzonen behindert.

2.6 Alternative Organisationsformen und Bewertung

Nachdem die in einem desintegrierten System zu koordinierenden Märkte untersucht wurden, wird nun eine alternative Organisationsform vorgestellt. Hierbei handelt es sich um das zentralisierte Pool-Modell. Auch wenn die Koordination nicht durch einen vertikal integrierten Monopolisten erfolgt, orientiert sich das Pool-Modell an der Struktur vor der Liberalisierung. Es gibt einen Koordinator, den Poolmanager, der nicht nur als ÜNB fungiert, sondern auch die marktwirtschaftliche Aufgabe der Koordination von Angebot und Nachfrage übernimmt. Auch wenn ein Wechsel zu einem solchen System in Deutschland aufgrund der Eigentumsrechte an den Netzen nicht zu erwarten ist, verdeutlicht ein Vergleich die Probleme, die bei der Koordination der unterschiedlichen Märkte in einem desintegrierten System auftreten können. Die Friktionen des desintegrierten Systems werden im Abschnitt 2.6.2 zusammengefasst und bewertet.

2.6.1 Das Pool-Modell

Der Poolmanager gleicht alle Teilmärkte gleichzeitig aus. Hierfür geben die Erzeuger und je nach Modell auch die Nachfrager mehrdimensionale Gebote ab. Diese enthalten neben den variablen Kosten auch die Anfahrtkosten, die minimale und maximale Kapazität, die Anpassungsgeschwindigkeit und weitere Kriterien. Aus diesen Geboten ermittelt der Poolmanager zunächst eine Merit-Order für den Strommarkt. Basierend auf dieser Merit-Order und den Geboten der Nachfrager oder der Lastprognose

des Poolmanagers, werden die Kraftwerke über ihren Einsatz informiert.

Da die Bieter durch mehrdimensionale Gebote alle notwendigen Informationen zur Verfügung stellen, wird die Beschaffung von Systemdienstleistungen ebenfalls in den Optimierungsalgorithmus integriert. Das Zusammenspiel der Märkte für Systemdienstleistungen und Energie ist somit durch den Poolmanager organisiert. Die Bieter haben nicht die Möglichkeit, eigene Optimierungen durchzuführen und beispielsweise zu entscheiden, ob sie entweder auf dem Markt für Systemdienstleistungen oder auf dem Energiemarkt als Anbieter auftreten wollen.

Ein weiteres Charakteristikum eines Pools sind Seitenzahlungen, da bei der Ermittlung der Merit-Order auch solche Erzeuger berücksichtigt werden, deren variable Kosten oberhalb des Poolpreises liegen. Die dadurch entstehenden Verluste werden durch Zahlungen seitens des Poolmanagers ausgeglichen. Somit kann das Problem der ungedeckten Fixkosten im Pool-Modell durch Kapazitätszahlungen ausgeglichen werden.

Bei der Ermittlung der kostenminimalen Erzeugerkombination in einem Pool-Modell werden auch die Netznutzungsentgelte berücksichtigt. Dieses erfolgt in der Regel nach dem Nodal-Pricing-Prinzip. Dieses stellt eine Weiterentwicklung und Verfeinerung des Zonal-Pricing-Prinzips dar.¹²⁴ Das Marktgebiet wird hierbei nicht in einzelne Gebiete unterteilt, sondern der Poolmanager stellt Angebot und Nachfrage an jedem Netzknoten gegenüber. So wird für jeden Netzknoten die kostenminimale Erzeugerkombination, unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten, ermittelt. Die Netznutzungsentgelte ergeben sich so aus den Preisdifferenzen zwischen den einzelnen Punkten.

Je nachdem, ob die Teilnahme an dem Pool-Modell verpflichtend oder freiwillig ist, wird zwischen Brutto- und Netto-Poolmodellen unterschieden. Ein Nettopool ermöglicht neben dem zentralen Handel auch den Abschluss von bilateralen Geschäften zwischen den Transaktionspartnern. Bilaterale Geschäfte müssen trotzdem beim Poolmanager angemeldet werden und werden bei seiner Optimierung miteinbezogen. Die bilateralen Geschäfte erhöhen den Druck auf den Poolmanager effizient zu arbeiten, da ansonsten die Erzeuger und Nachfrager auf die bilateralen Geschäfte ausweichen und den Pool nur für die Bestimmung der Netznutzungsentgelte und Systemdienstleistungen nutzen.

¹²⁴ Vgl. Hogan (1992).

Der Poolmanager hat nun die Aufgabe, ein allgemeines Gleichgewicht zu finden, in dem das Netz an allen Knotenpunkten im Gleichgewicht ist und die Kosten der Energieerzeugung und der Reservebereitstellung minimiert werden. Diese Koordination der einzelnen Märkte stellt hohe Anforderungen an die Software des Poolmanagers. Aufgrund der multidimensionalen Gebote müssen eine Vielzahl von Bewertungs- und Preisbildungsregeln festgelegt werden. Das Computerprogramm erweckt daher, insbesondere für *Newcomer*, den Eindruck einer *Black Box*, dessen Entscheidungen nicht vorherzusagen sind.

Dieses kann negative Auswirkungen auf die Investitionsanreize der Branche haben, da eine optimale Ergänzung des Kraftwerksparks nicht eindeutig zu ermitteln ist. Wegen der Seitenzahlungen haben Bieter, deren Gebot abgelehnt wurde, keine Möglichkeit, den Entscheidungsprozess des Poolmanagers zu überprüfen.¹²⁵ Durch die Seitenzahlungen ist der tatsächliche Marktpreis für Energie oder Reserveleistungen nicht bekannt. Die Entscheidung für neue Kraftwerksinvestitionen können somit schwieriger getroffen werden.

Ein wesentlicher Vorteil des zentralisierten Modells ist das integrierte Verfahren der Ermittlung der Netznutzungskosten. Im Vergleich zu einem Punktmodell geben die Netznutzungsentgelte Informationen über den Zustand des Netzes. Durch die Integration des Engpassmanagements in den Stromhandel kann das Netz besser genutzt werden.

Die praktischen Erfahrungen mit dem Pool-Modell zwischen 1990 und 2001 in England und Wales haben zudem die Gefahr von strategischen Geboten offenbart. Dieses hat sogar einen Wechsel zu einem desintegrierten Handelsmodell in der Form des New Electricity Trading Agreement (NETA) herbeigeführt.¹²⁶

Die bekanntesten Pool-Modelle sind der skandinavische Nordpool, der US-amerikanische PJM-Pool in Pennsylvania, New Jersey und Maryland, der australische National Electricity Market (NEM) sowie der spanische Pool. Für das desintegrierte Modell haben sich neben Deutschland und England beispielsweise auch der amerikanische Bundesstaat Kalifornien, die Niederlande, Frankreich und eine Vielzahl weiterer europäischer Länder entschieden. Ob ein Pool-Modell unter Berücksichtigung der hier dargestellten Vor- und Nachteile zu einem besseren Ergebnis als ein desintegriertes System führt, ist Gegenstand vielfältiger Untersuchungen in der Energiewirtschaft

¹²⁵ Vgl. Stoff (2002) S.88ff.

¹²⁶ Vgl. Wolfram (1998).

und von der individuellen Ausgestaltung des Systems abhängig.

Die Optimierung des Strommarktes über mehrere Einzelmärkte, anstelle eines integrierten Marktes, ist aus ökonomischer Sicht grundsätzlich unproblematisch: Bei vollständigen Märkten kommt es zu dem gleichen Ergebnis, wie ein Optimierungsalgorithmus, der alle Nebenbedingungen und Einflüsse korrekt berücksichtigt. Genauso wie an die Optimierungssoftware eines Pool-Managers hohe Anforderungen gestellt werden, stellt der desintegrierte Ansatz hohe Anforderungen an die rationalen Erwartungen der Marktteilnehmer. Diese können erfüllt werden, da der Handel täglich wiederholt wird und den Teilnehmern so Lernmöglichkeiten gegeben werden. Eine integrierte Koordination ist nicht erforderlich, wenn die Einzelmärkte die notwendige Flexibilität bieten und die Friktionen zwischen den einzelnen Märkten durch die Vielzahl von Handelsmöglichkeiten behoben werden.¹²⁷

Da die Entscheidung für das eine oder andere System durch historische und regional spezifische Faktoren bestimmt wird, ist eine allgemeine Aussage in diesem Zusammenhang nicht möglich. Festzuhalten bleibt, dass die zentralisierte Optimierung umso komplexer wird, je größer das Marktgebiet ist, sodass im Rahmen eines europäischen Binnenmarktes, auch aufgrund der aktuell in den Mitgliedsstaaten vorherrschenden Systeme, von einem desintegrierten Handelssystem auszugehen ist.

2.6.2 Bewertung des deutschen Marktsystems

Das deutsche Stromhandelssystem orientiert sich am desintegrierten Ansatz, sodass es keine explizite Koordination zwischen den verschiedenen Märkten gibt. Ein effizientes Zusammenspiel ist zum einen von dem Verhalten der Marktteilnehmer und zum anderen von der Ausgestaltung der Märkte abhängig. Bei der Untersuchung der einzelnen Teilmärkte konnten folgende Friktionen identifiziert werden:

Energiemärkte - Kraftwerkskapazitäten

Die Energiemärkte haben die Aufgabe, den Einsatz bestehender Kapazitäten zu koordinieren und Anreize für den Neubau von Kapazitäten zu setzen. Die Leistung von Kapazitätzahlungen ist nicht Bestandteil eines desintegrierten Strommarktes. Werden die ökonomischen Signale der Preisspitzen durch Preisobergrenzen auf dem Spotmarkt behindert, besteht die Gefahr, dass die Kapitalkosten der Kraftwerksinvestition nicht gedeckt werden und keine neuen Kapazitäten errichtet werden.

¹²⁷ Vgl. Wilson (2002).

Energiemärkte- Regelenergiemärkte

Da die Bereitstellung der Reserveleistungen in einem desintegrierten System auf freiwilliger Basis erfolgt, kann es bei einem mangelhaften Marktdesign vorkommen, dass der ÜNB seine Reserveverpflichtungen nicht erfüllen kann. Der Wettbewerb um Kapazitäten ist erforderlich, um eine kostenminimale Beschaffung auf den Regelenergiemärkten zu ermöglichen. Im deutschen Regelenergiesystem konnten eine Vielzahl von Koordinationsmängeln festgestellt werden. Am gravierendsten ist hierbei die fehlende hierarchische Substitution, was sich in einer umgekehrten Preisstruktur der Arbeitspreise widerspiegelt. Entsprechende Änderungsvorschläge des Ausschreibungsmechanismus und die Bedingungen für eine effiziente Regelenergiebeschaffung wurden vorgestellt.

Energiemärkte - Preisbildung Ausgleichsenergie

In einem desintegrierten Markt bildet sich der Echtzeitpreis durch eine Preisbildungsregel des ÜNB. Dieses kann zu einer verzerrten Fahrplanabgabe und zu einer systemgefährdenden Arbitrage zwischen dem Innertageshandel und dem Echtzeitmarkt führen. Das deutsche System der kostenorientierten Bereitstellung von Ausgleichsenergie ist nicht effizient und führt zu strategischen Fahrplanabgaben. Vorschläge für ein effizientes Preisbildungsverfahren wurden unterbreitet. Diese beinhalten die Abkehr vom kostenorientierten hin zu einem marktpreisbasierten Preisbildungssystem. Der Ausgleichsenergiepreis ergibt sich hierbei durch einen um einen Sanktionssatz korrigierten börslichen Innertagespreis, der unabhängig vom Regelzonensaldo gilt.

Kraftwerkskapazitäten - Netznutzungsentgelte

Der Neubau von Kraftwerkskapazitäten erfolgt in einem desintegrierten Markt nicht auf Grundlage der kostenminimalen Integration in das System, sondern nach individuellen Überlegungen des Erzeugers. Eine netztechnische Optimierung findet nicht statt. Dieses liegt darin begründet, dass die Netznutzungsentgelte in Deutschland alleine von den Verbrauchern getragen werden und die Erzeuger somit keine Preissignale für eine kostenminimale Standortwahl erhalten. Dieses führt dazu, dass die für die Systemsicherheit erforderlichen Überinvestitionen in die Netzkapazitäten getätigt werden und es zu einer unnötigen Belastung der Netznutzer kommt.

Energiemärkte - Märkte für Übertragungskapazitäten

Engpässe verhindern eine Angleichung der Preise in den unterschiedlichen Gebieten. Das deutsche System der Netznutzungsentgelte ist auf eine „Kupferplatte“ ausge-

richtet, in der keine Engpässe existieren. Die Preisbildung bei Engpässen zwischen den einzelnen Regelzonen kann durch Bildung von Marktgebieten an der EEX erfolgen, doch es liegt kein Konzept für die Ermittlung der Engpasskosten und deren Erhebung vor. Engpässe innerhalb einer Regelzone fließen nicht in die Strompreisbildung ein. Die Auswirkungen von Engpasskapazitäten auf die Reservehaltung zeigen sich in Deutschland in dem hohen Kernanteil der Sekundärreserve. Dieses hat einen mangelnden Wettbewerb bei der Bereitstellung von Regelenergie zur Folge.

Ziel der folgenden Kapitel ist es, unter Berücksichtigung dieser Friktionen ein effizientes Marktdesign zur Integration von staatlich geförderten erneuerbaren Energiequellen in das desintegrierte Marktmodell vorzuschlagen. Insbesondere die Preisbildungsverfahren für Ausgleichsenergie und die Beschaffung von Regelenergie sind in diesem Zusammenhang relevant.

Kapitel 3

Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland

Im vorangegangenen Kapitel wurden die einzelnen Märkte des deutschen Stromhandelssystems analysiert und die Friktionen zwischen den Teilmärkten ermittelt. In den Kapiteln 3 und 4 werden nun die Möglichkeiten der Förderung von erneuerbaren Energien in diesem desintegrierten Marktsystem untersucht. Ziel ist es, der klassischen umweltökonomischen Sichtweise der Förderinstrumente eine marktorientierte hinzuzufügen und so die Förderung regenerativer Energien nicht isoliert von Stromsektor zu untersuchen, sondern als ein Teil dieses Systems zu betrachten.

In einem ersten Schritt ist eine Analyse des derzeitigen Fördermechanismus und der aktuellen Ausbausituation der erneuerbaren Energien in Deutschland erforderlich. Die Analyse der Vergütungsmechanismen, der Regeln für den Netzanschluss und des Verfahrens zur Glättung der Einspeisungen ermöglicht es, die Anforderungen an die ÜNB und die Folgen für den Kraftwerkspark zu bestimmen. Zentraler Aspekt ist das Verfahren zur Ermittlung des erforderlichen Regelenergiebedarfs aufgrund vermehrter Einspeisungen aus erneuerbaren Energien.

Um die Auswirkungen vor dem Hintergrund eines desintegrierten Strommarktes bewerten zu können, müssen in einem nächsten Schritt die Folgen auf dem Spot- und dem Terminmarkt untersucht werden. Dieses ermöglicht in einem Vergleich der Förderinstrumente, die Stärken und Schwächen des aktuellen Fördersystems in einem desintegrierten Marktsystem herauszuarbeiten und die Anforderungen an das Marktdesign aufzuzeigen.

3.1 Funktionsweise des EEG

Die Europäische Union hat in der „Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“ das Ziel festgeschrieben, im Jahr 2010 21% des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen zu gewinnen.¹²⁸ Für Deutschland ergeben sich daraus die Ziele, den Anteil regenerativer Energien am deutsche Stromverbrauch bis zum Jahr 2010 auf 12,5 % und bis zum Jahr 2020 auf 20% zu erhöhen.¹²⁹

Die Förderung erneuerbarer Energien erfolgt in Deutschland bereits seit der Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes vom 7. Dezember 1990 (StrEinspG) über ein System der fixen Einspeisevergütung. Hierbei wird jede erzeugte kWh mit einem bestimmten Satz vergütet. Diese Vergütungsregeln wurden später in dem ersten Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, kurz Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), vom 29. März 2000 konkretisiert und angepasst. Die derzeit gültige Version des EEG stammt vom 21. Juli 2004 (EEG 2004). Im EEG sind neben den Vergütungssätzen auch die Regeln zum Netzanschluss und die Verfahren zur Integration der regenerativen Energien in das Stromnetz geregelt.¹³⁰

3.1.1 Vergütungssätze

Der fixe EEG-Vergütungssatz wird für jede Technologie individuell festgelegt und besteht aus einer Grundvergütung und einer einsatz- oder standortabhängigen Komponente. Diese Vergütung soll die fixen und variablen Kosten der Stromerzeugung decken und zu einem Ausbau der regenerativen Energiequellen führen.

Da der Gesetzgeber davon ausgeht, dass die Kosten im Zeitablauf wegen Lernkurven- und Skaleneffekten sinken, verringert sich der Vergütungssatz für neu errichtete Anlagen jährlich um einen bestimmten Prozentsatz, bleibt dann aber für den gesamten

¹²⁸ Vgl. Richtlinie 2001/77/EG vom 27. September 2001 mit Umsetzungsdatum Oktober 2003 bzw. Mai 2004 für die neuen Mitgliedsstaaten.

¹²⁹ Als wesentliche Gründe für eine Förderung erneuerbarer Energien identifiziert die Europäische Kommission die höhere Sicherheit der Energieversorgung, die gestiegene Wettbewerbsfähigkeit der Industrie im Bereich der erneuerbaren Energien, die Verringerung der Treibhausgasemissionen durch den Energiesektor, die geringeren regionalen und lokalen Emissionen und die verbesserte wirtschaftliche und soziale Ausrichtung, insbesondere ländlicher und isolierter Gebiete. Diese Kriterien entsprechen auch den deutschen energiepolitischen Zielen einer gesicherten, kostengünstigen und umweltverträglichen Energieversorgung. Da diese externen Effekte der regenerativen Stromerzeugung nicht im Strompreis enthalten sind, ist eine Förderung regenerativer Energien aus Sicht des Staates gerechtfertigt. Vgl. EU (2005).

¹³⁰ Für eine Übersicht über die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland vgl. Lauber und Mez (2006).

Förderzeitraum konstant. Die Degression der Fördersätze soll *windfall profits* verhindern und den umwelttechnischen Fortschritt in Form von Kostensenkungen erhöhen. Der Förderzeitraum beträgt grundsätzlich 20 Jahre, wobei kleine Wasserkraftanlagen bis einschließlich 5 MW 30 Jahre und große Wasserkraftanlagen ab 5 MW lediglich 15 Jahre gefördert werden.¹³¹

Die höchste Förderung erhalten **Photovoltaikanlagen**. Hier beträgt die Grundvergütung für im Jahr 2006 errichtete Anlagen 40,59 ct/kWh. Diese Grundvergütung wird erhöht, wenn die Anlage nicht auf einer Freifläche, sondern auf einem Gebäude installiert wird. Außerdem gibt es Zuschläge für kleinere Anlagen und solche, die in der Fassade und nicht beispielsweise auf dem Dach installiert sind. Der maximale Fördersatz liegt für im Jahr 2006 errichtete Anlagen bei 55,43 ct/kWh. Die Degression beträgt jährlich bezogen auf das Vorjahr 6,5 %.

Für an Land errichtete **Windkraftanlagen (WKA)** beträgt der Mindestfördersatz für eine im Jahr 2006 errichtete WKA 5,28 ct/kWh. Der variable Anteil der Förderung erfolgt nicht über die Höhe der Vergütung, sondern über die Länge des Zahlungszeitraums der so genannten erhöhten Anfangsvergütung. Diese wird zunächst allen Anlagen für einen Zeitraum von fünf Jahren gewährt und beträgt für 2006 errichtete Anlagen 8,36 ct/kWh. Sowohl der Mindestfördersatz als auch die erhöhte Anfangsvergütung werden seit dem 1.1.2005 jährlich um 2% verringert.

Der Zeitraum, in dem die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird, ist von dem Ertrag der Anlage im Vergleich zu einer durch den Gesetzgeber festgelegten Referenzanlage abhängig. Der Zeitraum verlängert sich um ca. 2,6 Monate pro Prozentpunkt, den der Ertrag der Anlage unter 150% der Referenzanlage liegt. Für eine Anlage, die 141% des Referenzertrags leistet, verlängert sich beispielsweise der Zeitraum der erhöhten Förderung um zwei auf sieben Jahre. Beträgt der Ertrag weniger als 82 % der Referenzanlage, dann entspricht der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung dem maximalen Vergütungszeitraum von 20 Jahren.

Die Referenzanlage ist zudem von grundsätzlicher Bedeutung für die Förderung von Windkraftanlagen, da das EEG festlegt, dass keine Anlagen gefördert werden, die vor der Inbetriebnahme nicht nachweisen können, dass sie an dem geplanten Standort mindestens 60 % des Referenzertrages erzielen („60 %-Klausel“).¹³²

¹³¹ Vgl. §12(3) EEG2004.

¹³² Vgl. §10(4) EEG2004.

Die Referenzanlage hat somit sowohl Auswirkungen auf die zu fördernden Anlagen als auch auf die Förderungshöhe. Die Wahl einer anspruchsvollen Referenzanlage hat dazu geführt, dass die 60%-Klausel die Errichtung von ineffizienten WKA unterbindet. Gleichzeitiges Ergebnis ist aber auch, dass ein Großteil der installierten Anlagen einen Ertrag im Bereich zwischen 60 und 90% der Referenzanlage haben und somit weit über die fünf Jahre hinaus mit dem erhöhten Vergütungssatz gefördert werden. Durch diese Regelung werden auch Anlagen an weniger windreichen Standorten gefördert, was ineffizient ist, falls diese Anlagen zur Zielerreichung nicht erforderlich sind.

Die Grundvergütung für **offshore** errichtete Anlagen beläuft sich bis zum 1. Januar 2008 auf 6,19 ct/kWh. Danach setzt eine jährliche Degression von 2% ein. Analog zu der Förderung an Land existiert auch bei den offshore Anlagen ein erhöhter Fördersatz für Anlagen, die vor dem 31. Dezember 2010 errichtet werden. Diese erhalten für mindestens 12 Jahre eine zusätzliche Vergütung von von 2,91 ct/kWh.

Die Dauer der höheren Förderung orientiert sich auf See nicht an einem Referenzsystem, sondern an den geographischen Daten der jeweiligen Anlage. Die Förderdauer wird bei Anlagen, die in Wassertiefen von mindestens 20 Metern und einer Entfernung von mindestens 12 Seemeilen von der Küste entfernt errichtet werden, verlängert. Für jede über die 12 Seemeilen hinausgehende Meile um 0,5 Monate und für jeden zusätzlichen Meter Tiefe um 1,7 Monate.¹³³

Der umfangreichste Ansatz zur Berechnung der Fördersätze findet sich bei der **Biomasse**. Grundsätzlich werden Anlagen bis zu einer Leistung von 20 MW gefördert, wobei die Förderung in vier Schritten gestaffelt ist. Bei der Grundvergütung unterscheidet das EEG zwischen Altholz und sonstiger Biomasse. Zusätzlich zur Grundvergütung gibt es drei unterschiedliche, teilweise kombinierbare Zusatzvergütungen, die je nach verwendetem Brennstoff und eingesetzter Technologie auf die Grundvergütung aufgeschlagen werden. Hieraus resultieren über 40 unterschiedliche Fördersätze, die zwischen 3,9 und 21,5 ct/kWh liegen.¹³⁴

Die Förderung von **Geothermieranlagen** durch das EEG erfolgt gestaffelt nach der Leistung, wobei kleinere Anlagen eine höhere Förderung erhalten. Beispielsweise erhalten Anlagen bis zu einer Leistung von 5 MW 15 ct für jede erzeugte kWh. Anlagen mit einer Leistung von über 20 MW erhalten lediglich 7,16 ct/kWh. Die

¹³³ Vgl. §10(3) EEG2004 .

¹³⁴ Vgl. §8 EEG2004.

Degression beträgt 1% jährlich, beginnend mit dem 1.1.2010.¹³⁵

Die Vergütung für Strom aus **Deponie-, Klär- und Grubengas** beträgt für im Jahr 2006 errichtete Anlagen mit einer Leistung bis 500 kW 7,55 ct/kWh und für Anlagen bis 5 MW 6,55 ct/kWh. Diese Vergütungssätze werden für Neuanlagen jährlich um 1,5 % verringert. Falls das Gas aufbereitet wird oder die Stromerzeugung mittels Brennstoffzellen oder anderer im Gesetz spezifizierter Technologien erfolgt, erhöht sich der Vergütungssatz um 2 ct/kWh.¹³⁶

Bei der Förderung von **Laufwasserkraftwerken** unterscheidet das EEG zwischen „kleiner Wasserkraft“ (bis 5 MW) und „großer Wasserkraft“ (bis 150 MW). Der Strom aus kleiner Wasserkraft wird mit 9,67 ct/kWh für Anlagen mit Leistungen unter 500 kW und mit 6,65 ct/kWh für Anlagen bis 5 MW gefördert, wenn die ökologischen Bedingungen erfüllt werden. Diese Vergütung ist keiner Degression unterworfen.

Bei der großen Wasserkraft wird lediglich die Modernisierung vorhandener Anlagen gefördert. Eine im Jahr 2006 modernisierte Anlage mit einer Leistungserhöhung von bis zu 500 kW erhält für die zusätzliche Strommenge, die der Erneuerung zuzurechnen ist, beispielsweise eine Förderung von 7,59 ct/kWh. Die Vergütungssätze nehmen mit steigender Leistung ab, so dass bei einem Zubau von 50 MW der Vergütungssatz nur noch 3,66 ct/kWh beträgt. Diese Vergütungssätze reduzieren sich jährlich um 1 %.¹³⁷

3.1.2 Stand der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland

Im Jahr 2005 wurde 10,2 % des deutschen Bruttostromverbrauchs aus regenerativen Energiequellen gedeckt.¹³⁸ Dieses entspricht einer jährlichen Stromerzeugung von rund 62.000 GWh. Der Großteil der regenerativ erzeugten Strommenge, 68% , bzw. 42.000 GWh, werden durch das EEG vergütet.

Bis zum Jahr 2003 war die Wasserkraft noch die wichtigste regenerative Erzeugungsquelle in Deutschland und noch immer stammen 35% (21.500 GWh) des regenerativ erzeugten Strom aus Wasserkraft. Bemerkenswert ist, dass lediglich 36% (7.800 GWh) einer Förderung durch das EEG bedürfen. Der Anteil der Wasserkraft an den EEG Einspeisungen ist mit zunehmender Bedeutung der Windkraft in den letzten fünf Jahren von 34% auf 19% gefallen.

¹³⁵ Vgl. §9 EEG2004.

¹³⁶ Vgl. §7 EEG2004.

¹³⁷ Vgl. §6 EEG2004.

¹³⁸ Vgl. BMU: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat).

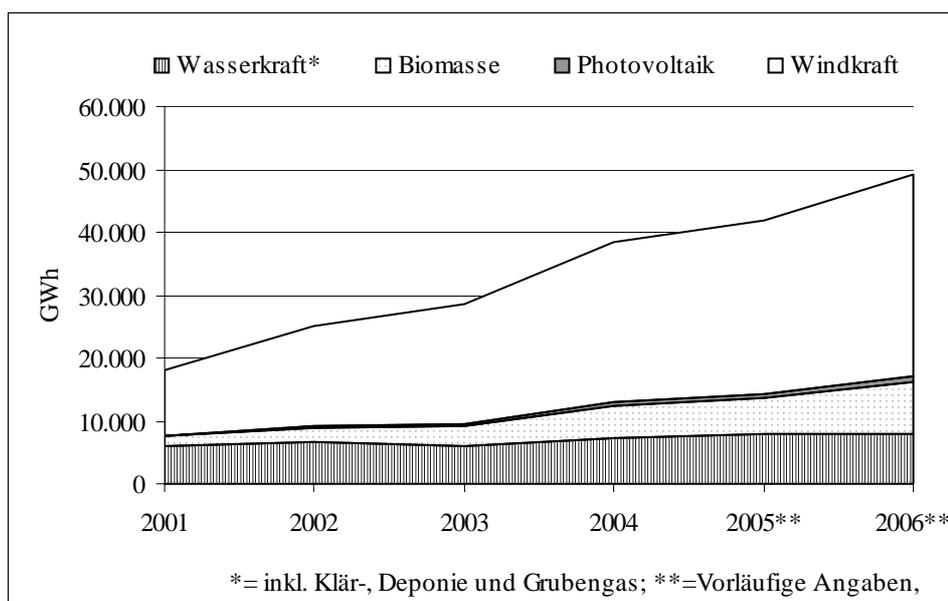


Abbildung 3.1: EEG-Strom nach Erzeugungstechnologien.

Quelle: Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW.

Die Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas hat sich seit dem Jahr 2001 mehr als verdoppelt, die durch das EEG geförderten Einspeisungen haben sich sogar vervierfacht. Rund 20 % (13.100 GWh) der gesamten regenerativen Stromerzeugung erfolgt aus Biomasse, wobei hier auch die biogenen Anteile des Abfalls berücksichtigt werden. Da die Stromerzeugung aus Abfall nicht durch das EEG gefördert wird, fällt nur die Hälfte der erzeugten Menge unter das EEG (5.800 GWh). Biomasse macht so 14% der unter dem EEG eingespeisten Energie aus.

Nahezu vernachlässigbar ist die Erzeugung von Strom mit Hilfe von Photovoltaik- und Geothermieanlagen. Die Stromerzeugung erfolgt hier vollständig innerhalb des EEG und beträgt für die Solarenergie ca. 570 GWh und für die Geothermie 0,2 GWh.

Den größten Anteil an der regenerativen Stromerzeugung hat mit 43% (28.000 GWh) die Windenergie, deren Einspeisung sich seit dem Jahr 2001 nahezu verdoppelt hat. Die Windenergie wird zu 100% durch das EEG vergütet, so dass sich der Anteil der Windenergie an den EEG-Einspeisungen auf 66% beläuft.

Die Entwicklung der durch das EEG geförderten Einspeisungen und die damit verbundenen Kosten sind in Tabelle 3.1 dargestellt. Die Einspeisungen haben sich in den letzten fünf Jahren fast vervierfacht. Da außerdem der durchschnittliche Vergütungssatz von 8,50 ct/KWh auf 9,50 ct/KWh gestiegen ist, hat sich die Gesamtvergütung auf über 4,3 Milliarden Euro erhöht.

	Menge in GWh	Vergütung ct/KWh	Gesamt in Mio. Euro
2000	10.391	8,50	883
2001	18.145	8,69	1.577
2002	24.970	8,91	2.225
2003	28.471	9,16	2.608
2004	38.511	9,29	3.578
2005*	42.000	9,53	4.331
* = vorläufige Werte			

Tabelle 3.1: EEG Einspeisungen und Vergütungen 2000-2005.

Quelle: Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW.

3.1.3 Exkurs: Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Wie oben gezeigt wurde, ist die Windenergie die wichtigste regenerative Energiequelle in Deutschland, was eine genauere Betrachtung dieser Erzeugungstechnologie erforderlich macht. Das EEG hat dazu geführt, dass Windenergie mittlerweile eine durchschnittliche Durchdringung von knapp 5 % des elektrischen Systems hat.¹³⁹ Die Entwicklung der installierten Windenergieleistung in Deutschland verläuft, wie in Abbildung 3.2 dargestellt, seit Einführung des EEG exponentiell. In den letzten 10 Jahren weist die installierte Leistung ein durchschnittliches Wachstum von 38% pro Jahr auf. Die durchschnittlichen Volllaststunden der WKA sind in diesem Zeitraum in etwa bei 1500 h/a konstant geblieben sind, so dass sich die Einspeisungen ebenfalls exponentiell entwickeln konnten.

Ein Großteil der WKA konzentriert sich an den Küsten der Nord- und Ostsee. Wenn nun die geographischen Abgrenzungen der Regelzonen berücksichtigt werden, ist es ersichtlich, dass sich ein Großteil der installierten Leistung in den Regelzonen der ÜNB e.on und Vattenfall befindet.¹⁴⁰ In Abbildung 3.3 sind die Anteile der verschiedenen Regelzonen darstellt. Mit jeweils über 40 % der installierten Leistung sind über 80 % der Windkraft-Kapazitäten in den Regelzonen von e.on und Vattenfall installiert.

Windenergie gehört zu den sogenannten „dargebotsmäßigen“ Energiequellen, deren Einsatz nicht steuerbar ist. Ebenfalls zu dieser Gruppe zählen Photovoltaikanlagen und Laufwasserkraftwerke. Bei der Stromerzeugung fallen in diesen Gruppen in der

¹³⁹ Mit Durchdringung des Systems wird der Anteil der (jährlichen) Windstromerzeugung an der gesamten (jährlichen) Stromnachfrage bezeichnet. Ein weiteres Konzept ist das Konzept der Kapazitätsdurchdringung, das den Anteil an der installierten Leistung als Referenzwert nutzt. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird mit Durchdringung der Anteil der erzeugten Menge am Gesamtverbrauch bezeichnet.

¹⁴⁰ Vgl. Abbildung 1.7 auf S. 19.

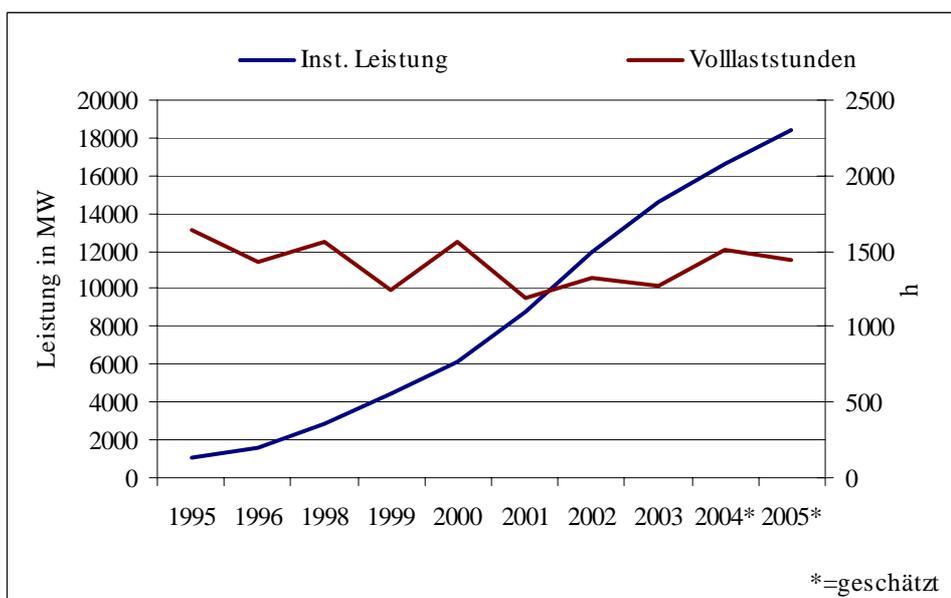


Abbildung 3.2: Installierte Windleistung und Volllaststunden.

Quelle: Eigene Darstellung, Daten VIK-Statistiken.

Regel keine Grenzkosten an. Zu der zweiten Gruppe gehören die steuerbaren Technologien Biomasse und Stauwasserkraft, da der benutzte Energieträger zumindest in Grenzen gespeichert werden kann. Bei der Erzeugung fallen entweder echte Grenzkosten oder Grenzkosten der Opportunität an.

Da die Einspeisungen aus Windenergie nicht steuerbar sind, ist eine Prognose der Erzeugungsmenge für jeden Zeitpunkt erforderlich. Grundlage der Prognose sind meteorologische Daten, z.B. vom Deutschen Wetterdienst (DWD), die einer räumlichen Verfeinerung bedürfen.¹⁴¹ Diese meteorologischen Daten sind jedoch auch die größte Fehlerquelle für die Prognosen, was im Wesentlichen daran liegt, dass das Wetter in Nordeuropa durch vorbeiziehende Hoch- und Tiefdruckgebiete entsteht.¹⁴²

Grundsätzlich ist die Prognose genauer je kürzer der Prognosezeitraum ist. Die Aussagen über die Stromerzeugung am Folgetag sind schlechter als die über die Stromerzeugung in der nächsten Stunde. Außerdem werden die Prognosen umso genauer, je größer das Prognosegebiet ist. Es ist also schwieriger, eine genaue Prognose für eine einzelne Anlage zu treffen, als die Produktion für eine Region vorherzusagen. Dieses liegt vor allem daran, dass je mehr Einzelanlagen zusammengefasst werden, die

¹⁴¹ Die wichtigsten Prognosemodelle sind hierbei das am ISET entwickelte Windleistungs-Management-System WPMS, das bei EnBW Transportnetze und bei RWE Transportnetz Strom eingesetzt wird und das Simulationsmodell zur Online-Vorhersage der Windstrom-Einspeisung (SOWIE) von Eurowind. Für eine Übersicht der unterschiedlichen Prognosemodelle vgl. Giebel (2003).

¹⁴² Vgl. Holttinen (2005) S.2056.

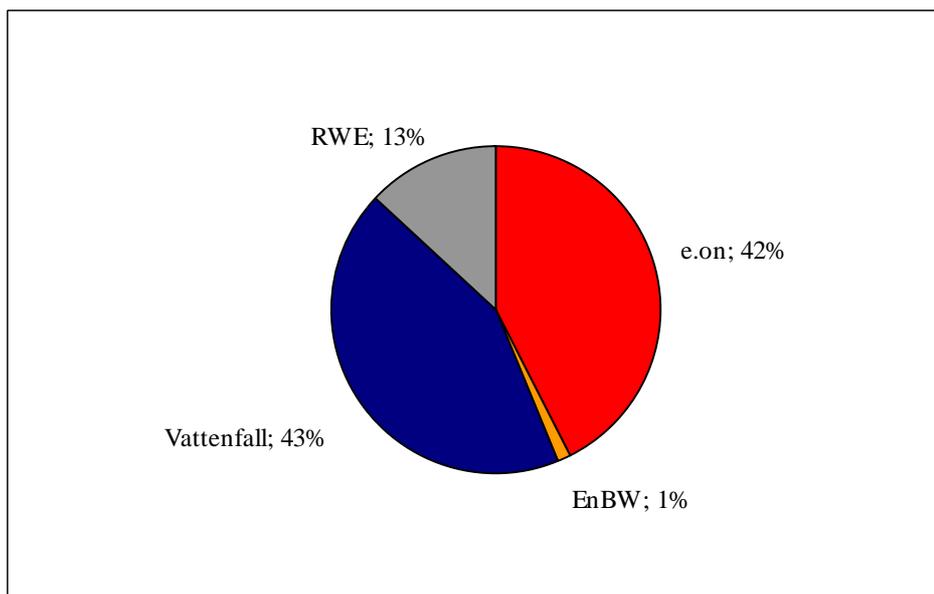


Abbildung 3.3: Installierte Windenergie nach Regelzonen zum 01.01.2005.

Quelle: Eigene Darstellung, Daten ÜNB.

Wahrscheinlichkeit umso größer ist, dass sich die Prognosefehler teilweise kompensieren. Abbildung 3.4 verdeutlicht dieses, da der Prognosefehler einer Region gegenüber einer Einzelanlage mit steigender Gebietsgröße abnimmt.¹⁴³

Wegen des hohen Anteils der Windenergie an den EEG-Einspeisungen wird im weiteren Verlauf insbesondere die Rolle der nicht steuerbaren erneuerbaren Energiequellen betrachtet. Da es sich hierbei zur Zeit im Wesentlichen um Windenergie handelt, konzentriert sich die Analyse auf diese, wobei die Ergebnisse auch auf die Stromerzeugung mit Photovoltaikanlagen anzuwenden sind.

3.1.4 Netzanschluss

Neben den Vergütungssätzen regelt das EEG auch die Beziehung zwischen den Netzbetreibern und den Erzeugern. Hierbei sind zunächst der Anschluss der Erzeugungsanlagen und die dabei entstehenden Kosten von Bedeutung. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien sind laut §4(1) EEG2004 an das nächst gelegene, technisch geeignete Netz vorrangig anzuschließen. Bei Photovoltaikanlagen ist dieses in der Regel die Hausanschlussleitung des Niederspannungsnetzes. Bei Windkraft- und Biomasseanlagen ist ein Mittelspannungsnetz erforderlich. Der Anschluss von Windparks, insbesondere Offshore, kann nur an Hoch- und Höchstspannungsnetze

¹⁴³ Vgl. Focken u. a. (2002).

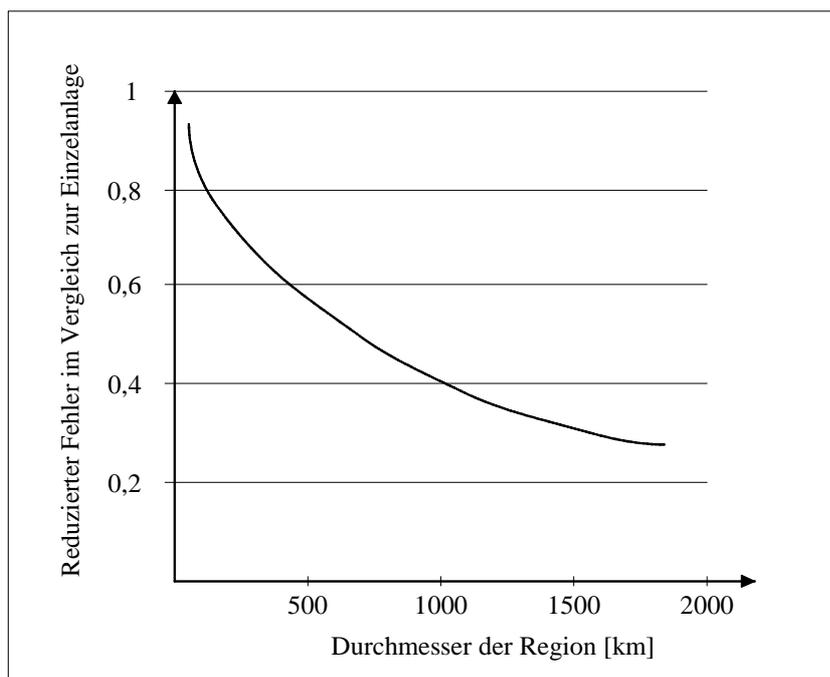


Abbildung 3.4: Relativer Prognosefehler bei steigender Gebietsgröße.

Quelle: Focken u. a. (2002).

erfolgen.

Die hierbei entstehenden Kosten werden in direkte und indirekte Anschlusskosten unterteilt.¹⁴⁴ Die direkten Kosten umfassen im Wesentlichen die Verbindung der Anlage zum Stromnetz. Indirekte Kosten sind jene Kosten, die als Folge dieses Anschlusses entstehen. Hierbei handelt es sich um durch den Anschluss notwendig gewordene Erweiterungen der Umspannkapazitäten oder Verstärkung der Gesamtkapazitäten des Netzes.

Die direkten Anschlusskosten trägt laut EEG der Anlagenbetreiber.¹⁴⁵ Alle weiteren indirekten Kosten werden, sofern diese „wirtschaftlich zumutbar“ sind, durch den Netzbetreiber getragen.¹⁴⁶ Die indirekten Kosten werden somit in den Netznutzungsentgelten in Ansatz gebracht.¹⁴⁷

Neben der Anschlusspflicht und der Übernahme der indirekten Kosten besteht zudem die Pflicht, den durch das EEG geförderten Strom vorrangig abzunehmen.¹⁴⁸ Dieses bedeutet, dass sobald Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, dieser durch

¹⁴⁴ In der englischsprachigen Literatur werden die Kosten als flach (shallow) und tief (deep) bezeichnet. Für eine direkte Übersetzung sind diese Begriffe jedoch nicht geeignet.

¹⁴⁵ Vgl. §13(1) EEG2004.

¹⁴⁶ Vgl. §4(2) EEG2004.

¹⁴⁷ Vgl. §13(2) EEG2004.

¹⁴⁸ Vgl. §4(1) EEG2004.

den Netzbetreiber aufgenommen und „abtransportiert“ werden muss.¹⁴⁹

Eine zeitweise Reduzierung der Einspeisungen ist nur möglich, wenn die in einer Region zur Verfügung stehende Netzkapazität vollständig durch EEG-Strom genutzt wird. In einem solchen Fall werden die Einspeisungen einzelner Anlagen schrittweise reduziert.¹⁵⁰ Dieses als Erzeugungsmanagement oder Netzsicherheitsmanagement bezeichnete Verfahren ermöglicht den Netzanschluss weiterer Anlagen, obwohl die Engpässe in der Netzinfrasturktur noch nicht behoben sind. Das Erzeugungsmanagement ist somit keine dauerhafte systematische Begrenzung der Einspeisungen, sondern nur eine vorübergehende Lösung zur Überbrückung des zeitlichen Verzugs beim Netzausbau.

Eine weitere Abweichung vom Abnahmevorrang ist nur möglich, wenn sich der Netzbetreiber und der Anlagenbetreiber darauf vertraglich einigen. Ein solcher Vertrag kann abgeschlossen werden, um die Integration der Anlage in das Netz zu verbessern. Die Einspeiseleistung der Anlage wird dann zur Erhaltung der gesamten Systemstabilität oder bei Mangel an Absatzmöglichkeiten abgeregelt. Die Netzbetreiber können die infolge der Vereinbarung entstehenden Kosten bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte in Ansatz bringen.¹⁵¹

Wesentliche Ausgestaltungsmerkmale sind somit die Verpflichtungen der Netzbetreiber, die EEG-Anlagen vorrangig anzuschließen, die aus dem Anschluss resultierenden indirekten Kosten zu übernehmen und den erzeugten Strom vorrangig in das Netz einzuspeisen.

3.1.5 Ermittlung der EEG-Quote

Bei der Einspeisung auf Nieder- und Mittelspannungsebene erfasst der aufnahme- und vergütungspflichtige Netzbetreiber (avNB) die eingespeiste Strommenge mittels Lastgangzählern oder unter Verwendung von Arbeitszählern und dazu gehörigen Lastprofilen. Die so ermittelten Einspeiseverläufe für jede Vergütungsart und -klasse werden viertelstundenscharf an den regelverantwortlichen ÜNB übermittelt. Dieser führt einen Bilanzkreis zur Abrechnung der Einspeisung von Strom aus regenerativen Energiequellen (EEG-Bilanzkreis), dem die Einspeisungen aller avNB der gesamten

¹⁴⁹ In diesem Zusammenhang wird auch von „Entsorgung“, als Gegensatz zur „Versorgung“ gesprochen.

¹⁵⁰ Vgl. §4(3) EEG2004 und VDN (2006).

¹⁵¹ Vgl. §4(1) EEG2004.

Regelzone zugerechnet werden. Dieser Schritt wird als **Hochwälzung** bezeichnet, da der EEG Strom rechnerisch auf ein bundesweit einheitliches Spannungsniveau gebracht wird.¹⁵² Der ÜNB rechnet mit dem avNB die Einspeisungen nach den spezifischen Vergütungssätzen für jede Technologie ab.

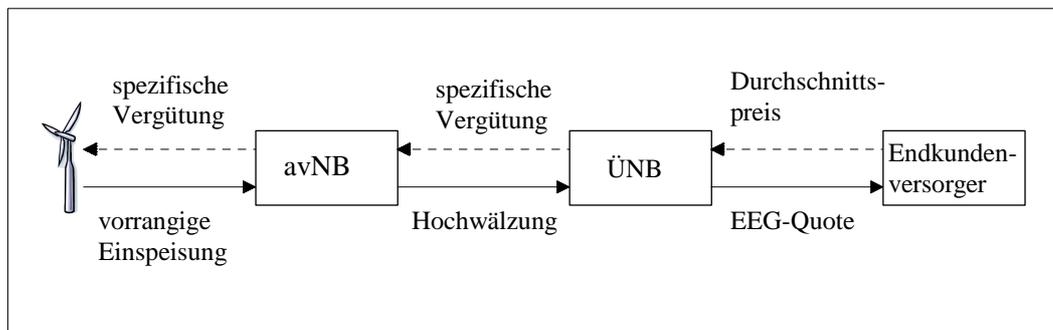


Abbildung 3.5: Vergütungsmechanismus nach dem EEG.

Quelle: Eigene Darstellung.

Damit alle Endverbraucher einen relativ gleichen Anteil an ihrem Stromverbrauch aus regenerativen Energien erhalten, muss der ÜNB den Strom in einem nächsten Schritt an die Weiterverteiler liefern. Die zu liefernde Menge ist von der abgesetzten Menge der Weiterverteiler und der EEG-Quote abhängig. Diese gibt das Verhältnis der EEG-Einspeisungen zum gesamten Letztverbrauch an. Die Weiterverteiler sind im Gegenzug verpflichtet, für die EEG-Lieferungen den Durchschnittspreis aller EEG-Einspeisungen an den ÜNB zu entrichten.

$$\text{EEG Quote} = \frac{\text{EEG Einspeisungen}}{\text{Letztverbrauch}}$$

Bei der Ermittlung der EEG-Quote muss allerdings auch die in §16 EEG2004 festgelegte Härtefallregel für die energieintensive Industrie berücksichtigt werden. Die Regel soll eine übermäßige Belastung der Industrie und somit eine Verzerrung des internationalen Wettbewerbs verhindern. Im EEG wurden hierfür sogenannte privilegierte Verbraucher definiert. Privilegierte Verbraucher sind solche Unternehmen, die an einer Abnahmestelle mehr als 10 GWh/a beziehen und deren Stromkostenanteil über 15% der Bruttowertschöpfung des Unternehmens beträgt.¹⁵³

Die Härtefallregelung begrenzt die EEG-Strommenge, die ein privilegierter Endver-

¹⁵² Es sei darauf hingewiesen, dass es sich bei der Hochwälzung nicht um eine physikalische Umspannung handelt.

¹⁵³ Vgl. §16 EEG2004.

braucher vom ÜNB abnehmen muss. Die Unternehmen müssen hierfür einen Antrag beim Bundesamt für Wirtschafts- und Ausfuhrkontrolle (BAFA) stellen, das für jedes Unternehmen einen individuellen Prozentsatz festlegt. Dieser wird so festgelegt, dass die EEG bedingten Mehrkosten bei dem privilegierten Verbraucher 0,05 ct/kWh nicht übersteigen.

Dieser privilegierte Letztverbrauch ist von dem gesamten Letztverbrauch bei der Ermittlung der Quote abzuziehen.

$$\text{Nicht priv. EEG Quote} = \frac{\text{EEG Strom}}{\text{Letztverbrauch} - \text{priv. Letztverbrauch}}$$

Die Härtefallregelung hat eine Erhöhung der Quote und somit eine stärkere Belastung der nicht privilegierten Stromkunden zur Folge. Um zu verhindern, dass die nicht privilegierten Verbraucher nun übermäßig belastet werden, darf die Anwendung der Härtefallregelung nicht dazu führen, dass die EEG-Kosten im gesamten nicht privilegierten Bereich um mehr als 10 % gegenüber einer Situation ohne Härtefallregel steigen („10%-Gesamtdeckel“).¹⁵⁴

Im Jahr 2006 erhielten insgesamt 327 Unternehmen den Status des privilegierten Verbrauchers. Die größte Gruppe kam hierbei aus dem Bereich Papier (50 Unternehmen) gefolgt von Chemie (47), Metallerzeugung und -verarbeitung (29) sowie Zement (27). Ein bedeutender Anteil des privilegierten Verbrauchs entfällt zudem auf den Bereich der Erzeugung und der ersten Bearbeitung von NE-Metallen. Aus verkehrspolitischen Gründen wird außerdem der Schienenverkehr zu den privilegierten Verbrauchern gezählt.¹⁵⁵

Im Jahr 2006 hätte die Festsetzung der Prozentsätze der privilegierten Verbraucher ausgehend von Zusatzkosten von 0,05 ct/kWh zu einer Mehrbelastung für die nicht-privilegierten Verbraucher von 14% geführt. Daher musste das BAFA die zusätzlichen Kosten für die Unternehmen erhöhen. Ohne Anwendung des Deckels hätte die Gesamtentlastung bei 320 Millionen Euro gelegen. Durch die Anwendung der 10%-Regel werden die privilegierten Verbraucher lediglich um 240 Millionen Euro entlastet.¹⁵⁶

¹⁵⁴ Vgl. §16 (5) EEG2004.

¹⁵⁵ Für Informationen zur Anwendung des §16 EEG2004 im Jahr 2006 vgl. BMU (2006).

¹⁵⁶ Das Bundeskabinett hat am 15. Juni 2006 eine Gesetzesänderung beschlossen, die jedoch noch nicht durch den Bundesrat und Bundestag bestätigt wurde. Die Änderung sieht vor, den sogenannten 10%-Deckel aufzuheben. Vgl. Entwurf eines ersten Gesetzes zur Änderung des EEG, Bundesdrucksache 427/06. Ziel dieser Änderung ist es, die Belastungen für die begünstigten Unternehmen kalkulierbarer zu machen.

In der Praxis wird die EEG-Quote am 10. jeden Monats für den folgenden Monat vom VDN prognostiziert. Die EEG-Quote kann allerdings erst nach Ablauf des Monats ermittelt werden, wenn der Stromverbrauch und die EEG-Einspeisungen bekannt sind. Die in Tabelle 3.2 für das erste Halbjahr 2006 dargestellten Werte machen deutlich, dass es zu erheblichen Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlicher Quote kommen kann. Beispielsweise betragen die Einspeisungen im Januar nur 65% der prognostizierten Menge, sodass sich ein prozentualer Fehler von über 50 % ergibt.¹⁵⁷ Daher muss eine Regelung für die Abrechnung von Prognosefehlern getroffen werden.

Wenn die vom VDN ermittelte Quote nicht dem Mittelwert aller Einspeisungen des Monats entspricht, erhalten die Weiterverteiler eine zu hohe oder zu niedrige Lieferung an EEG-Strom. Es entspricht der Logik des Verfahrens, dass die Prognosefehler in den Folgemonaten zu einer veränderten Lieferung führen müssen. Der Prognosefehler von 1.702 GWh im Monat Januar verringert beispielsweise die Prognose in den zehn Monaten März bis Dezember um jeweils 170 GWh. Somit werden die Prognosen um die Prognosefehler der Vormonate korrigiert, wie in Tabelle 3.3 dargestellt. Die Prognosefehler können sich im Laufe des Jahres entweder kompensieren oder gegenseitig verstärken. Beispielsweise wird die Prognose im Juli durch die Mindereinspeisungen von Januar bis März um 358 GWh verringert, jedoch durch die Mehreinspeisungen im Mai um 176 erhöht, sodass sich eine Korrektur von 182 GWh ergibt.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass sich die EEG-Quote aus den EEG-Einspeisungen, korrigiert um die Prognosefehler der Vormonate und dem Endverbrauch, unter Berücksichtigung der Härtefallregel ermittelt. Die Korrekturen führen zu einer Abkopplung der tatsächlich prognostizierten Einspeisungen von der EEG-Quote. Die Härtefallregelung führt zu geringeren Kosten bei der energieintensiven Industrie und zu höheren Kosten bei den sonstigen Verbrauchern.¹⁵⁸

¹⁵⁷ Der in Prozent ausgedrückte relative Fehler ist das Verhältnis vom absoluten Prognosefehler zum Ist-Wert.

¹⁵⁸ Die Sonderstellung der Händler, die bereits mindestens 50% ihrer Stromlieferungen aus durch das EEG geförderten Quellen beziehen, und deren Auswirkungen auf die Berechnung der Quote wurden vernachlässigt.

	Prognose VDN	Einspeisungen	Absoluter Fehler	Prozentualer Fehler
Januar	4.977	3.275	-1.702	-52%
Februar	4.459	3.510	-949	-27%
März	4.560	4.094	-466	-11%
April	3.765	3.589	-176	-5%
Mai	3.476	4.534	1.058	23%

Tabelle 3.2: EEG Prognosen und Prognosefehler im 1. Halbj. 2006 in GWh .

	Prognose	Januar	Februar	März	April	Mai	Korrigierte Prognose
Januar	4.977	-	-	-	-	-	4.977
Februar	4.459	-	-	-	-	-	4.459
März	4.560	-170	-	-	-	-	4.390
April	3.765	-170	-105	-	-	-	3.490
Mai	3.476	-170	-105	-58	-	-	3.143
Juni	3.538	-170	-105	-58	-25	-	3.180
Juli	3.432	-170	-105	-58	-25	176	3.250
...

Tabelle 3.3: Weiterwälzung der Prognosefehler der EEG-Quote in GWh.

3.1.6 Wälzungs- und Glättungsmechanismus

Um eine regional unterschiedliche Belastung einzelner Stromkunden zu verhindern, schreibt das EEG eine bundesweite Ausgleichsregelung zwischen den ÜNB vor. Der als **Horizontalwältzung** bezeichnete Ausgleich zwischen den Regelzonen erfolgt, wie bei der Hochwältzung bereits beschrieben, anhand gemessener Daten in einem viertelstündlichen Rhythmus. Jeder ÜNB erhält bezogen auf den Letztverbrauch einen gleichen Anteil der EEG-Einspeisungen. Das hierbei verwendete Verfahren ist als zentrales Onlineverfahren bekannt. Dabei macht es für den ÜNB keinen Unterschied, ob die Einspeisungen in der eigenen oder einer anderen Regelzone erfolgen, da er über die Kuppelstellen seinen Anteil am EEG Strom gemäß der ermittelten Quote in Echtzeit abnehmen muss. Aufgrund der Unterschiede bei der installierten Windenergieleistung und den damit verbundenen Einspeisungen kommt es zu einem Export aus den Regelzonen e.on und Vattenfall hin zu den Regelzonen von EnBW und RWE.

Ziel des Onlineverfahrens für den Horizontalausgleich zwischen den ÜNB ist es, die stochastischen Eigenschaften der EEG-Stromeinspeisung an die importierenden ÜNB weiterzureichen und somit diese ÜNB auch an der Lösung des zweiten Problems bei der Lieferung der EEG-Quote an die Weiterverteiler zu beteiligen. Dieses besteht darin, den Weiterverteilern im **Vertikalausgleich** ein „rechtzeitig bekanntgegebenes

angenähertes Profil“ zu liefern und die EEG-Einspeisungen somit zu glätten.¹⁵⁹ In einer Branchenlösung haben sich die betroffenen Akteure auf die Lieferung eines konstanten Monatsbandes an die Weiterverteiler geeinigt.¹⁶⁰

Der gesamte Wälz- und Glättungsmechanismus ist in Abbildung 3.6 dargestellt. Der ÜNB erhält die EEG-Einspeisungen durch Hochwälzung vom avNB und führt im Rahmen der bundesweiten Ausgleichsregel das zentrale Onlineverfahren nach §14(3) EEG2004 durch.

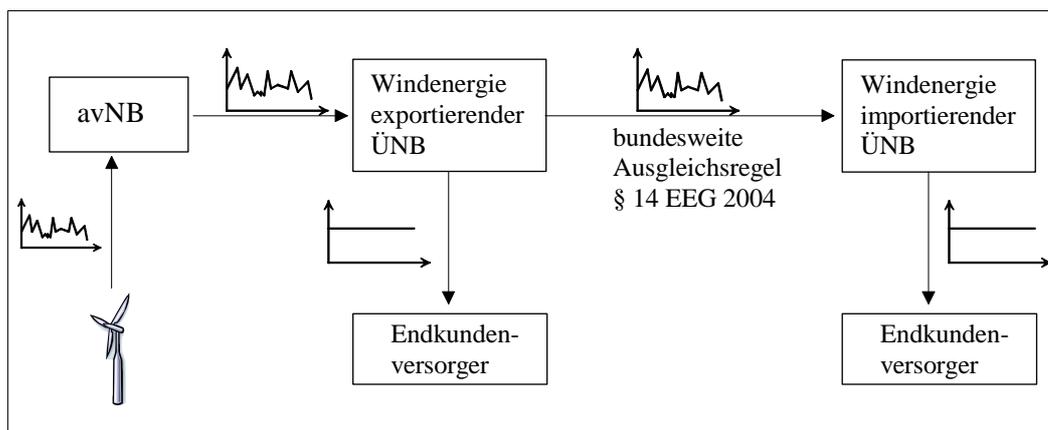


Abbildung 3.6: Wälzungs- und Glättungsmechanismus im EEG.

Quelle: Eigene Darstellung.

In einem weiteren Schritt erfolgt der vertikale Ausgleich, indem die ÜNB die stochastischen Einspeisungen glätten und in eine monatliche Bandlieferung transformieren. Die bei der Glättung entstehenden Kosten sind Bestandteil der Netznutzungsentgelte und werden bei der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur kontrolliert.¹⁶¹

Allerdings sind keine genauen Aussagen über das Ausmaß der Glättungskosten und deren Auswirkungen auf die Netznutzungsentgelte möglich, da der Gesetzgeber dieses absichtlich verhindert. In §15(1) EEG2004 heißt es: „Kosten, die bei den Netznutzungsentgelten in Ansatz gebracht werden können, dürfen nicht gesondert angezeigt werden.“ Salje (2005) begründet das Verbot im Kommentar zum EEG2004 damit, dass der Gesetzgeber einer Vereinheitlichung bei den Netznutzungsentgelten entgegenwirken möchte. Netzbetreiber, die bei Kostentransparenz feststellen, dass andere Netzbetreiber in bestimmten Bereichen höhere Kosten ansetzen, werden sich nicht

¹⁵⁹ Vgl. §14(3) EEG2004.

¹⁶⁰ Vgl. VDEW und VDN (2005).

¹⁶¹ Bei der Genehmigung der Netznutzungsentgelte hat die Bundesnetzagentur die überhöhten Kosten für die Glättung regenerativer Energien bei Vattenfall kritisiert und als Begründung für eine Kürzung der genehmigten Netznutzungsentgelte herangezogen. Vgl. Pressemitteilungen der Bundesnetzagentur vom 8.06.2006 und 31.07.2006.

um Effizienzsteigerungen bemühen. Um eine Erhöhung der Netznutzungsentgelte zu vermeiden, dürfen die Kosten daher nicht angezeigt werden. Alternativ besteht die Möglichkeit, dass der Gesetzgeber bewusst versucht, die Kosten, die bei der Glättung entstehen, zu verschleiern, um die politische Akzeptanz der Förderung regenerativer Energien in der Bevölkerung nicht zu verringern.

Die ÜNB spielen durch den Horizontal- und Vertikalausgleich eine zentrale Rolle bei der Vermarktung der EEG-Einspeisungen. Insbesondere die Transformation der stochastischen Einspeisungen in ein konstantes Band stellt in einem desintegrierten Markt einen wesentlichen Veredelungsschritt dar, der auf Seiten der ÜNB mit Kosten verbunden ist. Diese Kosten fallen zusätzlich zu den direkten Kosten der Förderung an und werden von allen Netznutzern über die Netznutzungsentgelte getragen. Eine exakte Quantifizierung ist aufgrund des Veröffentlichungsverbots jedoch nicht möglich.

In den folgenden Kapiteln werden die Auswirkungen der Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG auf den desintegrierten deutschen Strommarkt untersucht. Besonderes Augenmerk liegt hierbei auf den Folgen der Windenergieeinspeisung. Eine wichtige Referenzquelle ist hierbei die von der Deutschen Energie-Agentur (dena) in Zusammenarbeit mit den ÜNB RWE, e.on und Vattenfall sowie dem Deutschen Windenergie-Institut (DEWI) und dem energiewirtschaftlichen Institut der Universität Köln (EWI) erstellte Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“.¹⁶² Diese im Folgenden als dena-Netzstudie bezeichnete Untersuchung stellt die bisher umfangreichste Analyse der Folgen der Einspeisung erneuerbarer Energien in Deutschland dar.

Nachdem die Funktionsweise des EEG erläutert wurde, können nun zunächst die Auswirkungen auf den Netzsektor und im Anschluss die Auswirkungen auf die Energie- und Regelenergiemärkte untersucht werden.

3.2 Anforderungen an den ÜNB

Die Netzinfrastruktur in Deutschland ist weitgehend auf die Bedürfnisse zentraler und verbrauchsnahe Großkraftwerke ausgerichtet. Die regenerativen Anlagen sind

¹⁶² dena (2005).

jedoch entweder klein und daher dezentral oder befinden sich nicht in der Nähe von Verbrauchszentren (offshore Windenergie). Die dezentrale Stromerzeugung hat eine vermehrte Einspeisung von Strom auf der Mittelspannungsebene zur Folge, sodass sich das Stromnetz von einem passiven Netz mit einem Stromfluss in eine Richtung (von Höchstspannung zu Niederspannung) in ein aktives Netz mit zweiseitigen Stromflüssen verwandelt.¹⁶³ Daher sind Investitionen in das Stromnetz aufgrund von regenerativen Einspeisungen erforderlich. Der Netzbetreiber muss den erforderlichen Ausbau feststellen und über die Netznutzungsentgelte finanzieren. Außerdem fällt auch die Berechnung der vermiedenen Netznutzungsentgelte durch die dezentrale Einspeisung in seinen Bereich.

In diesem Zusammenhang ist außerdem der Bedarf an Reserven aufgrund von Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen von Interesse. Dieser Punkt stellt eine der größten Kontroversen bei der Diskussion um die Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz dar. Auf der einen Seite begründen die ÜNB Preissteigerungen bei den Netznutzungsentgelten mit den Kosten für den Ausgleich von Schwankungen durch Regelenergie.¹⁶⁴ Auf der anderen Seite streiten die Vertreter der Windenergiebetreiber einen zusätzlichen Bedarf an Reserveleistungen ab.¹⁶⁵ Es ist Aufgabe des ÜNB den tatsächlich erforderlichen Regelenergiebedarf auf Grundlage technischer Richtlinien zu ermitteln.

3.2.1 Netzanschluss und Ausbau

Im EEG ist festgelegt, dass die direkten Kosten für den Anschluss einer Anlage von dem Anlagenbetreiber zu tragen sind. Die indirekten Kosten werden von den Netzbetreibern über die Netznutzungsentgelte sozialisiert.

Eine solche partielle Zurechnung der Kosten hat für die Erzeuger den Vorteil, dass die Kosten eines Netzanschlusses klar definiert sind. Allerdings werden so bei der Wahl eines Anlagenstandortes die indirekten Kosten, die auf höheren Spannungsebenen entstehen, nicht berücksichtigt. Eine Beteiligung der Erzeuger an den indirekten Kosten ist allerdings problematisch, da diese in der Regel nicht verursachungsgerecht auf den Anschluss einzelner Anlagen zurückzuführen sind. Die Investitionen in Net-

¹⁶³ Vgl. Jenkins u. a. (2000) S. 231ff.

¹⁶⁴ Beispielsweise Vorstandsvorsitzender Wulf Bernotat auf der Hauptversammlung der e.on AG am 27.04.2005.

¹⁶⁵ Beispielsweise der Bundesverband Windenergie in einer Pressemitteilung vom 19. Juli 2006.

zerweiterungen fallen diskret an und sind im Verhältnis zur erneuerbaren Anlage sehr groß. Würden einem Anlagenbetreiber diese Erweiterungskosten für den Anschluss seiner Anlage zugerechnet werden, dann würde dieses nicht den tatsächlichen Gegebenheiten entsprechen. Bei konventionellen Erzeugern tritt dieses Problem nicht zu Tage, da die Netzinvestitionen in der gleichen Größenordnung erfolgen, wie die Kraftwerksinvestitionen.¹⁶⁶ Die indirekten Kosten könnten nur bei gemeinsamer Planung und Errichtung einer großen Anzahl von erneuerbaren Anlagen diesen direkt zugeordnet werden. Beispielsweise könnten *offshore windparks* mit einer ausreichend hohen Leistung an den indirekten Kosten beteiligt werden. Allerdings sind diese Investitionen schon durch die direkten Anschlusskosten erheblich belastet. Es bestehen somit wenig Alternativen zu einer Finanzierung der indirekten Netzanschlusskosten über die Netznutzungsentgelte.

Auch lassen sich die unterschiedlichen Interessen der Beteiligten bei der Wahl der Spannungsebene des Netzanschlusses nicht vermeiden. Bei der Ausgestaltung des EEG gibt es einen Zielkonflikt zwischen den Anlagenbetreibern und den Netzbetreibern. Die direkten Anschlusskosten nehmen mit steigender Spannungsebene zu, gleichzeitig aber nehmen die indirekten Kosten mit steigender Spannungsebene ab. Da die direkten Kosten von dem Anlagenbetreiber und die indirekten Kosten vom Netzbetreiber getragen werden, ist für den Anlagenbetreiber ein Anschluss auf einem niedrigen Spannungsniveau, für den Netzbetreiber auf einem höheren Spannungsniveau vorteilhafter.¹⁶⁷ Es ist somit Aufgabe der Gerichte, im Einzelfall eine Untersuchung der technischen und wirtschaftlichen Alternativen durchzuführen. Allerdings ist fraglich, ob dieses Verfahren zu einer Minimierung der Gesamtkosten und einer Gleichberechtigung zentraler und dezentraler Erzeugungstechnologien führt.¹⁶⁸

Die indirekten Kosten als Folge von erneuerbaren Energien sind in Deutschland in der näheren Zukunft im Wesentlichen von dem weiteren Ausbau der Windenergie abhängig. Bereits bei der heute installierten Leistung ergeben sich an windstarken Wochenenden hohe Transite in Nord-Süd- und Ost-West-Richtung, die an die Gren-

¹⁶⁶ Vgl. Neuhoff (2005) S. 95.

¹⁶⁷ Vgl. Jenkins u. a. (2000) S. 232f.

¹⁶⁸ Ein Beispiel hierfür ist das Urteil vom Oberlandesgericht Karlsruhe vom 14.07.2005, Aktenzeichen 9 U 31/05. Ein Erzeuger von Strom aus Biogas hatte versucht, die Kosten der Umspannung von Niederspannung auf Mittelspannung dem Netzbetreiber aufzuerlegen, indem er einen Anschluss auf Niederspannungsebene forderte. Der Netzbetreiber setzte sich mit einem Anschluss auf der Mittelspannungsebene durch, sodass die Umspannkosten durch den Anlagenbetreiber zu tragen sind.

	Installierte Leistung [GW]	Verstärkung [km]	Neubau [km]
2007	22,4	269	5
2010	29,8	97	455
2015	36,0	26	390

Tabelle 3.4: Netzausbau nach der dena-Studie.

zen der aktuellen Netzkapazität reichen.¹⁶⁹ Die dena-Netzstudie geht davon aus, dass sich die an Windenergie installierte Leistung schrittweise bis zum Jahr 2015 auf 36 GW erhöht. Dieses würde die aktuelle Leistung mehr als verdoppeln. Werden diese Ausbauszenarien betrachtet und eine unveränderte Systemsicherheit gefordert, ergeben sich die in Tabelle 3.4 aufgelisteten Netzverstärkungs- und Neubaumaßnahmen. Insgesamt würden nach diesen Berechnungen Neubauten von insgesamt 850 km erforderlich werden. Dieses würde eine Erweiterung des Höchstspannungsnetzes um fast 5 % bedeuten. Dringendster Ausbaubedarf besteht bei den Trassenabschnitten zwischen Thüringen und Franken.

Die Kosten der Anpassung des Hoch- und Höchstspannungsnetzes belaufen sich nach dieser Kalkulation bis zum Jahr 2015 auf insgesamt 1,1 Milliarden Euro. Diese Kosten werden über die Netznutzungsentgelte abgerechnet und tragen zu einer Verteuerung des Stromverbrauchs in Deutschland bei. Für den direkten Anschluss der *offshore Windparks* an die Hoch- und Höchstspannungsebene (380 kV) werden weitaus höhere Summen zwischen 11 und 12 Milliarden Euro erwartet. Diese sind von den Anlagenbetreibern zu zahlen und Bestandteil der fixen Investitionskosten.

In diesem Zusammenhang sei auf die Risiken bei der Errichtung von *offshore* Windkraftanlagen hingewiesen. Da die Verlegung der erforderlichen Seekabel einen erheblichen Eingriff in das Gebiet des Nationalparks Wattenmeer darstellt, ist von langwierigen Genehmigungsverfahren mit erheblichem Verwaltungsaufwand auszugehen. Diese Genehmigungsverfahren können in Kombination mit den hohen Anschlusskosten die Errichtung von *offshore* Windparks erheblich verzögern.

Vermiedene Netznutzungsentgelte

Durch die dezentrale Erzeugung sind weniger Netzausbauten erforderlich, wenn die Erzeugungsanlagen sich in direkter Nähe zu den Verbrauchern befinden. Konventio-

¹⁶⁹ Vgl. dena (2005) S.64.

nelle dezentrale Erzeuger erhalten laut §18 StromNEV vom Betreiber des Verteilnetzes, in das sie einspeisen, eine Vergütung. Damit wird der Vorteilhaftigkeit dieser Art der Stromerzeugung Ausdruck verliehen.¹⁷⁰ Eine ähnliche Regelung gilt auch für die EEG-Einspeisungen. Allerdings zahlt der avNB die vermiedenen Netznutzungsentgelte nicht an die Erzeuger, sondern an den regelverantwortlichen ÜNB. Dieses ist darin begründet, dass die EEG-Einspeisungen nicht beim avNB verbleiben, sondern an den ÜNB hochgewälzt werden. Nach dem Horizontalausgleich zwischen den ÜNB wird der Strom in Höhe der EEG-Quote an die Weiterverteiler geliefert. Erst dann werden die Netznutzungsentgelte auf den Strom aufgeschlagen. Der Strom hat dann rechnerisch alle Spannungsebenen zweimal durchlaufen (zunächst von unten nach oben und dann von oben nach unten), die Netznutzungsentgelte sollen jedoch nur einmal aufgeschlagen werden. Wegen der Gefahr einer doppelten Berechnung darf der avNB die Netznutzungsentgelte demnach nicht bereits bei der Einspeisung ansetzen. Der avNB erhält somit für die Aufnahme und die Weiterleitung der Einspeisungen an den ÜNB keine Vergütung.¹⁷¹

Somit muss der ÜNB an den avNB nicht die volle Vergütung für seine EEG-Einspeisungen zahlen, da ein Teil dieser Einspeisungen durch die vermiedenen Netznutzungsentgelte finanziert wird. Die Höhe der vermiedenen Netznutzungsentgelte ist nach dem EEG „nach guter fachlicher Praxis“ zu ermitteln.¹⁷² Da §18 StromNEV nicht für EEG geförderten Strom gilt, hat der Verband der Netzbetreiber e.V. beschlossen, auf die Regelungen der VV II+, Anhang 6 zurückzugreifen.¹⁷³ Der Umfang der vermiedenen Netznutzungsentgelte ist anhand der dort festgelegten Regeln im Einzelfall zu ermitteln. Die Kürzung der Vergütung, die der ÜNB an den avNB zahlt, dürfte im Bereich unter 5 % liegen.¹⁷⁴ Die Höhe der vermiedenen Netznutzungsentgelte wirkt sich allerdings nicht auf die Vergütung der Anlagenbetreiber aus.

Aufgrund ihrer Position im Netz kann die dezentrale Energieerzeugung dazu beitragen, die Investitionen in Höchstspannungsleitungen und überregionale Übertragungskapazitäten sowie die Netzverluste zu verringern. Dieses ist jedoch nur bei einer koordinierten Planung der Netz- und Kraftwerksinvestitionen möglich. Wie bereits in Abschnitt 2.5 dargestellt, fehlt eine solche Koordination im deutschen desintegrierten

¹⁷⁰ Vgl. Abschnitt 2.5, S. 84 ff.

¹⁷¹ Vgl. Salje (2005) S. 322.

¹⁷² §5(2) Satz 2 EEG2004.

¹⁷³ Vgl. Verbändevereinbarung über die Bestimmung von Netznutzungsentgelten für Elektrische Energie und über die Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001.

¹⁷⁴ Vgl. Salje (2005) S. 322.

Modell. Die damit verbundenen Probleme erstrecken sich auch auf den Bereich der EEG-Einspeisungen. Es gibt keinerlei Anreize bei der Planung von Erzeugungsanlagen, die Netzinfrastruktur mit einzubeziehen. Die Anlagenbetreiber berücksichtigen bei ihren Investitionsentscheidungen lediglich die direkten Anschlusskosten. Die indirekten Kosten des Netzanschlusses werden durch die Netznutzungsentgelte auf die Endverbraucher überwältigt.

3.2.2 Ermittlung der erforderlichen Reservekapazitäten

Die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung werden ebenfalls über die Netznutzungsentgelte abgerechnet. Die Ermittlung des zusätzlichen Bedarfs wegen der Einspeisung erneuerbarer Energien, insbesondere der Windenergie, hat in der Vergangenheit zu ausführlichen Diskussionen geführt. Ziel dieses Kapitels ist es nicht, eine weitere Schätzung abzugeben, sondern auf die Probleme bei der Ermittlung des Reservebedarfs hinzuweisen. Hierzu wird zunächst der Bereich der Primärreserve und im Anschluss die Sekundär- und Tertiärreserve betrachtet.

Von den Diskussionen um die erforderlichen Kapazitäten ist der Bereich der **Primärreserve** allerdings ausgenommen.¹⁷⁵ Im gesamten UCTE Verbund stehen 3000 MW zur Verfügung.¹⁷⁶ Die maximale Veränderung der Einspeisungen pro 1000 MW installierter Leistung Windenergie liegt nach empirischen Untersuchungen in Dänemark bei 4,1 MW/Minute und in Deutschland bei 6,6 MW/Minute.¹⁷⁷ Dieses ergibt bei den in Deutschland zur Zeit installierten ca. 18.000 MW eine maximale Veränderung von 119 MW/Minute. Da die Primärreserve nach 30 Sekunden bereits durch die Sekundärreserve abgelöst werden soll und eine Änderung der Leistung mit einem maximalen Faktor nur in wenigen Ausnahmesituationen auftritt, ist zur Zeit kein zusätzlicher Bedarf an Primärregelleistung erforderlich.¹⁷⁸ Auch die in der dena-Studie berücksichtigten Ausbauszenarien machen keinen zusätzlichen Bedarf an Primärregelleistung erforderlich.¹⁷⁹

Bei der Ermittlung der erforderlichen Kapazitäten der **Sekundär- und Tertiärreserve** ist der Bedarf allerdings weniger eindeutig. Modellrechnungen zur Ermittlung

¹⁷⁵ Für eine ausführliche Darstellung der unterschiedlichen Reservearten vgl. Kapitel 2.3.

¹⁷⁶ Die Vorhaltung von Primärreserve erfolgt koordiniert in der UCTE, in Deutschland werden 656 MW Primärregelenergie vorgehalten.

¹⁷⁷ Vgl. Ackermann und Morthorst (2005).

¹⁷⁸ Vgl. Dany (2000) S. 7ff.

¹⁷⁹ Vgl. dena (2005) S. 252.

der tatsächlich erforderlichen Reservekapazitäten aufgrund der installierten Windkraft kommen zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen. Heinzow u. a. (2006) stellen fest, dass bei einer Durchdringungsrate von 30% bereits 90% der prognostizierten Windstrommenge durch Sekundär- und Tertiärreserve vorgehalten werden muss.¹⁸⁰ Holttinen (2004) hingegen untersucht für den skandinavischen Markt eine Durchdringung von 10% und ermittelt einen Reservebedarf von 2,5–4% der prognostizierten Leistung.¹⁸¹ Eine isolierte Betrachtung der EEG-Prognosefehler ist nicht geeignet, um den tatsächlichen Reservebedarf zu bestimmen, der aus den EEG-Einspeisungen resultiert, daher werden zunächst die Faktoren, durch die die Höhe der Reserve bestimmt wird, dargestellt:

- **Systemsicherheit:** Sie gibt an, mit welcher Wahrscheinlichkeit der ÜNB nicht in der Lage ist, ein Regelzonensaldo zu kompensieren. Eine Kennzahl für die Versorgungssicherheit ist der erwartete Lastabwurf (Loss-of-load expectation (LOLE)) für einen bestimmten Zeitraum. Diese berechnet sich mit Hilfe der Wahrscheinlichkeit (P), dass zu einem bestimmten Zeitpunkt (i) die Reserve (K) nicht ausreicht, um die nachgefragte Menge zu decken:¹⁸²

$$LOLE = \sum_{i=1}^n P_i(K_i < L_i).$$

Wird ein hoher LOLE-Wert als ausreichend sicher für das System befunden, verringert sich sowohl der positive als auch der negative Regelenergiebedarf.

- **Kraftwerksausfälle:** Die Summe aus Sekundär- und Tertiärreserve muss ausreichen, um den ungeplanten Ausfall des größten Kraftwerksblock in der Regelzone zu kompensieren. Hierfür muss positive Reserve vorgehalten werden.
- **Prognosefehler EEG:** Als dritter Faktor kommen die Prognosefehler aus schwankenden Einspeisungen aus dem EEG hinzu. Da diese sowohl positiv als auch negativ sein können, ist eine Vorhaltung von positiver und negativer Leistung erforderlich.
- **Lastprognosefehler:** Lastprognosefehler sind unerwartete Abweichungen der Last. Das veränderte Verhalten der Endverbraucher hat Abweichungen in den Bilanzkreisen zur Folge. Da die Abweichungen den Regelzonensaldo in beide

¹⁸⁰ Vgl. Heinzow u. a. (2006) S. 71.

¹⁸¹ Vgl. Holttinen (2004) S. 48.

¹⁸² Vgl. Billinton und Allan (1996) und Milligan und Porter (2005).

Richtungen verändern können, resultiert hieraus die Verpflichtung zur Vorhaltung von positiver und negativer Regelenergie.

Bei der Bestimmung der Höhe des ersten Faktors spielt die gesetzlich geforderte **Systemsicherheit** eine wichtige Rolle. Der LOLE-Wert muss durch den Gesetzgeber aufgrund von technischen Vorgaben festgelegt werden. Hier liegt lediglich eine Empfehlung der Deutschen Verbundgesellschaft, der Vorgängerorganisation des Verbandes der Netzbetreiber, aus der Zeit vor der Liberalisierung vor. Hiernach sollte jedes Verbundunternehmen die LOLE-Werte auf maximal 7% beschränken, was zu einer gesamtdeutschen Wahrscheinlichkeit von 0,1 % führt. Ebenso wie bei der Diskussion um den erforderlichen Kernanteil der Sekundärreserve wird deutlich, dass sich der Gesetzgeber nur unzureichend um die technischen Details der Liberalisierung des Strommarktes gekümmert hat. Eine fehlende Vorgabe zur Systemsicherheit führt zu einem erheblichen Interpretationsspielraum bei der Bestimmung der erforderlichen Reserve. Alle Prognosen für die Ermittlung der erforderlichen Kapazitäten müssen demnach eine Annahme bezüglich der Systemsicherheit treffen.

Als zweiter Einflussfaktor gilt es, die **Ausfallwahrscheinlichkeiten** von thermischen Kraftwerken abzuschätzen. Die Ausfallwahrscheinlichkeit ist von Alter, Größe und Typ der Anlage abhängig. Die erforderlichen technischen Details bieten einen breiten Spielraum für Annahmen. Ein Einfluss der erneuerbaren Energien auf die Ausfallwahrscheinlichkeit von Kraftwerken ist aufgrund der geringeren Anlagengröße und der geographischen Verteilung der Anlagen nicht gegeben. Es besteht keine Gefahr, dass ein Ausfall von regenerativen Anlagen ähnliche Ausmaße wie der Ausfall eines konventionellen Kraftwerks erreicht. In allen Regelzonen befinden sich Großkraftwerke auf Braunkohle- oder Kernenergiebasis mit einer installierten Leistung von über 1000 MW. Die in diesem Zusammenhang häufig geäußerte Problematik der kollektiven Abschaltung von Windkraftanlagen aufgrund von Sturm, bei der sich die Erzeugung der Anlagen bei zu starken Winden schlagartig von ihrer Maximallast auf Null reduziert, ist bei modernen Anlagen behoben. Statt einer automatischen Abschaltung wird die Leistung durch Verringerung der Drehzahl reduziert. Dieses geschieht durch Herausdrehen der Rotorblätter aus dem Wind.¹⁸³ Das Risiko von größeren Ausfällen regenerativer Erzeugungskapazitäten kann allerdings durch geplante offshore Anlagen und deren Anschluss durch wenige Seekabel entstehen.

¹⁸³ Vgl. Heier (2005) S. 74ff.

Auch die Ermittlung der **Prognosefehler** der Einspeisung von erneuerbaren Energien und der Last sind von konzeptionellen Unsicherheiten betroffen. So ist nicht klar, welcher Prognosezeitraum relevant ist. Der day-ahead Prognosefehler ist wesentlich höher als der Prognosefehler zum Zeitpunkt des gate closure. Weder bei der Last noch bei den Einspeisungen der regenerativen Energien, insbesondere für die relevante Windenergie, liegen bundesweite Prognosen vor.

Der Einfluss dieser Faktoren kann mit Hilfe einer Wahrscheinlichkeitsverteilung skizziert werden. Abbildung 3.7 macht deutlich, dass aufgrund von Kraftwerksausfällen die Wahrscheinlichkeit von extremen Ausprägungen für einen positiven Regelzonensaldo (Entnahme > Einspeisung) größer ist als für einen negativen Regelzonensaldo. Der LOLE-Wert bestimmt die Größe der grau markierten Bereiche rechts von x_{pos} und links von x_{neg} . Dieses hat zur Folge, dass der ÜNB mehr positive als negative Reserven vorhalten muss.

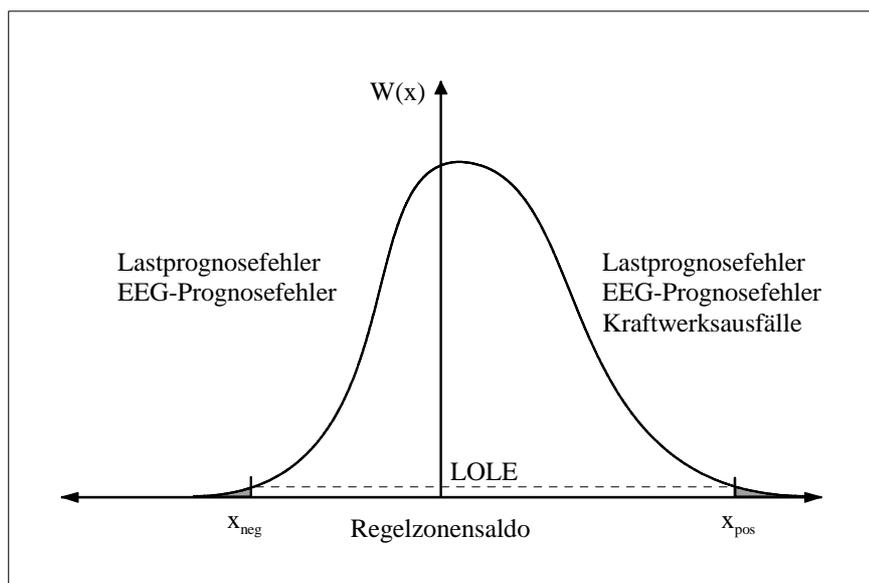


Abbildung 3.7: Wahrscheinlichkeitsverteilung des Regelzonensaldos.

Quelle: Eigene Darstellung.

Dieses spiegelt sich auch in der vorgehaltenen Reserve der vier deutschen ÜNB wider. Insgesamt halten diese in der Summe aus Sekundär- und Tertiärreserve 6640 MW positive und 4630 MW negative Reserveleistungen vor. Somit werden über 2000 MW für den Ausgleich von Kraftwerksausfällen bereitgehalten.

Auch wenn aufgrund der oben geschilderten Problematik keine Schätzung des Regelenergiebedarfs vorgenommen wird, soll der Prognosefehler der Windenergie mit dem

der Last verglichen werden, um eine Einschätzung der Größenordnung zu liefern. Der day-ahead Lastprognosefehler wird als normalverteilt mit einer Standardabweichung von $\sigma_{LF} = 2\%$ angenommen.¹⁸⁴ Wird des Weiteren die veraltete Vorgabe der deutschen Verbundgesellschaft mit einem LOLE von 0,1% angenommen, dann ergibt sich eine maximale Abweichung von 0,055%, was zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast mit einer Last von 83.000 MW zu einem maximalen Prognosefehler in Höhe von 4.692 MW führt.

Für die Höhe des Windprognosefehler liegen Daten für eine Untersuchung der day-ahead Prognosefehler der deutschlandweiten Windeinspeisungen im ersten Halbjahr 2006 (Januar–Juni) vor. Aus den 181 Tagen des ersten Halbjahres ergeben sich 4287 stündliche Ausprägungen.¹⁸⁵

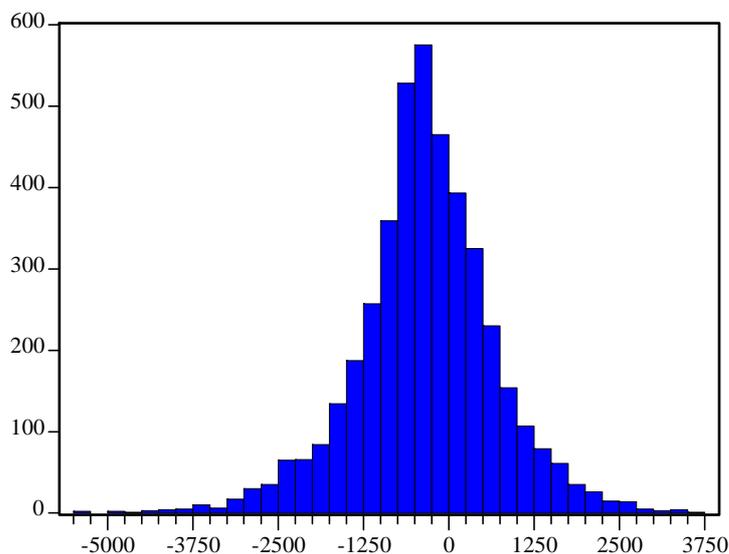


Abbildung 3.8: Histogramm day-ahead Windprognosefehler im 1. Halbj. 2006.

Quelle: Eigene Darstellung, Daten EEX.

Die Prognosefehler sind nicht normalverteilt, sondern weisen, wie in Abbildung 3.8 zu sehen ist, einen rechtsschiefen Verlauf auf. An der Kurtosis > 3 zeigt sich, dass es eine Häufung von geringen Prognosefehlern gibt. Die Standardabweichung des Prognosefehlers betrug 5,58%, bezogen auf die installierte Leistung.¹⁸⁶ Der maximale day-ahead-Prognosefehler im Untersuchungszeitraum, bezogen auf die installierte Windenergieleistung von 18.286 MW, beträgt -29% (-5.349 MW) und +19% (+3.547 MW).

¹⁸⁴ Vgl. Dany (2000) und dena (2005).

¹⁸⁵ Erhebungsfehler bei den Daten am 16.01, 18.01 und 11.04. verringern die Stundenzahl der 4343 Stunden des Halbjahres.

¹⁸⁶ Mit $\sigma = 1020,65$ und einer installierten Leistung zum 1.1.2005 von 18.286 MW.

Dieses ist ein relativ geringer Prognosefehler im Vergleich zu anderen Studien. Die dena (2005) stellt für das Jahr 2003 eine Abweichung von -27% und +41% in Deutschland fest. Brückl (2005) ermittelt für den Zeitraum 2001–2003 in der e.on Regelzone eine Abweichung von -64% und +59%. Die Unterschiede können entweder an den längeren Untersuchungszeiträumen oder an einer Verbesserung der Prognosetechnik liegen. Eine systematische Häufung positiver oder negativer Prognosefehler kann nicht festgestellt werden.

Dieses Beispiel macht deutlich, dass die Windenergieprognosefehler ein ähnliches Ausmaß wie die Lastprognosefehler haben und diese gelten gemeinhin als sehr gut beherrschbar. Allerdings werden die Prognosefehler aus der Windenergieerzeugung mit zunehmendem Ausbau die Prognosefehler der Last dominieren, sodass eine weitere Vorhaltung von Reserveleistungen erforderlich wird. In welchem Ausmaß sich der Reservebedarf beispielsweise durch den Bau von Offshore-Windparks verändert, ist nicht zuverlässig zu prognostizieren. Verbesserte Prognosen führen in jedem Fall zu einem verringerten Regelenergiebedarf.

Die Anforderungen sind für positive und negative Reserve unterschiedlich. Bei der negativen Reserveleistung wirkt sich der Prognosefehler der Windenergie auch bei einer geringen Durchdringungsrate auf den Reservebedarf aus. Bei der positiven Regelenergie tritt dieser Effekt deutlich später auf, da die Wahrscheinlichkeit für das simultane Auftreten eines Kraftwerksausfalls, einem negativen Lastprognosefehler und einem negativen Windprognosefehler sehr gering ist. Mit steigender Durchdringungsrate ist mit einem zunehmenden Bedarf an Sekundär- und Tertiärreserve zu rechnen, wobei sich dieser Effekt zunächst auf die negative und später auf die positive Reserve auswirkt.

Die aktuelle Durchdringungsrate hat noch keinen gesteigerten Bedarf an Regelenergie zur Folge. Dieses ist auch daran zu erkennen, dass sich die Windenergieeinspeisungen in den letzten fünf Jahren mehr als verdoppelt haben, ohne dass zusätzliche Reservekapazitäten vorgehalten werden mussten. In statistischen Untersuchungen, die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt wurden, lässt sich kein signifikanter Zusammenhang zwischen Prognosefehler und Regelzonensaldo feststellen.

3.3 Folgen für den Kraftwerkspark

Erneuerbare Energien können nicht im vollen Umfang ihrer installierten Leistung konventionelle Erzeugungskapazitäten ersetzen. Daher sind Kraftwerke erforderlich, die beispielsweise in windschwachen Zeiten die Last decken.

Der Leistungskredit gibt an, wie hoch die als gesichert anzusehende Kapazität erneuerbarer Energien ist und auf welchen Teil des konventionellen Kraftwerksparks daher dauerhaft verzichtet werden kann. Die restlichen Kapazitäten können im Kraftwerkspark nicht ersetzt werden. Ein verbreitetes Verfahren zur Ermittlung des Leistungskredits ist die Methode des thermischen Äquivalents. Hierbei wird untersucht, auf welche thermische Kapazität verzichtet werden kann, wenn beispielsweise beim Ausbau der Windenergie die gleiche Versorgungssicherheit erreicht werden soll wie ohne Windenergie.

Um den Leistungskredit der Windkapazitäten zu bestimmen, wird die Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung der Windenergie berechnet und dann ermittelt, wie hoch die Kapazität an konventioneller Erzeugung sein muss, um die gleiche Versorgungssicherheit zu erzielen. Die Differenz ist zugleich der Anteil, um den die konventionellen Kapazitäten reduziert werden können. Als Maßzahl für die Versorgungssicherheit wird der LOLE-Wert zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast genutzt.¹⁸⁷ In der dena-Netzstudie wird mit diesem Verfahren eine gesicherte Leistung für das Jahr 2003 zwischen 7% und 9% ermittelt.¹⁸⁸ In einer anderen Arbeit stellt Dany (2000) einen Leistungskredit für windschwache Binnenstandorte von 5% und für extrem windreiche Offshore-Standorte von über 60% fest. Brückl (2005) sieht den Leistungskredit der in Deutschland installierten Anlagen zwischen 6 und 10%. Bei einer installierten Leistung von 18.428 MW in Deutschland und einem Leistungskredit zwischen 5% und 10%, beträgt die als gesichert zu betrachtende Leistung somit zwischen 921 und 1842 MW.

Der Leistungskredit nimmt mit zunehmender Durchdringung der Windenergie ab, da mit steigender Leistung die Ausfallwahrscheinlichkeit des gesamten Systems durch die Windenergie bestimmt wird und somit die Windenergie durch Windenergie abgesichert wird. Dieser Effekt erreicht bereits bei einer installierten Leistung von 20% der

¹⁸⁷ Die Jahreshöchstlast wird als Zeitpunkt der höchsten Lastabwurfwahrscheinlichkeit genutzt. In Deutschland ist dieses in der Regel ein Nachmittag im November oder Dezember.

¹⁸⁸ Vgl. dena (2005) S. 245ff.

Höchstlast die Hälfte des Wertes einer Durchdringung von 100 %.¹⁸⁹ Daher nimmt der Leistungskredit auch mit zunehmender geographischer Ausdehnung des Gebietes zu, da so die Korrelation zwischen den WKA verringert werden kann. Ebenfalls positiv auf den Leistungskredit wirken sich eine hohe Korrelation der Windenergie mit der Last, eine verbesserte Technologie (Nabenhöhe) und bessere Windverhältnisse (offshore) aus.

Ein Großteil der installierten Leistung von Windkraftanlagen benötigt somit thermische Kraftwerke, die eine Stromerzeugung bei ungünstigen meteorologischen Bedingungen übernehmen können.

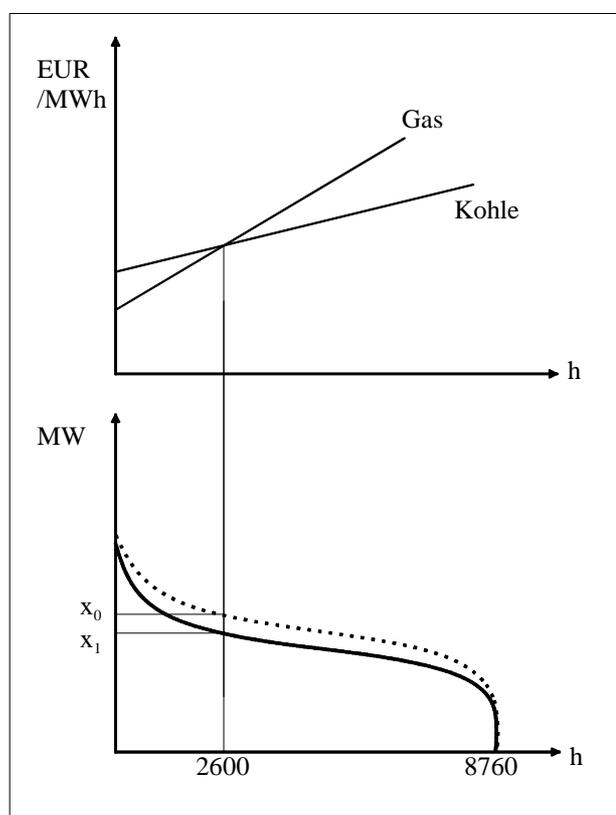


Abbildung 3.9: Struktur des Kraftwerksparks mit EEG-Einspeisungen.

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Auswirkungen der Einspeisung regenerativer Energien auf den konventionellen Kraftwerkspark werden anhand von Abbildung 3.9 deutlich. Im unteren Teil der Abbildung ist die durch konventionelle Betreiber zu deckende Restnachfrage in Form einer Jahreslastkurve dargestellt. Die Lastkurve verschiebt sich wegen der EEG-Einspeisungen nach unten, ohne dass sich die maximale Last wesentlich verringert.

Die Auswirkungen auf den Kraftwerkspark können mit *screening-Kurven* beschrieben

¹⁸⁹ Vgl. Dany (2000) S. 83.

werden.¹⁹⁰ Beispielhaft sei hier der Vergleich von zwei Technologien, die als Kohle und Gas bezeichnet werden, angenommen. Bis zu einem jährlichen Einsatz von 2600 Stunden ist die Gastechnologie wegen der geringen Fixkosten kostengünstiger. Erfolgt der Einsatz über einen längeren Zeitraum, ist hingegen eine Stromerzeugung aus Kohle effizient. In einer Situation ohne erneuerbare Energien (gepunktete Lastkurve) besteht der kostenminimale Kraftwerkspark zu x_0 aus Kohlekraftwerken. Durch die veränderte Lastkurve verringert sich der Anteil der Kohlekraftwerke am effizienten Kraftwerkspark auf x_1 . Der Anteil der Gaskraftwerke nimmt zu.

Allerdings können durch die technischen Anforderungen der erneuerbaren Energien an den Kraftwerkspark weitere Kosten entstehen. Die in der vorangegangenen Abbildung 3.9 untersuchte Situation berücksichtigt lediglich die Fixkosten und die variablen Kosten. Bei der Ermittlung des optimalen Kraftwerksparks sind allerdings auch die technischen Restriktionen, wie die Flexibilität und die Anfahrtsdauer (*ramp rate*) der Kraftwerke, zu berücksichtigen. Neben dem in Abbildung 3.10 A dargestell-

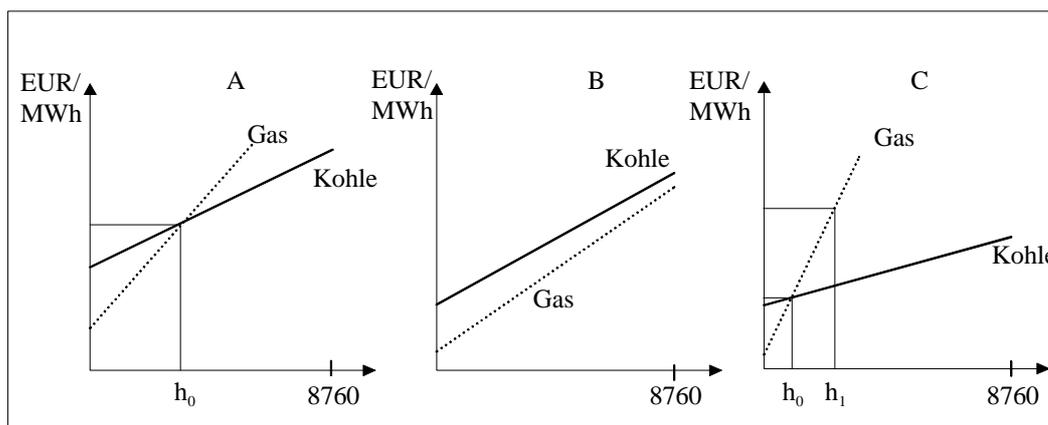


Abbildung 3.10: Screening Kurven und technische Flexibilität.

Quelle: Eigene Darstellung.

ten Standardfall ist auch der Fall 3.10 C zu berücksichtigen. Der Einsatz der flexiblen Gaskraftwerke ist aus ökonomischen Gründen nur in h_0 Stunden effizient. Durch die technische Flexibilität, die von der Kohletechnologie nicht geboten wird, ist allerdings ein Einsatz in h_1 Stunden erforderlich. In einer Situation, in der die flexible Technologie immer günstiger ist als die inflexible (Abbildung 3.10 B), entsteht dieses Problem nicht, da der Kraftwerkspark in jedem Fall den technischen Anforderungen genügt. Es sind auch andere Situationen denkbar als die durch die historische Konstellation der Marktpreise im Normalfall verwendeten Screening Kurven. Eine Abschätzung der

¹⁹⁰ Vgl. Abschnitt 1.1.

Auswirkungen auf den Kraftwerkspark ist somit nur möglich, wenn neben den ökonomischen Aspekten auch die technischen Prozesse berücksichtigt werden. Genügt der optimale Kraftwerkspark nicht den technischen Anforderungen, muss von dem ökonomisch optimalen Kraftwerkspark abgewichen werden und es entstehen zusätzliche Kosten.

Eine Folge der Einspeisung regenerativer Energien ist, dass der Anteil der Kraftwerke mit hohen variablen Kosten und geringen Fixkosten am kostenminimalen Kraftwerkspark zunimmt. Da nur ein geringer Teil der Kapazitäten als gesichert angenommen werden kann, stellen die EEG-Einspeisungen höhere Anforderungen an die Flexibilität der Erzeugungsanlagen, da Kraftwerke zur Deckung der Last bei meteorologisch ungünstigen Bedingungen bereitgehalten werden müssen. Durch die Flexibilitätsanforderungen können zusätzliche Kosten im Vergleich zum optimalen Kraftwerkspark entstehen.

3.4 Auswirkungen auf die Strommärkte

Die Vermarktung erneuerbarer Energien erfolgt in einem System fixer Einspeisevergütungen in der Regel nicht direkt durch die Erzeuger, sondern indirekt über den ÜNB. Eine aktive Vermarktung des EEG-Stroms durch die Erzeuger oder den ÜNB ist nicht erforderlich, da die Weiterverteiler verpflichtet sind, ihren Anteil in Höhe der EEG-Quote abzunehmen.

Die Auswirkungen auf die Spot- und Terminmärkte sind durch diese gesetzlichen Vorgaben bestimmt. Des Weiteren werden die Instrumente für den Ausgleich von Prognosefehlern vorgestellt und die Bedingungen für eine kostenminimale Integration der erneuerbaren Energien vorgestellt.

3.4.1 Der Terminmarkt

Der Terminmarkt wird in den börslichen Handel mit finanzieller Erfüllung und den außerbörslichen Handel mit physischer Erfüllung unterteilt. Der börsliche Handel dient dazu, die Schwankungen auf dem Spotmarkt abzusichern. Der Handel mit physischer Erfüllung hat neben der Absicherungs- auch eine Beschaffungsfunktion, da es zu einer tatsächlichen Lieferung kommt.

Die EEG-Lieferungen entsprechen einem Termingeschäft mit physischer Erfüllung. Die Weiterverteiler erhalten durch das EEG eine monatliche Bandlieferung in Höhe der EEG-Quote, die sie zum durchschnittlichen Vergütungspreis zu erwerben haben. Für einen Weiterverteiler entspricht die EEG-Lieferung einem monatlichen Base-Future mit physischer Erfüllung, da er unabhängig von den tatsächlichen Einspeisungen eine Lieferung in Höhe der EEG-Quote erhält. Die Nachfrage nach Long-Positionen zur Kaufabsicherung auf dem Terminmarkt verringert sich demnach. Dieses entspricht einer Verringerung der Terminmarktpreise, da die Erzeuger bereit sind, einen höheren Abschlag auf den erwarteten Spotmarktpreis zu akzeptieren. In wie weit dieses durch eine eventuell höhere Volatilität auf dem Spotmarkt aufgrund von EEG-Einspeisungen kompensiert wird, lässt sich nicht sagen.

Die Erzeuger für erneuerbare Energien erhalten eine Absicherung ihrer Einspeisungen für einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren. Diese Absicherung wird häufig als einer der Gründe für den Erfolg des EEG angeführt. Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien ist mit keinerlei Preisrisiken verbunden. Dieses stellt eine indirekte Subventionierung der EEG-Einspeisungen dar. Von Seiten der Erzeuger besteht kein Bedarf, die Einspeisungen am Terminmarkt abzusichern.

Durch die verpflichtende Abnahme und die Preisgarantien des EEG sind die Auswirkungen der EEG-Einspeisungen auf den Terminmarkt gering. Am signifikantesten ist die abnehmende Nachfrage nach Kaufabsicherungen bei einer Ausweitung der EEG-Einspeisungen.

3.4.2 Der day-ahead-Markt

Im Rahmen dieser Arbeit wird lediglich die Großhandelsebene betrachtet, allerdings sind bei der Untersuchung der Auswirkungen auf den day-ahead-Markt auch die Rückwirkungen vom Endverbrauchermarkt zu berücksichtigen.

Wegen der Vorrangregelung und der geringen Grenzkosten der Erzeugung ist Strom aus Wind, Photovoltaik und Laufwasser auf der untersten Stufe der *Merit Order* einzuordnen, was zu einer Verschiebung der konventionellen Angebotskurve nach rechts führt. In der Abbildung 3.11 wird dieser Effekt durch einer Verschiebung von S_0 nach S_1 gezeigt. Als direkte Wirkung verringert sich der Marktpreis von p_0 auf p_1 . Die insgesamt nachgefragte Menge weitet sich von x_0 nach x_1 aus. Allerdings müssen bei einer preiselastischen Nachfrage auch die Reaktionen der Endverbraucher berück-

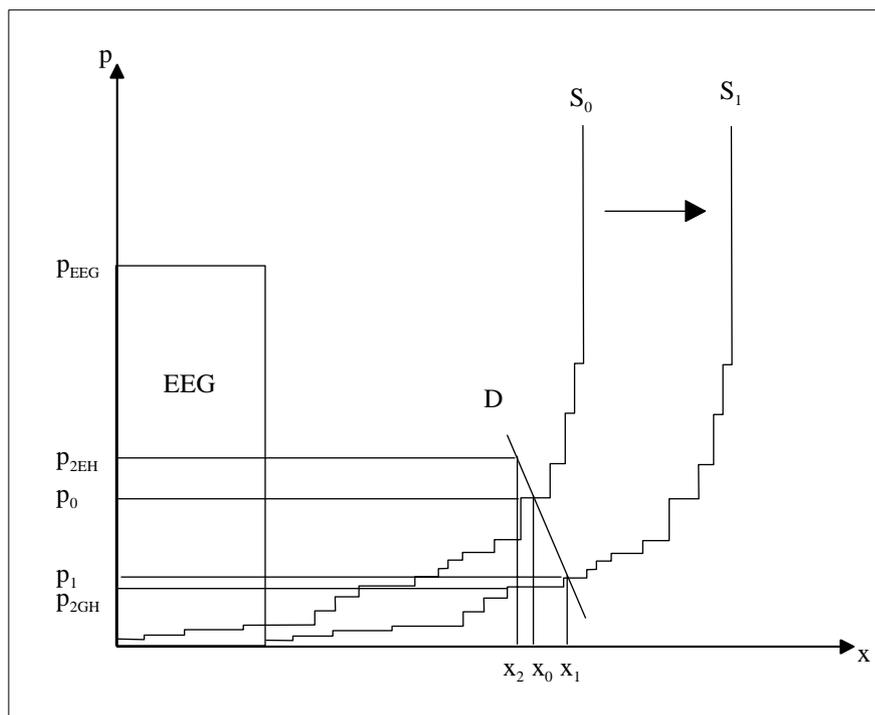


Abbildung 3.11: Auswirkungen auf den Spotmarkt.

Quelle: Eigene Darstellung.

sichtigt werden. Die EEG-Einspeisungen werden mit dem Fördersatz p_{EEG} vergütet. Da dieser über dem ursprünglichen Preisniveau liegt, erhöht sich der Endverbraucherpreis von p_0 auf p_{2EH} . Aufgrund dieser Preissteigerung bei den Endverbrauchern kommt es zu einer Nachfragereduktion auf dem Großhandelsmarkt auf die Menge x_2 . Als Folge hiervon stellt sich der neue Großhandelspreis bei p_{2GH} ein.¹⁹¹ Die Differenz zwischen p_{2EH} und p_{2GH} dient dazu, die zusätzlichen Kosten aus dem EEG für die Endverbraucher zu decken.

Ob es insgesamt zu einer Nachfrageausweitung oder einer Nachfragereduktion kommt, ist nicht eindeutig zu ermitteln. In jedem Fall ist ein negativer Zusammenhang zwischen den EEG-Einspeisungen und den Großhandelspreisen zu erwarten. Außerdem kommt es zu einer geringeren Nachfrage nach konventionell erzeugter Energie, was der gewünschte Effekt der Förderung regenerativer Energien ist.

In Deutschland ist dieser Zusammenhang zwischen Einspeisungen erneuerbarer Energien und Marktpreis allerdings kurzfristig nicht zu beobachten, da die Vermarktung

¹⁹¹ Diese Betrachtung gilt für sämtliche Abgaben, die von den Verbrauchern zusätzlich zum Strompreis erhoben werden, hierzu zählen die Konzessionsabgabe, die Netznutzungsentgelte und die KWK-Umlage. Eine Verringerung der Großhandelspreise muss somit nicht zwingend zu niedrigeren Endverbraucherpreisen führen. Wobei in Deutschland die Unternehmen mit Sonderregelungen, wie der Härtefall-Regel im EEG, von den Zusatzbelastungen weitestgehend ausgenommen sind.

des EEG-Stroms nicht über den day-ahead-Markt erfolgt, sondern die Liefermengen über die EEG-Quote festgelegt werden. Der day-ahead Markt ist das zentrale Instrument zur Transformation der schwankenden Einspeisungen in eine Bandlieferung. Da am day-ahead-Markt die eingespeisten Mengen für den Liefertag noch nicht bekannt sind, basieren alle Geschäfte auf Prognosen. Liegen die prognostizierten Einspeisungen für den Folgetag oberhalb der Quote kommt es zu einem zusätzlichen Angebot auf dem Spotmarkt (Vgl. Abbildung 3.12). Liegen die prognostizierten Einspeisungen

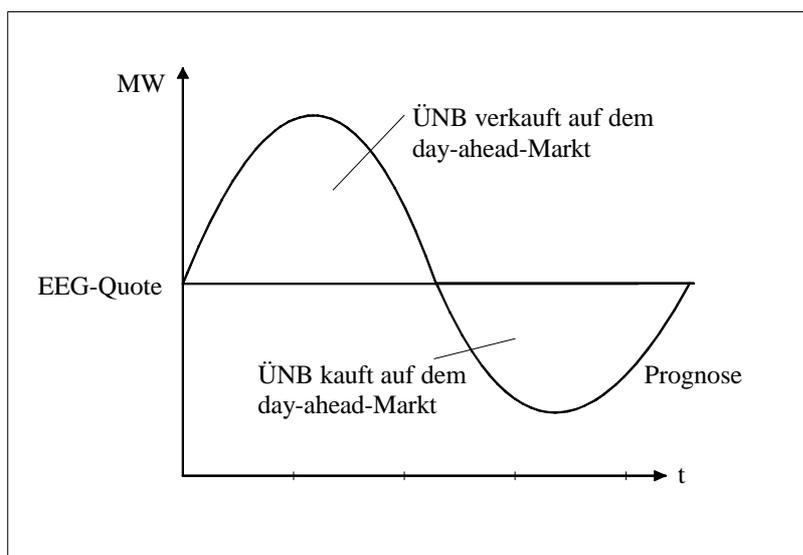


Abbildung 3.12: Bandbildung durch Handel auf dem day-ahead-Markt.

Quelle: Eigene Darstellung.

hingegen unterhalb der Quote, ist eine Beschaffung von Strom erforderlich.

Aus der Theorie ergibt sich somit sowohl kurzfristig als auch langfristig ein negativer Zusammenhang zwischen den um die Quote verringerten prognostizierten Einspeisungen und dem Spotmarkt. Die Hypothese für die folgende ökonometrische Untersuchung lautet demnach, dass die Windenergieeinspeisungen, korrigiert um die EEG-Quote, einen negativen Einfluss auf die day-ahead-Marktpreise der EEX haben.

Als Untersuchungszeitraum wird das 1. Halbjahr 2006 (1. Januar bis 30. Juni) gewählt. Da am Wochenende an der EEX nicht gehandelt wird und der direkte Einfluss der Prognosen am Tag des Handels untersucht werden soll, können lediglich die Wochentage von Dienstag bis Samstag mit einbezogen werden. Der verwendete Datensatz umfasst somit 128 Ausprägungen.¹⁹²

Auch wenn die Prognosen für die Windstromerzeugung in einem Stundenraster vor-

¹⁹² Die Daten von Dienstag, 11. April 2006 konnten aufgrund fehlender Prognosen von EnBW nicht verwendet werden.

liegen, werden diese Daten zu Tagesmittelwerten verdichtet. Aufgrund von Hinweisen aus der Praxis entspricht dieses dem Verhalten in den Handelsgesellschaften. Hier werden unterschiedliche Strategien genutzt, je nachdem ob ein „windarmer“ oder ein „windreicher“ Tag prognostiziert wird. Als Referenzwert an der EEX wird der Phelix-Base verwendet.¹⁹³

Die um die EEG-Quote verringerten Windeinspeisungen weisen einen signifikanten Zusammenhang mit den day-ahead-Preisen auf.¹⁹⁴ Das R^2 ist mit 0,1881 relativ gering, was jedoch aufgrund der vielfältigen Einflussfaktoren auf den Strompreis nicht verwunderlich ist. Auch eine Untersuchung mit logarithmierten Werten führt nicht zu einem aussagekräftigeren Ergebnis.

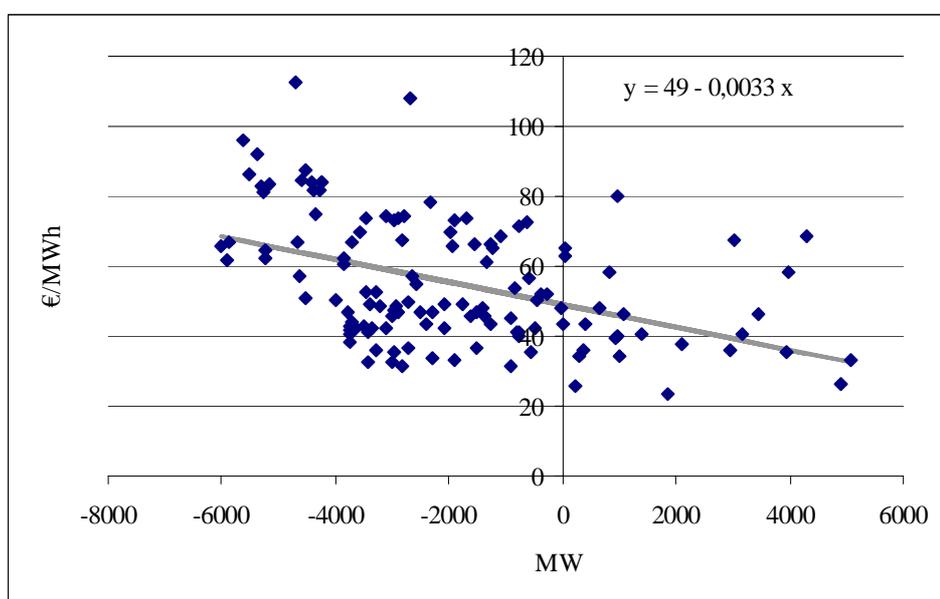


Abbildung 3.13: Prognose abzgl. EEG-Quote und day-ahead-Preis.

Quelle: Eigene Darstellung.

Die in der Abbildung 3.13 abgetragene Regressionsgerade zeigt, dass eine um 1000 MW höhere Windstromprognose eine Verringerung des täglichen EEX-Phelix-Base um 3,3 Euro/MWh zur Folge hat.¹⁹⁵

¹⁹³ Hierbei handelt es sich um den durchschnittlichen Tagespreis.

¹⁹⁴ Da die Daten Autokorrelation und Heteroskedastizität aufweisen, war eine Überprüfung der Signifikanz dieser Aussagen mit dem Newey-West-Schätzer erforderlich. Dieser führt auch bei Autokorrelation und Heteroskedastizität zu konsistenten Ergebnissen. Vgl. Greene (2003) S. 200ff.

¹⁹⁵ Neubarth u. a. (2006) führen eine ähnliche Analyse für den Zeitraum vom 1. September 2004 bis 31. August 2005 durch. Die Autoren können einen statistisch signifikanten Zusammenhang nachweisen, wobei sie einen direkten Vergleich der prognostizierten Einspeisungen mit den Spotmarktpreisen durchführen. Somit ist das verwendete Modell falsch spezifiziert, da der Einfluss der EEG-Quote nicht berücksichtigt wird. Ein direkter Vergleich der prognostizierten Einspeisungen mit den Spotmarktpreisen führt im hier betrachteten Zeitraum ebenfalls zu einem signifikanten Zusammenhang. Allerdings ist das angepasste R^2 mit 0,01059 sehr gering.

Das Ausmaß des Handels an der EEX wird durch die Güte der Prognose der EEG-Quote bestimmt. Wie allerdings in Abschnitt 3.1.5 dargestellt, wird die EEG-Quote einen Monat im Voraus prognostiziert. Außerdem fließen die Prognosefehler der Vormonate mit ein. Durch dieses Verfahren erhöht sich der Handelsbedarf am day-ahead-Markt und somit auch die Kosten für die Erstellung des Bandes, da nicht die bestmögliche Schätzung bei der Ermittlung der Quote zugrunde gelegt wird.

Grundsätzlich verringert die indirekte Vermarktung durch den ÜNB den Handel auf dem Spotmarkt. Die maximal verkaufte Menge wird durch die installierte Leistung x_{max} , verringert um die EEG-Quote x_{EEG} , bestimmt. Der Einkauf auf dem Markt entspricht maximal der EEG-Quote x_{EEG} , wenn keine Einspeisung prognostiziert wird. Somit ist die preistreibende Wirkung der EEG-Einspeisungen nach oben hin gedeckelt. Preisausschläge nach unten sind lediglich durch die installierte Leistung begrenzt. Die EEG-Einspeisungen sind somit nicht für das Auftreten von Preisspitzen verantwortlich. Lediglich Preisausschläge nach unten können durch sehr hohe Einspeisungen verursacht werden. Dieses kann auch zu einer Steigerung der Volatilität führen, die allerdings statistisch nicht nachgewiesen werden kann.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die verpflichtende Abnahme des EEG-Stroms dazu führt, dass der day-ahead-Markt lediglich zur Transformation der prognostizierten Einspeisungen in ein konstantes Band genutzt wird. Durch die indirekte Vermarktung des Stromes durch den ÜNB verringert sich das Handelsvolumen auf die Differenz der prognostizierten Einspeisungen zur EEG-Quote. Dennoch lässt sich empirisch ein signifikanter negativer Zusammenhang zwischen den prognostizierten Einspeisungen und dem day-ahead Marktpreis feststellen.

3.4.3 Ausgleich von Prognosefehlern

Als Prognosefehler werden Fahrplanabweichungen zum Zeitpunkt der Lieferung verstanden. Der Ausgleich verursacht Kosten, die im derzeitigen System über die Netznutzungsentgelte abgerechnet werden. Für den Ausgleich dieser Abweichungen stehen drei Instrumente zur Verfügung.

- **Ausgleichsenergie:** Wenn der Bilanzkreisverantwortliche keine weiteren Maßnahmen ergreift, wird der Bilanzkreissaldo durch Ausgleichsenergie kompensiert.

Als Regressionsgleichung ergibt sich $y=59-0,001x$.

siert. Je nach Regelzonensaldo führen die Differenzen zwischen der eingespeisten Menge und dem konstanten Monatsband zu Kosten oder Erlösen.

- **Innertagesmarkt:** Ein erheblicher Anteil der erwarteten Bilanzkreisdefizite oder -überschüsse lässt sich über den day-ahead-Markt abwickeln, indem überschüssige Mengen verkauft bzw. fehlende Mengen hinzugekauft werden. Lediglich Prognosefehler, die nach *gate closure* bekannt werden, können nicht mehr über den Innertagesmarkt ausgeglichen werden.
- **Dauerreserve:** Eine dritte Methode besteht in der Beschaffung eigener Reservekapazitäten für den Ausgleich von Prognosefehlern. Ein Einsatz kann beispielsweise zur Ablösung der Ausgleichsenergie erforderlich sein.

Eine effiziente Integration der erneuerbaren Energien liegt vor, wenn der ÜNB die kostenminimale Kombination dieser Instrumente wählt.

Für den Ausgleich von kurzfristigen Prognosefehlern besteht keine Alternative zur Ausgleichsenergie. Ob sich ein weiterer strategischer Einsatz von Ausgleichsenergie lohnt, ist von dem Preisbildungsverfahren abhängig. Das deutsche Preisbildungsverfahren führt dazu, dass eine Überspeisung des Bilanzkreises einen positiven Erwartungswert hat. Bei einer effizienten Kombination der Instrumente nutzt der ÜNB somit die Ausgleichsenergie im Wesentlichen für den Bezug negativer Ausgleichsenergie.

Ausgleichsenergie steht nur für einen Zeitraum von vier Viertelstunden nach dem Auftreten einer Abweichung zur Verfügung.¹⁹⁶ Ab diesem Zeitpunkt ist der Bilanzkreisverantwortliche für eine Kompensation des Bilanzkreisungleichgewichtes durch andere Instrumente verantwortlich. Da der ÜNB der Bilanzkreisverantwortliche für den EEG-Bilanzkreis ist, kommt ihm diese Aufgabe zu.

Die Kosten des Ausgleichs auf dem Innertagesmarkt sind von der Liquidität auf diesem Markt abhängig. Eine kostenminimale Strategie nutzt den Innertagesmarkt immer dann, wenn die Beschaffung günstiger als der Ausgleichsenergiemarkt ist.

Die Vorhaltung von Dauerreservekapazitäten ist hingegen auf jeden Fall teurer als die Nutzung von Ausgleichsenergie, da in die Preise von Ausgleichsenergie lediglich die Kosten für den Einsatz von Sekundär- und Tertiärreserve mit einfließen. Bei der Vorhaltung von eigenen Reservekapazitäten müssen zusätzlich die Leistungsprei-

¹⁹⁶ Vgl. §11 StromNZV.

se gezahlt werden, die bei der Ausgleichsenergie sozialisiert werden. Derzeit findet keine öffentliche Ausschreibung der Dauerreserve statt, sodass keine Aussage über deren Umfang gemacht werden kann. Die Beschaffung von Dauerreserve kann im Rahmen der Regelennergieauktionen oder separat hiervon erfolgen. In beiden Fällen sollten die Empfehlungen für die Ausgestaltung von mehrdimensionalen Auktionen aus Kapitel 2.3 beachtet werden. Die Abrechnung der ÜNB-Reserve und der Reserve für den EEG-Bilanzkreis sollte getrennt erfolgen. Bei der Diskussion um den erforderlichen Bedarf an Regelennergie aufgrund von Windenergieeinspeisungen kommt es gelegentlich zu einer gemeinsamen Betrachtung der ÜNB-Reserven und den EEG-Bilanzkreisreserven, die auch durch den ÜNB vorgehalten werden. Im Ergebnis wird die Vorhaltung beider Reservearten über die Netznutzungsentgelte abgerechnet, doch ist der Grund der Vorhaltung ein anderer.¹⁹⁷

Bilanzkreisabweichungen im EEG-Bilanzkreis werden vollständig sozialisiert und durch die Netznutzer getragen. Dieses setzt nicht die erforderlichen Anreize für eine effiziente Kombination der drei zur Verfügung stehenden Instrumente zum Ausgleich von Prognosefehlern. Insbesondere fehlen Anreize, die kurzfristigen Handelsmöglichkeiten am Spotmarkt zu nutzen. Das hieraus resultierende stärkere Gewicht auf der Ausgleichsenergie und der Dauerreserve führt zu einer doppelten Erhöhung der Netznutzungsentgelte. Zum einen sind höhere Leistungspreise für die Vorhaltung erforderlich und zum anderen sind die Arbeitspreise höher als bei einem Bezug über den Innertagesmarkt.

Da der Anlagenbetreiber nicht für die Kosten der Bandbildung aufkommen muss, hat er kein Interesse, an einer Verfeinerung der Prognosemechanismen mitzuwirken. Da auch der ÜNB nicht direkt die Kosten zu tragen hat, sondern diese über die Netznutzungsentgelte an die Netznutzer weiterwälzen kann, besteht auch für ihn nur ein geringer Anreiz, ein ausgereiftes Prognosesystem zu entwickeln.

¹⁹⁷ Der in der dena-Netzstudie ermittelte zusätzliche Regelennergiebedarf aufgrund von Windenergieeinspeisungen für das Jahr 2003 in Höhe von 2000 MW positiver Regelleistung und 750 MW negativer Leistung ist auf eine gemeinsame Betrachtung der ÜNB- und der Bilanzkreisreserve zurückzuführen, dass die Netzstudie bei der Ermittlung des Regelennergiebedarfs nicht nur die ÜNB-Reserve, sondern auch die Reserve für den EEG-Bilanzkreis berücksichtigt. Vgl. dena (2005) S. 263. In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass der ermittelte Bedarf an positiver Regelleistung entgegen der Theorie als mehr als doppelt so hoch wie der negative Bedarf eingeschätzt wird. Eine genauere Untersuchung des zugrunde liegenden BALANCE-WEA Modells ist aufgrund fehlender Veröffentlichung der Spezifikationen nicht möglich.

3.5 Kritische Betrachtung des EEG

Das EEG hat in Deutschland einen umfangreichen Ausbau der erneuerbaren Energien bewirkt. Allerdings ist die Förderung mit erheblichen Kosten verbunden.

Im Jahr 2005 betrug die Vergütung für EEG-Strom im Durchschnitt 95,30 Euro/MWh.¹⁹⁸ Allerdings haben diese Einspeisungen auch einen Wert. Aufgrund des im EEG implementierten Wälzmechanismus beläuft sich dieser auf den Future-Base-Kontrakt am 10. eines jeden Monats für den darauf folgenden Monat. Anhand der EEX Daten ergibt sich hieraus ein durchschnittlicher Wert der Einspeisungen von 43,48 Euro/MWh. Zusätzlich sind durch die dezentrale Einspeisung vermiedene Netznutzungsentgelte in Höhe von höchstens 5,00 Euro/MWh zu berücksichtigen.¹⁹⁹

Ohne die Berücksichtigung der Kosten für die Bandbildung, den Ausgleich von Prognosefehlern, die Vorhaltung von Regelernergie oder den Ausbau der Netze ergibt sich eine Fördersumme von 46,82 Euro/MWh. Bei einer Einspeisung von 45.447 GWh ergeben sich hieraus jährliche Mehrkosten in Höhe von 2,12 Milliarden Euro.

Der Wert der Einspeisungen wird dadurch verringert, dass Anlagenbetreiber mit steuerbaren Technologien (insbesondere Biomasse und in begrenztem Umfang Laufwasser) keine Anreize haben, ihre Erzeugung auf Hochpreiszeiten zu konzentrieren. Eine im EEG erzeugte kWh hat zu jedem Zeitpunkt den gleichen Wert, dieses führt zu einer relativen Bevorzugung von nicht steuerbaren Technologien.

Der derzeitige Ausbau der erneuerbaren Energien hat noch keinen bemerkenswerten Einfluss auf die Kosten der Reservehaltung, da das Ausfallrisiko von Kraftwerken und die Lastschwankungen die Prognosefehler des EEG noch dominieren. Die Verfahren zur Ermittlung der erforderlichen Reservemengen weisen insbesondere wegen der fehlenden gesetzlichen Vorgaben zur Systemsicherheit eine große Spannbreite auf. Da die Reserven allerdings für alle Kraftwerke vorzuhalten sind, ist eine Sozialisierung der Kosten der Vorhaltung, wie es das EEG vorsieht, aus ökonomischer Sicht nicht zu beanstanden.

Bei einem weiteren Ausbau, insbesondere der Windenergie, ist mit zusätzlichen Kosten für den Netzausbau zu rechnen. Dadurch, dass lediglich die direkten Netzan-

¹⁹⁸ Vom VDN geschätzte Werte. Die Abrechnung anhand der Wirtschaftsprüfer-Bescheinigungen liegt noch nicht vor.

¹⁹⁹ Salje (2005) S. 322 schätzt die vermiedenen Netznutzungsentgelte auf einen Wert unter 5% der Vergütungen, somit ist der hier angesetzte Wert von 5 Euro als Obergrenze zu verstehen.

schlusskosten durch die Betreiber der Anlagen getragen werden, entstehen weitere Kosten, die bei der Wertermittlung der EEG-Einspeisungen berücksichtigt werden müssen. Durch Aufteilung der Kosten entstehen Interessenkonflikte bei der Wahl der Netzanschlussebene. Durch die fehlende Koordination zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber kommt es zu Ineffizienzen beim Netzausbau, da nicht der Anschluss mit den geringsten Gesamtkosten gewählt wird. Problematisch ist zudem, dass die Kosten für eine Netzverstärkung nicht über alle Endverbraucher gleichmäßig verteilt werden, sondern je nach Regelzonen unterschiedlich hoch ausfallen.

Die Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf den Spotmarkt werden durch die Transformation in eine Bandlieferung durch den ÜNB abgemildert. Wie gezeigt werden konnte, besteht der Zusammenhang zwischen Windenergieeinspeisungen und dem Spotmarktpreis nur über die Differenz zur EEG-Quote. Eine seriöse Abschätzung, welche Kosten durch diese Bandbildung anfallen, ist allerdings aufgrund der Intransparenz im EEG nicht möglich. Um den Umfang dieser Aufgabe zu demonstrieren, werden die Abweichungen der Windenergieeinspeisungen von ihrem Mittelwert herangezogen. Die Daten liegen nicht für das Jahr 2005 vor, sodass zur Ermittlung eines Referenzwertes das erste Halbjahr 2006 betrachtet wird. Die mittleren stündlichen Einspeisungen betragen 3.032 MW mit einem Maximum von 14382 MW und einem Minimum von 73 MW. Das arithmetische Mittel der stündlichen absoluten Abweichungen beträgt 2.008 MW. Diese Menge muss im Durchschnitt in jeder Stunde des Jahres entweder gekauft oder verkauft werden, wenn die Windeinspeisungen an eine perfekte Quote angeglichen werden sollen. Dieses ergibt ein jährliches Handelsvolumen von 17.590 GWh mit einem Wert von knapp unter einer Milliarde Euro. Allein durch die Transaktionskosten der EEX von 0,04 Euro/MWh ergeben sich jährliche Kosten von über 700.000 Euro.

Die Kosten der Bandbildung werden zudem durch das Verfahren zur Ermittlung der EEG-Quote erhöht. Dieses orientiert sich nicht an den tatsächlich prognostizierten Einspeisungen, sondern wird durch Prognosefehler der Vergangenheit verzerrt. Hierdurch kommt es zu höheren Abweichungen zwischen den tatsächlichen Einspeisungen und der zu bildenden Bandlieferung, was zusätzliche Kosten zur Folge hat.

Weitere Kosten entstehen bei dem Ausgleich von Prognosefehlern. Diese werden durch den Bilanzkreisverantwortlichen, also den ÜNB, ausgeglichen. Da der ÜNB die Kosten über die Netznutzungsentgelte weitergeben kann, besteht für ihn kein

Anreiz, eine effiziente Kombination der Instrumente Ausgleichsenergie, Innertageshandel und Dauerreserve für den Ausgleich zu verwenden. Wegen des aktuellen Verfahrens der Ausgleichsenergiepreisbildung und der geringen Liquidität am Innertageshandel ist von ineffizient hohen Anteilen von Ausgleichsenergie und Dauerreserve auszugehen. In diesem Zusammenhang sorgt das Veröffentlichungsverbot nach §15(1) EEG2004 für erhebliche Intransparenzen. Die Kosten der Glättung werden ebenso wenig veröffentlicht, wie die verwendeten Verfahren. Da es sich hierbei um einen Bereich handelt, in dem das *Unbundling* noch nicht Einzug gehalten hat, wird mit der Bereitstellung der Dauerreserve eine Tochtergesellschaft des ÜNB beauftragt. Dieses führt zu einem potenziellen Missbrauch durch den natürlichen Monopolisten. Durch eine wettbewerbliche Beschaffung der Dauerreserve, entweder in Kombination oder getrennt von der Regelenergie, könnten die Kosten wesentlich reduziert werden. Die Ausgestaltung der Auktion sollte sich hierbei an den in Kapitel 2.3 dargestellten Kriterien orientieren.

Aufgrund der Einspeisungen aus erneuerbaren Energien kommt es zu Veränderungen im Kraftwerkspark. Der kostenminimale Kraftwerkspark enthält einen höheren Anteil an Kraftwerken mit geringen Fixkosten und hohen variablen Kosten, die flexibel eingesetzt werden können. Hierbei handelt es sich um die Kraftwerkskapazitäten, die vorgehalten werden müssen, um auch im Falle einer Windflaute die Last zu decken.

Kommt es zu einer ineffizient hohen Reservehaltung durch den ÜNB, handelt es sich de facto um Kapazitätzahlungen, mit denen die ÜNB über die Netznutzungsentgelte einen Umbau des Kraftwerksparks finanzieren. Dieses ist nicht Aufgabe des ÜNB, sondern stellt eine Friktion des desintegrierten Modells dar. Es besteht die Gefahr, dass politisch gewollte Kapazitätzahlungen über die Förderung erneuerbarer Energien ausgezahlt werden. Ein solches Verfahren wäre allerdings ineffizient, da ein expliziter Markt für Kapazitäten diese Aufgabe besser erfüllen könnte.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass das EEG für die Erzeuger regenerativer Energien ein integriertes Marktmodell simuliert, bei dem der ÜNB als zentrale Instanz auftritt und alle Aufgaben bezüglich der Integration erneuerbarer Energien übernimmt. Zentrale Mängel des derzeitigen Systems sind, dass der Wert der EEG-Einspeisungen nicht maximiert wird und der ÜNB keine Anreize zur Verbesserung der Prognosen und zum kostenminimalen Ausgleich von Prognosefehlern hat. Hierbei entstehen zusätzliche Kosten der Förderung, die in einem alternativen Förder-

system vermieden werden könnten. Soll das aktuelle Verfahren beibehalten werden, ist eine Veränderung des Marktdesigns zur Beschaffung von Dauerreserve dringend erforderlich. Das aktuelle Verfahren ist nicht mit dem Unbundling-Prinzip in einem liberalisierten Strommarkt konform und führt zu erhöhten Netznutzungsentgelten.

Kapitel 4

Implementierung eines marktorientierten Fördersystems

Nachdem im vorangegangenen Kapitel die Auswirkungen der fixen Einspeisetarife am Beispiel des EEG untersucht wurden, sollen nun alternative Förderinstrumente betrachtet werden.

Zunächst werden diese dargestellt und anhand der klassischen umweltökonomischen Kriterien bewertet. Neben der Effektivität und der Wettbewerbskonformität steht hierbei insbesondere die Effizienz im Mittelpunkt der Untersuchungen. In diesem Zusammenhang wird das für die weiteren Untersuchungen relevante Kriterium der Integrationseffizienz eingeführt.

Da die Auswirkungen auf das Netz und die ÜNB-Reserve unabhängig von dem Fördersystem sind, konzentrieren sich die Untersuchungen auf die Vermarktung der erzeugten Energie und auf die effiziente Kombination der Instrumente für den Ausgleich von Prognosefehlern. Hierbei gilt es zum einen, die Auswirkungen alternativer Fördermechanismen auf die unterschiedlichen Märkte zu untersuchen, zum anderen aber auch die Anforderungen, die an die Ausgestaltung der Märkte gestellt werden, zu ermitteln. Ziel ist es, eine Kombination aus Förderinstrument und Marktdesign vorzuschlagen, die den Wert der Einspeisungen unter Berücksichtigung aller Kosten maximiert.

4.1 Umweltökonomische Grundlagen

In der umweltökonomischen Betrachtungsweise werden Förderinstrumente in preis- und mengenbasierte Instrumente unterteilt. Preisbasierte Instrumente sind solche, die einen Preis für regenerativ erzeugten Strom festlegen, um so den Ausbau von Kapazitäten zu stimulieren. Das am weitesten verbreitete preisbasierte Förderinstrument ist die Einspeisevergütung. Zu unterscheiden sind fixe Einspeisevergütungen, wie beispielsweise das EEG, und variable Einspeisevergütungen. Bei variablen Einspeisetarifen erfolgt die Förderung als Bonus auf den Strompreis, daher wird dieses System auch als Bonus- oder Prämienmodell bezeichnet. Die Einnahmen der Erzeuger setzen sich dann aus zwei Komponenten zusammen: dem Spotmarktpreis und der Prämie. Ein solches Modell wird in Deutschland unter dem Begriff „Integrationsmodell des VDEW“ diskutiert.²⁰⁰

Zu den preisbasierten Instrumenten zählen ebenfalls Ökotarife. Hierbei handelt es sich um eine freiwillige Förderung seitens der Verbraucher. Eine staatliche Förderung für den Ausbau von erneuerbaren Energien ist bei ausreichender freiwilliger Förderung nicht notwendig. Dieses Instrument ist vollkommen marktbasierend, da es aus den Präferenzen der Verbraucher entsteht. Auf eine weitere Untersuchung wird im Rahmen dieser Arbeit allerdings verzichtet. Aufgrund der Trittbrettfahrer-Problematik ist nur ein geringer Teil der Bevölkerung bereit, erneuerbare Energien auf freiwilliger Basis zu fördern, sodass die gesteckten Ziele nicht ausschließlich über Ökotarife erreicht werden können.²⁰¹

Preisbasierte Fördermechanismen	Mengenbasierte Fördermechanismen
<ul style="list-style-type: none"> • Fixe Einspeisetarife • Variable Einspeisetarife • Freiwillige Ökotarife 	<ul style="list-style-type: none"> • Quotenmodelle • Ausschreibungen

Tabelle 4.1: Klassifizierung der Förderinstrumente

Anstelle einer Förderung über die Preise kann auch direkt eine bestimmte Menge gefördert werden. Beispiele hierfür sind Ausschreibungen und Quotenmodelle. Bei Ausschreibungen wird eine bestimmte Kapazität oder Erzeugungsmenge ausgeschrieben und die Bieter mit den geringsten Kosten erhalten den Zuschlag für deren Bau.²⁰²

²⁰⁰ Vgl. Bleul und Hillebrand (2005).

²⁰¹ Vgl. Wüstenhagen (2000).

²⁰² Es gibt auch Fördermechanismen, die weder eine direkte Mengen- noch eine direkte Preiswir-

Quotenmodelle verpflichten eine bestimmte Gruppe (Erzeuger, Weiterverteiler oder Verbraucher) unter Strafandrohung, einen bestimmten Anteil (Quote) ihres Strombedarfs aus erneuerbaren Energien zu decken. Da es sich bei Strom um ein homogenes Gut handelt, ist der Nachweis nur über Zertifikate möglich. Diese werden durch eine staatliche Stelle an die Erzeuger von regenerativem Strom ausgegeben und können auf einem eigenen Markt gehandelt werden.²⁰³ Diese *Grünen Zertifikate* drücken die ökologische Vorteilhaftigkeit des Stroms aus. Sie stellen neben dem Verkauf von Strom die zweite Einnahmequelle für die Erzeuger von Strom aus regenerativen Energiequellen dar und dienen so als Förderinstrument für den weiteren Ausbau.

Der Verpflichtete hat die Möglichkeit, entweder eigene regenerative Stromerzeugungskapazitäten aufzubauen oder *Grüne Zertifikate* unabhängig von seinen Stromlieferungen zu erwerben. Wird diese Quote zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht erfüllt, sind Strafzahlungen fällig.²⁰⁴

Das politische Ausbauziel kann mit verschiedenen Instrumenten erreicht werden. Um die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Alternativen aufzuzeigen, werden die klassischen Kriterien zur Beurteilung von umweltpolitischen Instrumenten herangezogen.²⁰⁵

Das erste Kriterium zur Beurteilung der Instrumente ist die **Effektivität** der Förderung. Mit Effektivität wird die Eigenschaft des Instruments beschrieben, das Ausbauziel zu erreichen. Bei preisbasierten Instrumenten kann dieses in der Regel erst ex-post bestimmt werden, da der Ausbau von der Angebotsfunktion und der Kostenstruktur der Technologien abhängig ist. Erst bei einem ausreichend hohen Preisniveau kommt es zu dem gewünschten Ausbau. Bei Einspeisetarifen errichten die Erzeuger beispielsweise so lange Kapazitäten bis die Grenzkosten dem Vergütungssatz entsprechen. Da der Kostenverlauf aber ex-ante nicht bekannt ist, sind bei der Bestimmung der Fördersätze weder der Gesamtausbau noch die Gesamtförderkosten bekannt. Bei mengenbasierten Instrumenten kann hingegen eine Zielerreichung garantiert werden. Die Effektivität des EEG ist unumstritten, da die Höhe der Fördersätze zu einem erheblichen Ausbau der erneuerbaren Energien geführt hat.

kung haben. Beispiele hierfür sind Subventionen für Forschung und Entwicklung oder Exportfördermaßnahmen.

²⁰³ Auf Grund dieses Verfahrens trägt das Fördermodell auch den Namen Green label system, Obligation oder Renewable Portfolio Standard (RPS).

²⁰⁴ Für die Grundlagen vgl. Voogt u. a. (2000) und Drillisch (2001)

²⁰⁵ Vgl. z.B. Endres (2000) oder Feess (1995).

Die **Wettbewerbskonformität** dient als weiteres Kriterium zur Beurteilung der Instrumente. Vor dem Hintergrund einer Integration des EU-Binnenmarktes haben Einspeisevergütungen den Nachteil, dass eine EU-weite Harmonisierung nicht möglich ist. In diesem Zusammenhang ist sogar zu befürchten, dass die fixen Einspeisetarife den Grundsätzen eines gemeinsamen Binnenmarktes widersprechen und gerichtlich angefochten werden können.²⁰⁶ Bezüglich dieses Kriteriums haben die Quotenmodelle einen wesentlichen Vorteil gegenüber den anderen Instrumenten. Die Effizienz der Quotenmodelle erhöht sich sogar mit steigender Heterogenität der teilnehmenden Länder.

Das aus ökonomischer Sicht relevanteste Kriterium ist das der **statischen und dynamischen Effizienz** der Förderinstrumente. Ein Instrument ist statisch effizient, wenn das Ziel mit minimalen Kosten erreicht wird, weshalb die statische Effizienz auch als Fördermitteleffizienz bezeichnet wird. Die dynamische Effizienz beurteilt, inwieweit umwelttechnischer Fortschritt induziert wird.

Aus ökonomischer Sicht ist auch bei diesem Kriterium das Quotenmodell den anderen Instrumenten überlegen. Der Wettbewerb zwischen den unterschiedlichen Erzeugungstechnologien hat bei einem Quotenmodell die Konzentration der Investitionen auf das günstigste Verfahren zur Folge. So kann das Ausbauziel mit den geringsten Kosten erreicht werden. Im Unterschied hierzu kommt es bei einer festen Einspeisevergütung auch zu einer Förderung von teureren Technologien.²⁰⁷

Im EEG wird dies insbesondere bei der Förderung der Windenergie deutlich. Anlagen mit einem geringen Ertrag erhalten eine höhere Vergütung, sodass auch Anlagen, die weder effizient noch zur Zielerreichung erforderlich sind, gefördert werden.²⁰⁸ Bei Einspeisevergütungen besteht zudem die Gefahr, dass Investitionen gefördert werden, die auch ohne Förderung rentabel wären. Neben unerwünschten Mitnahmeeffekten kann es so auch zu einer Zielübererfüllung kommen.

Anhand der dynamischen Effizienz wird ein weiterer Vorteil des Quotenmodells deutlich. Mit zunehmender Zielerfüllung reduziert sich die Förderung ohne politische Eingriffe, da mit zunehmender Marktreife das Angebot an Zertifikaten zunimmt und so

²⁰⁶ Vgl. EU (2005).

²⁰⁷ Kritisch anzumerken ist allerdings, dass durch die Förderung einer einzelnen Technologie eventuell nicht der langfristig optimale Ausbau der unterschiedlichen Technologien erreicht wird, sodass eine individualisierte Förderung durch unterschiedliche Fördersätze, wie bei einer festen oder variablen Einspeisevergütung langfristig günstiger ist.

²⁰⁸ Vgl. Abschnitt 3.1.1.

– bei konstanter Quote – die Zertifikatpreise sinken. Dieses induziert technologischen Fortschritt, da nur noch solche Anlagen rentabel sind, die ihre Kosten auch mit sinkenden Zertifikatpreisen decken können. Das EEG versucht ein solches Verfahren durch die Degression der Fördersätze zu simulieren. Allerdings ist mit besseren Ergebnissen zu rechnen, wenn das Verfahren über einen Markt abgewickelt wird.

Im Bereich der erneuerbaren Energien wird die Effizienz in der Regel als **Kosteneffizienz** verstanden und die Instrumente anhand der Fixkosten und variablen Kosten pro erzeugter KWh bewertet.²⁰⁹ In einem liberalisierten Markt müssen aber nicht nur die direkten Kosten der Anlage, sondern auch die Effekte auf den gesamten Strommarkt berücksichtigt werden. Daher sollte bei der Untersuchung der dynamischen und statischen Effizienz der Instrumente neben der Kosteneffizienz auch die **Integrations-effizienz** berücksichtigt werden. Die Effizienz eines Instrumentes wird demnach auch gesteigert, wenn die Kosten der Integration in das Stromnetz verringert und/oder der Marktwert der Einspeisungen gesteigert wird.²¹⁰

Ein Instrument ist effizient, wenn die Vermarktung unter Berücksichtigung der Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern zu einer Maximierung des Wertes der Einspeisungen führt. Die Anreize für eine solche Vermarktung bestehen nur, wenn der Vermarkter direkt von der Wertsteigerung der Einspeisungen profitiert.

Dieses ist, wie im vorangegangenen Kapitel gesehen, bei einem administrativen Vermarktungsmechanismus wie im EEG, nicht der Fall. Als administrative Vermarktungsmechanismen werden solche eingestuft, die nur einen sehr geringen Bezug zum Marktgeschehen haben. Im Gegensatz hierzu weisen marktorientierte Mechanismen einen direkten Bezug zum Markt auf. Eine Vermarktung ist effizient, wenn sie nicht verpflichtend über ein administratives Verfahren, sondern auf freiwilliger Basis direkt durch die Erzeuger erfolgt. Alle Instrumente, bei denen der Preis nicht fixiert ist, können marktorientiert ausgestaltet werden.²¹¹ Im Wesentlichen handelt es sich bei den preisbasierten Instrumenten um die variablen Einspeisetarife und bei den mengenbasierten Instrumenten um Quotenmodelle.

Probleme bei der direkten Vermarktung entstehen in zwei Bereichen: Zum einen muss der Erzeuger entscheiden, welche Menge er auf dem Spotmarkt und welche Menge er auf dem Terminmarkt anbietet. Zum anderen muss die effiziente Kombination der

²⁰⁹ Vgl. beispielsweise Menges (1999), von Haberzettel (2000) und Häder (2005).

²¹⁰ Vgl. Bräuer.

²¹¹ Vgl. Bräuer.

Instrumente zum Ausgleich der Prognosefehler gewählt werden.

Theoretisch besteht die Möglichkeit, Kapazitäten auf dem Regelenergiemarkt anzubieten. Steuerbare Technologien könnten sowohl positive als auch negative Reserve bereitstellen. Die nicht steuerbaren Technologien könnten ab einer gewissen Durchdringung negative Reserve bereitstellen. Da allerdings keine Förderung erfolgt, wenn kein Strom erzeugt wird, lohnt sich die Teilnahme erst, wenn auch die Kosten der Förderung gedeckt werden oder die Technologie ohne Förderung wettbewerbsfähig ist. Da dieses zur Zeit nicht gegeben ist, werden im Folgenden nur die Alternativen Spot- und Terminmarkt betrachtet.

Das Marktdesign muss gewährleisten, dass die Erzeuger die entsprechenden Signale für eine effiziente Vermarktung erhalten und gleichzeitig nicht übermäßig belastet werden.

4.2 Handel mit regenerativen Energien

Eine individuelle Vermarktung bedeutet nicht, dass jeder Erzeuger seinen Strom selber vermarkten muss. Dieses würde zum einen sehr hohe Transaktionskosten zur Folge haben und zum anderen eine Vielzahl von Anlagenbetreibern überfordern. Wenn im Folgenden von einer marktorientierten Vermarktung durch die Erzeuger gesprochen wird, sind hierbei auch spezialisierte Dienstleister mit in die Betrachtung eingeschlossen. Diese können Skaleneffekte bei der Vermarktung nutzen und die Einspeisungen verschiedener Erzeuger zusammen vermarkten. Durch die Bündelung verschiedener Erzeugungsanlagen entsteht bei dem Dienstleister ein virtuelles Kraftwerk, dessen Strom am Markt angeboten werden kann. Das deutsche Bilanzkreissystem erlaubt es, geographisch auseinander liegende Anlagen in einem Bilanzkreis zusammenzufassen, solange sie sich in einer Regelzone befinden. Die Unterteilung des deutschen Marktgebietes in vier Regelzonen führt zu Ineffizienzen, da nicht alle Skaleneffekte ausgenutzt werden können.

4.2.1 Spotmarkt

Ein Verkauf über den Spotmarkt lohnt sich für die Erzeuger, wenn der Spotmarktpreis und die zusätzlichen Erlöse aus der Förderung (Prämien oder Zertifikate) die Grenzkosten der Erzeugung decken. Unter der Voraussetzung, dass die zusätzlichen

Erlöse nur anfallen, wenn tatsächlich Strom erzeugt wird, geben die Erzeuger auf einem wettbewerblichen Strommarkt Gebote in Höhe ihrer Grenzkosten abzüglich der zusätzlichen Erlöse ab.

Da die Erzeugung von Strom aus Wind, Sonne und Laufwasser mit variablen Kosten nahe Null verbunden ist und die zusätzlichen Erlöse abgezogen werden, ist davon auszugehen, dass die Erlöse die Grenzkosten immer decken. Diese Technologien befinden sich somit auf der untersten Stufe der merit order. Bei der Stromerzeugung aus Biomasse entstehen hingegen Grenzkosten, sodass die Biomasseanlagen nur dann Strom erzeugen werden, wenn die Summe aus Spotmarktpreis und zusätzlichen Erlösen die Grenzkosten übersteigt. Bei einem Wechsel von einem administrativen zu einem marktorientierten Vermarktungsmechanismus ist nicht mit einer verringerten Erzeugung aus nicht steuerbaren regenerativen Energiequellen zu rechnen. Eine Reduktion der Erzeugung aus steuerbaren Energiequellen ist möglich, wenn die Erlöse die Kosten in nur wenigen Fällen übersteigen.

In einem System der administrativen indirekten Vermarktung in Kombination mit einer konstanten Bandlieferung an die Endkunden, wird nur die Differenz zwischen den prognostizierten Einspeisungen zur Bandlieferung auf dem Spotmarkt gehandelt. Bei einem marktorientierten Verfahren wird hingegen ein höherer Anteil der gesamten eingespeisten Menge am Spotmarkt gehandelt. Ein Regimewechsel hin zu einem marktorientierten Verfahren hätte somit eine Erhöhung des Handelsvolumens auf dem Spotmarkt zur Folge. Durch das höhere Volumen würde es zu häufigeren Wechseln zwischen den Erzeugungstechnologien kommen, was sich in einer höheren Volatilität der Spotmarktpreise niederschlagen würde.²¹²

Der Spotmarkt der EEX ist dazu geeignet, die zusätzlichen Volumina durch die direkte Vermarktung der erneuerbaren Energien aufzunehmen. Das Marktdesign erlaubt über das Bilanzkreissystem die Schaffung von virtuellen Kraftwerken. Außerdem ist ausreichend Liquidität vorhanden, um die Strommengen zu veräußern.

Der Preis auf dem Spotmarkt wird von den Einspeisungen aus erneuerbaren Energien beeinflusst. Die Folge ist, dass in Zeiten niedriger Einspeisungen die Preise höher sind als in Zeiten hoher Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen. Nicht steuerbare erneuerbare Energien haben somit systematisch geringere Einnahmen als konventio-

²¹² Bei einer stetigen linearen Angebotsfunktion hätte ein erhöhtes Volumen keine Auswirkung auf die Volatilität des Spotmarktes, da auch bei kleinerem Volumen die gleichen Impulse auf die Angebotsfunktion wirken.

nelle Erzeuger, wenn sie lediglich den Spotmarkt für die Vermarktung nutzen.

Um die systematisch niedrigeren Erlöse auf dem Spotmarkt zu vermeiden und die Schwankungen auf dem Spotmarkt abzusichern, ist ein Handel auf dem Terminmarkt erforderlich.

4.2.2 Terminmarkt

Neben dem Erlösmaximierungskalkül müssen die Erzeuger auch die Anforderungen der Eigen- und Fremdkapitalgeber bei der Vermarktung berücksichtigen. Bei der Errichtung von regenerativen Kraftwerksanlagen ist ein erhebliches Anfangskapital erforderlich, da die Technologien sehr kapitalintensiv sind. Daher müssen vor dem Bau der Anlage die technischen und ökonomischen Risiken der Investition analysiert werden. Zu den technischen Risiken zählt im Wesentlichen die prognostizierte Strommenge aufgrund der regionalen meteorologischen Gegebenheiten und das Ausfallrisiko der Anlage. Bei den ökonomischen Faktoren ist der erwartete Erlös pro erzeugter Stromeinheit das relevante Kriterium.

Typischerweise erfolgt die Beschaffung von Eigenkapital durch den Verkauf von Anteilsscheinen und die Beschaffung von Fremdkapital über Kredite. Insbesondere die Fremdkapitalgeber fordern Sicherheiten für ihre Kredite, da ihre Erlöse nicht von dem Erfolg des Projektes abhängig sind. Da die technischen Risiken nicht zu vermeiden sind, verlangen die Eigen- und Fremdkapitalgeber langfristige Strategien für die Absicherung der ökonomischen Risiken. Die höchste Sicherheit erhalten die Anleger, wenn die Preise für den erzeugten Strom über die gesamte Amortisationsdauer der Anlage – also bis zu 20 Jahre – fixiert werden.

Bei einem marktorientierten Verfahren bestehen in diesem Punkt im Vergleich zu einer fixen Einspeisevergütung erhebliche Unsicherheiten. In einem Prämien-Modell sind konstante Zahlungsströme lediglich in Höhe der staatlichen Förderprämie gesichert. Diese reichen aber in der Regel nicht aus, um die Kapitalkosten der Anlage insgesamt zu decken.

Bei einem Quotensystem ist die gesicherte Förderung von der Ausgestaltung und dem Verhalten auf dem Zertifikatemarkt abhängig. Besteht für den Erzeuger die Möglichkeit, die Zertifikate auf einem Futuremarkt zu veräußern, ohne dass sie in seinem Besitz sind, können konstante Zahlungsströme generiert werden, die even-

tuell den Anforderungen der Kreditgeber bereits genügen. Auch wenn zu erwarten ist, dass die Absicherungswünsche auf dem Zertifikate-Terminmarkt auf Seiten der Zertifikatnachfrager größer ist als seitens der Anbieter, sind die Anforderungen an die Absicherung über den Terminmarkt bei marktorientierten Verfahren größer, als bei einer fixen Einspeisevergütung.²¹³

Die Absicherungswünsche der Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energiequellen ergeben sich somit aus den systematisch niedrigeren Einnahmen und der hohen Volatilität auf dem Spotmarkt, sowie aus der hohen Kapitalintensität und den daraus resultierenden Anforderungen der Kapitaleigner.

Für der Absicherung der ökonomischen Risiken stehen finanzielle und physische Kontrakte zur Verfügung. Bei einer physischen Absicherung garantiert der Abnehmer dem Betreiber einen konstanten Preis für einen bestimmten Zeitraum und verpflichtet sich zugleich, die erzeugte Strommenge abzunehmen. Es sind unterschiedliche Vertragsmodelle denkbar, bei denen die Form der physischen Lieferungen individuell festgelegt wird.

Bei einer Band- oder Profillieferung entstehen Band- oder Profilbildungskosten, die entweder vom Erzeuger oder vom aufnehmenden Weiterverteiler übernommen werden müssen. Ein weiteres Vertragsmodell kann ein Abnahmevertrag gemäß eines Prognosewertes sein. Je nachdem, wie kurz vorher die Prognose erstellt werden muss, verringern sich die Kosten für den Erzeuger. Denkbar sind Verträge, die auf einer day-ahead-Prognose basieren, sodass der Erzeuger lediglich die Prognosefehler ausgleichen muss. Das für den Erzeuger mit den wenigsten Risiken verbundene Vertragsmodell umfasst eine garantierte Abnahme der erzeugten Menge zu einem festen Preis. Ein solcher bilateraler Stromabnahmevertrag mit einem kreditwürdigen Unternehmen würde die ökonomischen Risiken auf das gleiche Niveau wie bei einer Einspeisevergütung reduzieren.

Eine Alternative zur physischen Absicherung ist die finanzielle Absicherung. Für steuerbare Anlagen besteht hier die Möglichkeit, konventionelle Futures zu verwenden. Allerdings ist aufgrund des langen Absicherungszeitraums eine rollierende Strategie anzuwenden. Der Vorteil standardisierter Produkte liegt in den geringen Transaktionskosten.

Bei nicht steuerbaren Technologien und daher stark fluktuierenden Mengen, sind die

²¹³ Vgl. Lemming (2003).

Risiken nur mittels so genannter Swaps oder *contracts for differences* abzusichern.²¹⁴ Bei einem Swap vereinbaren der Erzeuger und ein Vertragspartner ein variables *Underlying*, mit dem der erzeugte Strom bewertet wird und einen Strike-Preis, in dessen Höhe die Erlöse fixiert werden. Bei dem *Underlying* handelt es sich in der Regel um den Spotmarkt, der Strike-Preis kann frei ausgehandelt werden.

Abbildung 4.1 verdeutlicht die Funktionsweise eines Swaps. Im oberen Teil der Abbildung 4.1 ist das variable *Underlying*, der Spotmarktpreis, abgetragen. Als Strike-Preis vereinbaren die beiden Vertragspartner einen Preis von 40 Euro/MWh. Liegt nun der Spotmarktpreis oberhalb von 40 Euro/MWh, muss der Erzeuger die Differenz zwischen dem Strike-Preis und dem Spotmarktpreis an den Vertragspartner zahlen (graue Fläche). Liegt der Spotmarktkurs hingegen unterhalb der Marke von 40 Euro/MWh, dann erhält der Erzeuger die Differenz (schraffierte Fläche). Im unteren Teil der Abbildung sind auf der rechten Seite die tatsächlichen Einspeisungen in MW abgetragen. Die gestrichelte Linie gibt die aus dem Swap resultierenden Gesamtzahlungen aus Sicht des Erzeugers an. Diese werden durch die Multiplikation der Einspeisungen mit der Abweichung des Spotmarktpreises vom Strike-Preis ermittelt. Es wird deutlich, dass kurzfristige Preissprünge auf dem Spotmarkt (Spikes) und hohe Einspeisungen zu großen Zahlungen führen können.

Ein Swap stellt ein perfektes Absicherungsinstrument dar, wenn das variable *Underlying* dem tatsächlichen Verkaufspreis des Erzeugers entspricht. Ist das *Underlying* der Spotmarkt, muss die erzeugte Menge über diesen verkauft werden. Durch einen Swap kann ein Erzeuger den Preis auf dem Terminmarkt fixieren, ohne eine bestimmtes Band oder Profil festzulegen, dessen Bildung Kosten verursachen würde.

Da es sich bei Swaps in der Regel um OTC-Verträge handelt, ist der Strike-Preis sowie weitere Details, beispielsweise eine maximale Menge pro Zeiteinheit, frei aushandelbar. Die tatsächlich eingespeisten Mengen und die daraus resultierenden Zahlungen müssen nicht in Echtzeit ermittelt werden, da der Ausgleich der Zahlungen zu einem festen Zeitpunkt – beispielsweise einmal pro Monat – erfolgen kann. Die Erzeuger gehen bei einer finanziellen Absicherung keine verpflichtenden Band- oder Profillieferungen ein, sodass keine Bandbildungskosten entstehen. Allerdings sind die Erzeuger hierbei auch verantwortlich für den Ausgleich von Prognosefehlern.

Unabhängig von dem gewählten Verfahren entstehen bei der Absicherung auf dem

²¹⁴ Zu der Funktionsweise von Swaps vgl. auch Kapitel 2.2.2.

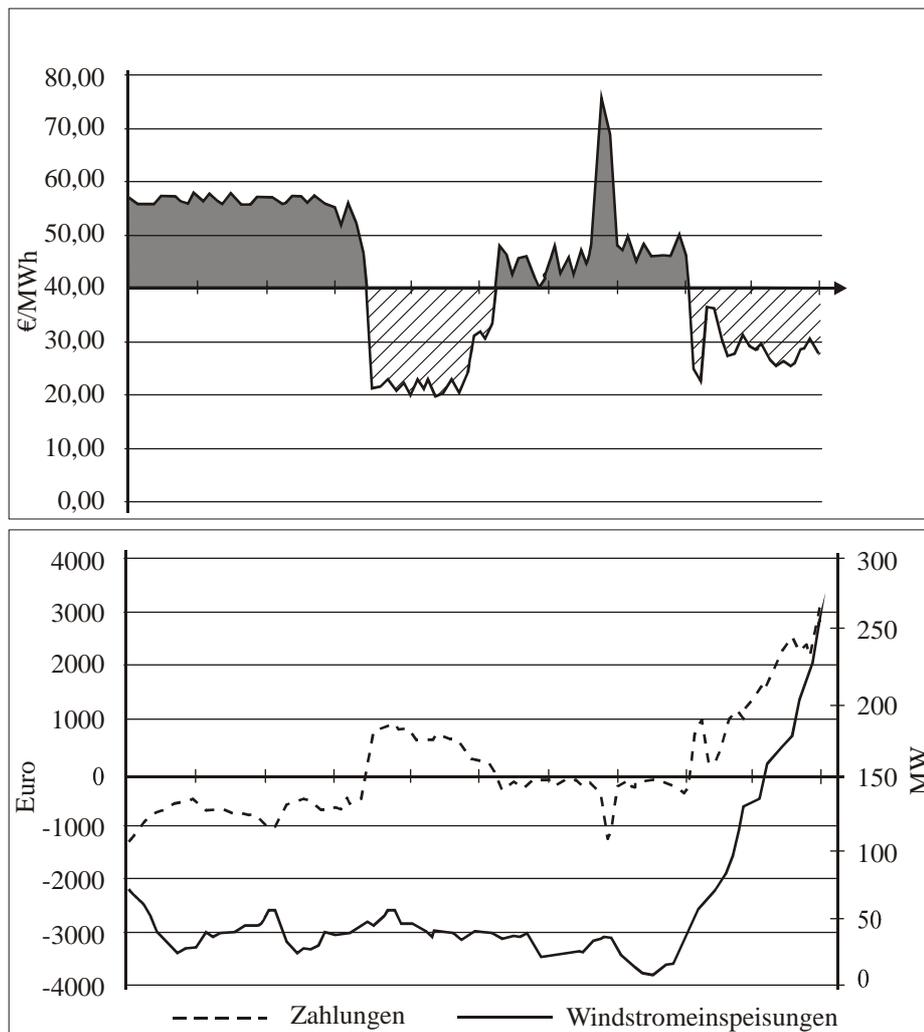


Abbildung 4.1: Funktionsweise eines Windswaps.

Quelle: Eigene Darstellung.

Terminmarkt Kosten. Wie bereits in Kapitel 2.2 dargestellt, ist auch auf dem Terminmarkt die Preisbildung von Angebot und Nachfrage abhängig. Die Erzeuger erneuerbarer Energien fragen eine Verkaufsabsicherung nach und gehen eine short-Position ein. Die Absicherungskosten hängen nun von der Nachfrage nach der long Position ab, daher ist ein Blick auf die andere Marktseite erforderlich.

Als Interessierte für eine Kaufabsicherung kommen bei physischen Kontrakten lediglich die Weiterverteiler in Betracht. Bei den finanziellen Kontrakten können neben den Weiterverteilern auch Arbitrageure und Spekulanten die long-Position eingehen.

Bei einer Absicherung über eine physische Lieferung oder über einen Swap ist der Wert für den Weiterverteiler umso höher, je besser die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit der Last des Weiterverteilers korreliert. Die im EnWG festgelegte Bestimmung, dass jeder Weiterverteiler seinen Strommix im Vergleich zum bundes-

weiten Durchschnitt bekannt geben muss, könnte ein Anreiz sein, sich an physischen Absicherungen zu beteiligen, um positive Marketingeffekte zu erzielen.

Verträge mit den Erzeugern aus erneuerbaren Energien können für die andere Marktseite von Interesse sein, weil sie im Vergleich zu klassischen Termingeschäften wesentlich längere Absicherungszeiträume ermöglichen. Da die Erzeuger erneuerbarer Energien nicht den Schwankungen bei den Brennstoffpreisen unterworfen sind, ist der Risikoaufschlag für langfristige Verträge (beispielsweise 10 Jahre) geringer als bei konventionellen Erzeugern.²¹⁵

In welchem Umfang die Erzeuger die Preisrisiken auf dem Terminmarkt absichern, ist von der Risikobereitschaft der Eigenkapitalgeber und den Anforderungen der Fremdkapitalgeber, von der Volatilität auf dem Spotmarkt und den Kosten der Absicherung abhängig.

Die erforderlichen Produkte für eine Absicherung der Einspeisungen über den Terminmarkt existieren bereits und werden zum größten Teil außerbörslich gehandelt. In diesem Bereich können lediglich die Rahmenbedingungen durch staatliche Regulierung kontrolliert werden. Die Erzeuger von regenerativen Energien haben bei dem Angebot von langfristigen Kontrakten Wettbewerbsvorteile gegenüber den konventionellen Erzeugern.

Die Kosten der Absicherung über den Terminmarkt werden bei einem administrativen Verfahren, wie dem EEG, über die Netznutzungsentgelte finanziert. Bei einem marktbasierten System werden diese Kosten bei der Vermarktung berücksichtigt und entweder vom Erzeuger oder dem Weiterverteiler getragen. Durch den Wettbewerb unter den Akteuren kommt es zu einer Minimierung der Absicherungskosten.

4.3 Ausgleich von Prognosefehlern

Die Einnahmen aus der Vermarktung der Erzeuger auf den Spot- und Terminmärkten werden durch die Kosten des Ausgleichs der Prognosefehler ex-post verringert. Bei der Vermarktung von erneuerbaren Energien sind die Erzeuger zwei gegenläufigen Risiken ausgesetzt. Mit zunehmender Nähe zum Erfüllungszeitraum verringert sich aufgrund von verbesserten Prognosen das Mengenrisiko, wobei gleichzeitig das

²¹⁵ Vgl. Berry (2005), Bolinger u. a. (2002) und Bolinger u. a. (2006) für einen Vergleich der unterschiedlichen Absicherungskosten bei der Beschaffung von Gas.

Preisrisiko steigt, da der Preisverlauf unbekannt und volatil ist. Die Höhe der Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern hat somit auch eine Rückwirkung auf die effiziente Vermarktung am Spot- und Terminmarkt.

Sind die Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern gering, dann sind die Marktteilnehmer, die für den Ausgleich sorgen müssen, eher bereit, langfristige Verträge abzuschließen.

Außerdem stellen die Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern einen Anreiz zur Verbesserung der Prognosegüte dar. Die Prognosequalität wird so lange verbessert, bis die Kosten einer weiteren Verbesserung nicht durch vermiedene Prognosekosten gedeckt werden.

Die Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern müssen also auf der einen Seite ausreichend hoch sein, damit Investitionen in die Verbesserung der Prognosegüte getätigt werden. Auf der anderen Seite dürfen sie aber nicht so hoch sein, dass keine Termingeschäfte zustande kommen.

Beim Ausgleich von Prognosefehlern gibt es erhebliche Skaleneffekte aufgrund der Durchmischungseffekte bei steigender Gebietsgröße. Die Betreiber virtueller Kraftwerke haben zudem die Möglichkeit, kostenintensivere Prognosen durch die Analyse meteorologischer Daten zu erstellen. Sofern die Prognosefehler durch die Erzeuger getragen werden, ist dieses ein weiterer Grund, warum eine aggregierte Vermarktung durch spezialisierte Dienstleister der effiziente Weg zur Vermarktung der erneuerbaren Energien ist. In diesem Zusammenhang sei noch einmal auf die Ineffizienzen aufgrund der Unterteilung des deutschen Marktgebiets in vier Regelzonen hingewiesen. Wegen des Zuschnitts der Regelzonen können die stochastischen Unterschiede zwischen den Einspeisungen an der Nord- und Ostseeküste bei dem Ausgleich der Prognosefehler nicht genutzt werden.

Unabhängig davon, ob es sich um einen individuellen Erzeuger oder einen aggregierten Vermarkter handelt, ist dieser bemüht, die Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern durch die effiziente Kombination von Ausgleichsenergie, am Innetagesmarkt gehandelter Energie und eigenen Reserven möglichst gering zu halten. Als Instrumente für den Ausgleich von Prognosefehlern stehen auch bei einer marktorientierten Vermarktung Ausgleichsenergie, der Handel am Innetagesmarkt und eigene Reservekapazitäten zur Verfügung.

4.3.1 Preisbildung für Ausgleichsenergie

Das Verfahren zur Preisbildung von Ausgleichsenergie liegt in den Händen der ÜNB. Die Korrektur von Prognosefehlern erfolgt in letzter Instanz immer durch die Ausgleichsenergie. Daher gilt der Preis dieser Systemdienstleistung als Referenzwert für alle anderen Instrumente.

Da Prognosefehler bei nicht steuerbaren erneuerbaren Energien technologieimmanent sind, ist der Einsatz von Ausgleichsenergie in einem gewissen Umfang zwangsläufig erforderlich. Allerdings sind die Reservekapazitäten der ÜNB nicht dafür ausgelegt, Prognosefehler aus regenerativen Energien in großem Umfang auszugleichen. Das Preisbildungsverfahren muss daher Anreize für den Bezug von Strom über den Inertagesmarkt oder für die Vorhaltung eigener Reserven setzen. So können die Kosten für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie und somit die Netznutzungsentgelte verringert werden. Die Ausgestaltung des Preisbildungsverfahrens für Ausgleichsenergie muss einerseits ausreichend Anreize für die Nutzung alternativer Verfahren für den Ausgleich von Prognosefehlern bieten, andererseits unausweichliche Prognosefehler nicht so stark bestrafen, dass eine Absicherung über den Terminmarkt zu teuer wird. Dieses würde Investition in erneuerbarer Energien durch einen Risikoaufschlag bei der Finanzierung des Kapitalbedarfs verteuern oder eventuell verhindern.

Um dieses zu erreichen, ist eine Verbindung zwischen dem Spotmarkt und dem Preisbildungsmechanismus für Ausgleichsenergie erforderlich. Das aktuelle deutsche Verfahren erfüllt diese Anforderungen nicht. Durch das kostenorientierte Verfahren kommt es zu strategischen Fahrplanabgaben, sodass im Vergleich zu einem effizienten Verfahren ein zu hoher Einsatz an negativer Reserve erfolgt. Ein alternatives Verfahren wurde bereits in Kapitel 2.4.2 entwickelt. Die Sanktionen sind hierbei unabhängig von den Kosten und dem Regelzonensaldo. Stattdessen orientiert sich der Ausgleichsenergiepreis an einem aktuellen Spotmarktpreis p_S , sodass Überspeisungen mit $p_{BK-} = p_s - x$ vergütet werden und für den Ausgleich von Unterspeisungen $p_{BK+} = p_s + x$ gezahlt werden muss. In beiden Situationen wird für den Ausgleich des Bilanzkreisungleichgewichts, unter Berücksichtigung der Opportunitätskosten, eine Sanktion in Höhe von x fällig.

Die Höhe der Strafzahlungen kann individuell für jeden Bilanzkreis ermittelt und beispielsweise von der absoluten Abweichung abhängig gemacht werden. Auch sind Sonderregeln für die Bilanzkreise von Anbietern erneuerbarer Energien denkbar, so-

dass den besonderen technischen Restriktionen Rechnung getragen wird. So besteht die Möglichkeit, in einem gewissen Umfang einen verringerten Sanktionssatz anzuwenden. Der Sanktionssatz muss so gewählt werden, dass die Transaktionskosten auf den anderen Märkten gedeckt werden und der Anreiz für Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten bestehen bleibt.

In den folgenden Abschnitten wird gezeigt, dass ein solches Preisbildungsverfahren auch für die effiziente Kombination von Instrumenten für den Ausgleich von Prognosefehlern erforderlich ist. Die Beibehaltung des derzeitigen Preisbildungsmechanismus für Ausgleichsenergie führt dazu, dass diese zu billig ist und der für den Ausgleich von Prognosefehlern verantwortliche Marktteilnehmer einen zu großen Anteil der Prognosefehler durch Ausgleichsenergie kompensiert.

4.3.2 Innertageshandel

Im aktuellen System werden Bilanzkreisabweichungen in entgegengesetzter Richtung des Regelzonensaldos nicht mit Sanktionen, sondern mit zusätzlichen Vergütungen bedacht, sodass je nach erwartetem Regelzonensaldo die Abweichungen zu zusätzlichen Erlösen führen können. Ein Ausgleich über den Innertagesmarkt ist dann nicht gewollt. Werden allerdings Sanktionen unabhängig von der Richtung der Abweichung verhängt, dann sind die Händler bemüht, einen Großteil der Prognosefehler ohne den Bezug von Ausgleichsenergie zu kompensieren.

Grundsätzlich ist das derzeit in Deutschland existierende Regelwerk für einen effizienten Innertageshandel geeignet. Der kurze Zeitraum zwischen der letzten Handelsmöglichkeit und dem *gate closure* ermöglicht es den Händlern, einen Großteil der Prognosefehler durch den Handel am Innertagesmarkt auszugleichen.

Allerdings weist der deutsche Innertagesmarkt eine geringe Liquidität auf, da es keinen börslichen Handel gibt und daher hohe Transaktionskosten durch den bilateralen Handel anfallen. Außerdem kann das Erfüllungsrisiko nicht abgesichert werden und die Beschaffung ist mit einer hohen Unsicherheit bezüglich des tatsächlichen Preises behaftet. Ein börslicher Innertageshandel über die EEX könnte dieses Problem beheben. Als Ausgestaltungsalternativen stehen ein fortlaufender Handel und ein diskreter Auktionshandel zur Wahl. Aufgrund der zunächst geringen Liquidität sollte nicht auf einen ausschließlichen fortlaufenden Handel zurückgegriffen werden. Wie bereits in Kapitel 2.1 dargestellt, ist die sukzessive Veranstaltung mehrerer Auk-

tionen das Preisbildungsverfahren mit der höchsten Effizienz auf Strommärkten, da die Liquidität konzentriert wird. Als zeitlicher Rahmen ist eine stündliche Auktion als Ergänzung zum OTC-Handel denkbar.

Durch einen verstärkten Innertageshandel kann es zu höheren Abweichungen zwischen dem day-ahead-Markt und dem Innertagesmarkt kommen, was bei der Ausgestaltung des Mechanismus zur Preisbildung von Ausgleichsenergie berücksichtigt werden muss. Bei dem im vorangegangenen Kapitel vorgeschlagenen Verfahren muss ein Referenzpreis bestimmt werden, aus dem zusammen mit dem Sanktionssatz der Preis für die Ausgleichsenergie gebildet wird. Verwendet der ÜNB den day-ahead Spotmarktpreis als Referenzpreis, ist der Sanktionssatz so zu wählen, dass ausreichend Schwankungsspielraum für den Innertagespreis bleibt. Gibt es einen börslichen Innertageshandel, kann der Börsenpreis der vorangegangenen Stunde als Referenzpreis verwendet werden. So ist ein noch engerer Zusammenhang zwischen Spotmarkt und Ausgleichsenergie möglich. Somit erfüllt der Innertagesmarkt zwei Funktionen: zum einen als Referenzpreis für ein reformiertes System der Preisbildung für Ausgleichsenergie und zum anderen als Instrument für den Ausgleich von Prognosefehlern.

Als Beispiel für die Bedeutung des Innertagesmarktes für die Entwicklung der erneuerbaren Energien dienen die Entwicklungen in England und Wales nach der Einführung des NETA im März 2001. In den ersten Monaten fielen die Einspeisungen aus erneuerbaren Energien um 33%, was sich in einem Erlösrückgang von 25 % niederschlug. Die Anbieter konnten aufgrund der hohen Ausgleichsenergiepreise keine Weiterverteiler finden, die bereit waren, das Risiko der Einspeisung zu tragen und eine langfristige Preisgarantie zu geben. Durch eine Verkürzung des Handelszeitraums vor dem *gate closure* von 3,5 Stunden auf eine Stunde konnten die Erlöse wieder auf das Niveau vor der Reform erhöht werden, da durch den Innertageshandel die Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern verringert werden konnten.²¹⁶

Die Ausgestaltung der Fahrplanabgabe in Deutschland ermöglicht den kostengünstigen Ausgleich von Prognosefehlern. Eine Ausweitung des börslichen Handels auf den Innertagesmarkt kann die Transaktionskosten weiter reduzieren und ist in den nächsten Jahren zu erwarten. Dieser Markt sollte nicht als fortlaufender Handel organisiert werden, sondern die Liquidität in Form von diskreten Auktionen auf einen

²¹⁶ Vgl. Massy (2004).

Punkt konzentrieren.

4.3.3 Eigene Reservehaltung

Als drittes Instrument steht die Vorhaltung eigener Reserven zur Verfügung. Dieses kann in Form von langfristigen vertraglichen Verpflichtungen als auch durch die Errichtung eigener Kraftwerkskapazitäten erfolgen.

Die Option der Errichtung eigener Kapazitäten steht dem ÜNB nicht zur Verfügung – einem unabhängigen Vermarkter hingegen schon. So kann sich für einen auf die Vermarktung erneuerbarer Energien spezialisierter Dienstleister der Bau eines flexiblen Gaskraftwerkes lohnen, wenn es sich hierbei um eine günstige Möglichkeit für den Ausgleich von Prognosefehlern handelt. Besitzer von flexiblen Kraftwerken können durch die Vermarktung erneuerbarer Energien auf dem Spot- und Terminmarkt, inklusive Prognosefehlerausgleich, zusätzliche Erlöse erzielen.

Die Frage, ob eigene Reserve vorgehalten wird, ist von den Preisen der alternativen Ausgleichsmöglichkeiten abhängig. Im aktuellen Preisbildungsverfahren, wo der Einsatz der Reserve aus den Arbeitspreisen der vorgehaltenen Regelenergiekraftwerke resultiert, wird es keine Vorhaltung durch Händler oder Weiterverteiler geben. Die Kosten für die Vorhaltung eigener Reserven liegen immer über den Preisen für Ausgleichsenergie, da bei der Ausgleichsenergie nur die Arbeitspreise und nicht die Leistungspreise berücksichtigt werden.

In einem marktpreisorientierten Preisbildungsverfahren für Ausgleichsenergie schwanken die Preise hingegen genauso wie auf dem Spotmarkt. Die Vorhaltung eigener Kapazitäten ist erst dann rentabel, wenn die Strafzahlungen auf dem Ausgleichsenergiemarkt die Leistungskosten eines Kraftwerks decken. Grundsätzlich gilt auch hier die in Abschnitt 2.1.4 beschriebene Friktion zwischen dem Energiemarkt und der Deckung der Fixkosten installierter Kapazitäten. Die Höhe des Leistungspreises für die Beschaffung von Kraftwerkskapazitäten durch Vermarkter erneuerbarer Energien ist somit von der Auslastung des Kraftwerksparks abhängig. In einer Situation, in der ein Überschuss an flexiblen Kraftwerkskapazitäten besteht, sind die Beschaffungskosten wesentlich niedriger als in einer Situation, in der es an diesen Kapazitäten mangelt.

Auf dem desintegrierten Strommarkt besteht das Problem, dass ausreichend Investi-

tionen in den Kraftwerksparks getätigt werden müssen, um die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt zu decken. Dieses stellt keine Besonderheit der Förderung erneuerbarer Energien dar. Eine Veränderung des Marktdesigns in diesem Punkt stellt ein eigenständiges Problem dar und ist durch politische Vorgaben zu lösen. In einem marktorientierten Verfahren sorgen Preisspitzen bei der Ausgleichsenergie dafür, dass die Vorhaltung eigener Kraftwerkskapazitäten rentabel ist.

4.4 Zusammenfassende Bewertung

In diesem Kapitel wurden alternative Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zu einer fixen Einspeisevergütung dargestellt. Die Bewertung der Instrumente anhand umweltökonomischer Kriterien ist in der Tabelle 4.2 zusammengefasst. Es wird deutlich, warum es in Deutschland seit Einführung des Stromeinspeisegesetzes Kritik an der Verwendung der fixen Einspeisevergütung gegeben hat. Lediglich die Effektivität ist durch ausreichend hohe Fördersätze gegeben. Bei allen anderen Kriterien schneiden alternative Fördermechanismen besser ab.

	Integrations-effizienz	Kosten-effizienz	Wettbewerbs-konformität	Effektivität
EEG	⊖	⊖	⊖	⊕
Quotenmodell	⊕	⊕	⊕	⊕
Bonus-/Prämienmodell	⊕	⊖	⊙	⊙

Tabelle 4.2: Bewertung der Förderinstrumente

Aus umweltökonomischer Sicht ist insbesondere das mengenbasierte Quotenmodell dazu geeignet, das gewünschte Ziel mit dynamischer und statischer Effizienz zu erreichen. Das Quotenmodell erfüllt alle Kriterien und wird daher aus ökonomischer Sicht präferiert. Bei dem Bonus- oder Prämienmodell ist die Wettbewerbskonformität umstritten. Die Effektivität ist wie bei fixen Einspeisevergütungen von der Höhe der Bonuszahlungen abhängig.

Neben der Kosteneffizienz, die lediglich die Fixkosten und variablen Kosten der Anlage berücksichtigt, wird in diesem Kapitel besondere Aufmerksamkeit auf die Integrationseffizienz gerichtet. Als Instrumente mit einer hohen Integrationseffizienz wurden das preisbasierte Prämienmodell (variable Einspeisetarife) und das mengenbasierte Quotenmodell identifiziert.

Eine unabhängige Vermarktung setzt Anreize für eine effiziente Integration der Einspeisungen, da die Einnahmen der Erzeuger oder Vermarkter von den Entwicklungen auf den Strommärkten abhängig sind. Die Vor- und Nachteile einer Vermarktung auf den unterschiedlichen Märkten sind in Tabelle 4.3 zusammengefasst. Für eine Vermarktung am Spotmarkt sprechen die geringen Prognosefehler und die fehlenden Bandbildungskosten. Allerdings sind die Preise bei hohen Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen systematisch niedriger.

Spotmarkt	Terminmarkt
<ul style="list-style-type: none"> • geringer Prognosefehler • keine Bandbildungskosten • hohe Volatilität • systematisch niedrigere Einnahmen 	<ul style="list-style-type: none"> • hoher Prognosefehler • Bandbildungskosten • Absicherung der Einspeisungen

Tabelle 4.3: Vor- und Nachteile von Spot- und Terminmärkten

Eine Vermarktung am Terminmarkt ist erforderlich, um den systematisch niedrigeren Einnahmen auf dem Spotmarkt entgegenzuwirken, die Preisschwankungen auf dem Spotmarkt abzusichern und die Anforderungen der Fremdkapitalgeber zu befriedigen. Dieses verursacht allerdings höhere Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern und führt eventuell zu Bandbildungskosten. Im Gegenzug sind die Preise schon im Vorfeld bekannt und die Unsicherheiten über die Zahlungsströme in einem marktorientierten Förderinstrument können so verringert werden.

Als Instrumente stehen sowohl finanzielle als auch die physische Kontrakte zur Verfügung. Ein Instrument zur Absicherung schwankender Mengeneinspeisungen sind Swaps. Das deutsche Marktdesign ist dazu geeignet, die zusätzlichen Volumina durch die direkte Vermarktung der erneuerbaren Energien auf dem Spot- und dem Terminmarkt aufzunehmen. Es ist davon auszugehen, dass die Erhöhung des Volumens auf dem EEX-Spotmarkt eine höhere Volatilität zur Folge hat. Ein marktorientiertes Verfahren würde keine Auswirkungen auf den EEX-Terminmarkt haben, da ein Großteil der verwendeten Terminkontrakte außerbörslich gehandelt wird, was allerdings auch die Möglichkeiten des regulatorischen Eingriffs verringert.

Als zweiter wichtiger Punkt für eine effiziente Integration der erneuerbaren Energien ist die Zusammensetzung der Instrumente für den Ausgleich der Prognosefehler zu berücksichtigen. Die Preise für den Ausgleich von Prognosefehlern werden durch

den Preisbildungsmechanismus für Ausgleichsenergie, den Innertageshandel und die Kosten für die Vorhaltung eigener Reserven bestimmt. Die Sanktionen für die Nutzung von Ausgleichsenergie müssen hoch genug sein, um die Akteure zur Nutzung der Alternativen zu bewegen, ohne die Kosten für unvermeidliche Abweichungen so zu steigern, dass keine Investitionen in regenerative Energien mehr getätigt werden. Das vorgeschlagene Marktdesign basiert auf dem in Kapitel 2.4 vorgeschlagenen Verfahren in Kombination mit einem neu eingeführten börslichen Innertageshandel.

Insbesondere die Betreiber von großen Biomasseanlagen sind in der Lage, ihren Strom gewinnmaximal zu vermarkten. Betreiber kleinerer Anlagen mit einer nicht steuerbaren Technologie benötigen hingegen eine besondere Vermarktung. Ein marktorientiertes Verfahren ist somit besonders für die Förderung großer, steuerbarer Anlagen geeignet. Die Vermarktung, insbesondere die finanzielle Absicherung der Einspeisungen auf dem Terminmarkt, stellt erhebliche Anforderungen an die Erzeuger, sodass von einer Vermarktung durch spezialisierte Dienstleister auszugehen ist. Deren Effizienz wird durch die Aufteilung der deutschen Marktzone in vier Regelzonen verringert.

Der desintegrierte Markt ist in der Lage, die gleiche langfristige Investitionssicherheit wie bei einer Einspeisevergütung herzustellen. Allerdings haben diese Dienstleistungen einen Preis, der von den Erzeugern getragen werden muss. Die indirekten Kosten der Förderung werden so expliziert und führen zu einer Reduktion der Einnahmen der Erzeuger. Allerdings kann der Wert der Einspeisungen gesamtwirtschaftlich dadurch gesteigert werden, dass eine effiziente Vermarktung unter Berücksichtigung der Kosten für Prognosefehler erfolgt. Die Rahmenbedingungen hierfür bestehen im Wesentlichen bereits, lediglich die Änderung des Preisbildungsverfahrens für Ausgleichsenergie und die Schaffung eines börslichen Innertagesmarkt sind erforderlich.

Auch wenn die Kosten für den Netzausbau und die Vorhaltung zusätzlicher Regelleistungskapazitäten nicht verringert werden können, sinken die indirekten Kosten der Förderung, da die im EEG entstehenden Bandbildungs- und Ausgleichskosten verringert und der Wert der Einspeisungen erhöht werden kann. Ein marktorientiertes Verfahren setzt nicht nur Anreize zur Verringerung der Erzeugungskosten, sondern fördert auch technische Entwicklungen bei der Prognose von Windeinspeisungen oder innovative Instrumente zur Absicherung der spezifischen Risiken auf dem Terminmarkt. Diese effiziente Integration der erneuerbaren Energien ist mit steigender Durchdringung von zunehmender Bedeutung.

Kapitel 5

Fazit und Ausblick

Ziel dieser Arbeit ist es, ein effizientes Marktdesign für den deutschen Strommarkt unter besonderer Berücksichtigung der Förderung regenerativer Energien zu entwickeln. Der deutsche Strommarkt ist desintegriert, d.h. die Koordination der Teilmärkte erfolgt nicht über eine zentrale Instanz, sondern durch die Interaktion der unterschiedlichen Teilmärkte. Der erste Teil dieser Arbeit analysiert das Zusammenspiel der unterschiedlichen Teilmärkte. Diese Betrachtungsweise ermöglicht es, fünf Friktionen des desintegrierten Marktsystems zu ermitteln. Diese sind Bereiche, in denen das Zusammenspiel der Teilmärkte nicht effizient funktioniert oder Märkte, von denen keine Signale für eine effiziente Allokation der Ressourcen ausgehen.

Die methodische Vorgehensweise, die Teilmärkte des Stromsektors getrennt zu betrachten, dient als Grundlage für die Analyse der Förderinstrumente für regenerative Energien im zweiten Teil der Arbeit. Zunächst konnte hierbei festgestellt werden, dass unabhängig von dem verwendeten Förderinstrument regenerative Energien einen Ausbau der Netzkapazitäten, einen vermehrten Regelenergiebedarf und eine Veränderung der Zusammensetzung des kostenminimalen Kraftwerksparks zur Folge haben. Das Ausmaß dieser Effekte ist von dem Durchdringungsgrad der erneuerbaren Energien abhängig.

Der Bedarf an Netzkapazitäten wird zudem durch die Ausgestaltung des deutschen Systems zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte verstärkt. Da die Netznutzungsentgelte von den Verbrauchern getragen werden, erhalten die Erzeuger keine Signale zur effizienten Standortwahl. Durch die historische Aufteilung Deutschlands in vier Regelzonen kommt es je nach Regelzone zu unterschiedlichen Belastungen der Netz-

nutzer. Allerdings stehen zu dem im EEG festgelegten Verfahren, der Finanzierung der indirekten Netzanschlusskosten über die Netznutzungsentgelte, in der Praxis keine Alternativen zur Verfügung.

Im Rahmen dieser Arbeit konnten die Probleme bei der Ermittlung der zusätzlich erforderlichen Regelennergiekapazitäten aufgrund von Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen dargestellt werden. Da keine gesetzlichen Vorgaben zur Systemsicherheit bestehen und keine einheitlichen Kriterien bezüglich der Ausfallwahrscheinlichkeit zugrunde gelegt werden können, sind gesicherte Prognosen in diesem Bereich kaum möglich. Es lässt sich lediglich feststellen, dass derzeit kein zusätzlicher Bedarf an Regelennergie erforderlich ist. Durch die vermehrte Installation von Winkraftanlagen ist zunächst mit einem zusätzlichen Bedarf an negativer Regelennergie zu rechnen. Hier leistet diese Arbeit durch die Trennung von ÜNB- und Bilanzkreisreserve einen methodischen Beitrag zur Ermittlung der erforderlichen Reservekapazitäten.

Um die Auswirkungen des zukünftig erhöhten Reservebedarfs auf die Netznutzungsentgelte möglichst gering zu halten, ist eine effiziente Ausgestaltung der Regelennergieauktionen erforderlich. Die Ausschreibungen der ÜNB zur Beschaffung von Regelennergie stehen in direkter Konkurrenz zum Energiemarkt. Nur wenn der ÜNB neben einem Arbeitspreis für eingesetzte Reserve einen Leistungspreis für die Vorhaltung der Kapazitäten zahlt, finden sich genügend Anbieter für die Regelennergieauktionen. Wesentliche Ausgestaltungskriterien einer solchen mehrdimensionalen Auktion sind die Auswahlregel (*scoring rule*) und die Preisbildungsregel (*settlement rule*). Die Auswahlregel verdichtet die beiden Gebote für Arbeit und Leistung zu einer Kennzahl. Es konnte gezeigt werden, dass eine effiziente Auswahlregel ausschließlich das Leistungsgebot berücksichtigt. Dieses Verfahren wird von den deutschen ÜNB angewandt.

Bei der Wahl der Preisbildungsregel ist zwischen dem Höchstpreisverfahren (*uniform price*) und dem Gebotspreisverfahren (*pay-as-bid*) zu wählen. Für ein Höchstpreisverfahren spricht, dass alle Bieter mit dem gleichen Preis vergütet werden und es zunächst als die optimale Strategie erscheint, seine wahren Grenzkosten zu bieten. Allerdings ist es bei Mehrgutauktionen (*multi-unit*) in der Praxis zu Ergebnissen gekommen, die den Eindruck von Kollusion erwecken. Auch wenn die Ergebnisse auf das rationale Kalkül der einzelnen Bieter zurückzuführen sind, liegen die Kosten der Beschaffung über den Grenzkosten des letzten akzeptierten Bieters, da die Bieter nur

für die erste Einheit ihre Grenzkosten bieten. Für jede weitere Einheit erhöhen sie ihr Gebot, da so die Erlöse für alle angebotenen Einheiten erhöht werden können. Wegen dieser strategischen Gebote wurde beispielsweise auf dem englischen Markt das Höchstpreisverfahren durch ein Gebotspreisverfahren ersetzt. In Deutschland wird weiterhin das Gebotspreisverfahren verwendet, da die theoretische Diskussion über die Äquivalenz der beiden Preisbildungsverfahren nicht abgeschlossen ist.

Im Rahmen dieser Arbeit kann empirisch nachgewiesen werden, dass die Preisbildung für Regelenergie in Deutschland nicht effizient ist. Es existiert kein Zusammenhang zwischen den Preisen auf den Regelenergie- und den Energiemärkten. Dieses ist auf eine starke Segmentierung der Anbieter durch die unterschiedlichen Regelzonen, dem hohen Kernanteil und den langen Ausschreibungszeiträumen der Sekundärreserve zurückzuführen. Insbesondere die technische Richtlinie, die zur Folge hat, dass 66 % der Sekundärreserve und zwischen 23 und 37 % der Minutenreserve in der eigenen Regelzone vorgehalten werden müssen, sollte durch die Bundesnetzagentur überprüft werden, da sie den Wettbewerb zwischen den Regelzonen behindert. Die Arbeitspreise der Reserve mit einer langsamen Reaktionszeit (Minutenreserve) liegen über denen von Reserven mit einer schnellen Reaktionszeit (Sekundärreserve). Durch die strategische Gebotsabgabe bei der Minutenreserve wird diese nur in einigen wenigen Fällen pro Jahr eingesetzt. Der Einsatz der Reserven erfolgt somit nicht hierarchisch. Durch das umgekehrte Preisverhältnis kommt es nicht zu einem kostenminimalen Ausgleich des Regelzonensaldos.

Das Ausschreibungssystem der Regelenergie befindet sich derzeit in einem Neuordnungsprozess aufgrund der Vorgaben des EnWG2005 und der dazugehörigen Strom-NZV. Die bisher im Rahmen der Umgestaltung des Ausschreibungsverfahrens für Minutenreserve bekanntgewordenen Schritte setzen allerdings hauptsächlich auf eine Ausweitung des Teilnehmerkreises durch Verringerung der Anforderungen an die Anbieterseite. Eine umfassende Reform, wie beispielsweise eine gemeinsame Beschaffung der unterschiedlichen Reservearten nach dem Verfahren des rationalen Käufers (*rational buyer*), wird bedauerlicherweise nicht diskutiert. Wird das aktuelle Verfahren beibehalten, entstehen zusätzliche Kosten durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energiequellen.

Bei der Bewertung der Instrumente anhand der klassischen umweltökonomischen Kriterien (Effektivität, statische und dynamische Effizienz und Wettbewerbskonfor-

mität) wird deutlich, dass die Effektivität im EEG lediglich durch einen ausreichend hohen Fördersatz gewährleistet ist. Bei der Untersuchung der Effizienz der Förderung erneuerbarer Energien wird in dieser Arbeit explizit die Integrationseffizienz berücksichtigt.

Ein wesentliches Ergebnis dabei ist, dass die Förderung der erneuerbaren Energien durch das EEG keine Anreize zur effizienten Integration des erzeugten Stroms in den Strommarkt setzt. Da die Einspeisungen des EEG in Form eines konstanten Monatsbandes an die Weiterverteiler geliefert werden, wird die gesamte EEG-Strommenge über den Terminmarkt veräußert. Der Wert der Einspeisungen entspricht dem eines base-Futures mit physischer Erfüllung und wird durch die Kosten der Bandbildung verringert. Die Differenzen zwischen prognostizierter Menge und EEG-Quote werden am day-ahead Spotmarkt gehandelt. Die Kosten der Bandbildung werden durch das Verfahren zur Ermittlung der EEG-Quote zusätzlich erhöht. In einem intransparenten Verfahren beauftragt der ÜNB die konzerneigene Handelsgesellschaft mit der Glättung der Einspeisungen, ohne genaue Angaben über den Umfang dieser Kosten zu machen. Da die Erlöse für die Erzeuger immer konstant sind, gibt es, selbst für Anlagenbetreiber mit einer steuerbaren Technologie (beispielsweise Biomasse), keinen Anreiz, ihre Produktion auf Hochpreisphasen zu konzentrieren. Bei dem Ausgleich von Prognosefehlern kommt es zu einem zu häufigen Einsatz von Dauerreserve und Ausgleichsenergie. Die Handelsmöglichkeiten am Innertagesmarkt werden nicht im effizienten Umfang genutzt. Die Beschaffung der Dauerreserve erfolgt nicht wettbewerblich, sondern wird durch die Konzerngesellschaften der ÜNB bereitgestellt. Die hierbei entstehenden Kosten werden nicht expliziert.

Da das EEG nicht effizient ist, werden im Rahmen dieser Arbeit alternative Förderinstrumente entwickelt. Damit die Erzeuger Anreize haben, die Kosten der Integration zu minimieren und den Marktwert der Einspeisungen unter Berücksichtigung der Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern zu maximieren, ist ein marktorientierter Vermarktungsmechanismus und ein entsprechendes Marktdesign erforderlich.

In einem solchen Vermarktungsmechanismus sind die Erlöse der Erzeuger von der Preisentwicklung auf den Energiemärkten abhängig. Ein Teil der Einspeisungen wird auf dem Termin- und ein anderer auf dem Spotmarkt veräußert. Hier gilt es, die gewinnmaximale Kombination zu ermitteln. Ein solcher Vermarktungsmechanismus ist mit der Förderung durch variable Einspeisetarife und Quotenmodelle vereinbar. Ei-

ne Vermarktung am Terminmarkt ist erforderlich, um den systematisch niedrigeren Einnahmen auf dem Spotmarkt entgegenzuwirken, die Preisschwankungen auf dem Spotmarkt abzusichern und die Anforderungen der Fremdkapitalgeber zu befriedigen. Im Gegensatz zum Spotmarkt müssen die Erzeuger allerdings höhere Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern berücksichtigen. Die Verwendung finanzieller Terminkontrakte in Form von Swaps kann die Preisrisiken der Erzeuger verringern, ohne die Erlöse durch Bandbildungskosten zu reduzieren. Da die Grenzkosten bei der Stromerzeugung aus regenerativen Energien konstant sind, können die Erzeuger langfristige Lieferverträge mit einer geringeren Risikoprämie anbieten. Die Ausgestaltung der Terminmärkte ist hierfür geeignet. Allerdings handelt es sich bei diesen Absicherungsgeschäften in der Regel um außerbörsliche Kontrakte, deren Ausgestaltung durch regulatorische Maßnahmen nur geringfügig beeinflusst werden kann.

Ein wesentlicher Faktor für eine erfolgreiche Umsetzung eines marktorientierten Förderinstruments ist der kostenminimale Ausgleich von Prognosefehlern. Die Sanktionen für die Nutzung von Ausgleichsenergie müssen hoch genug sein, um die Akteure zur Nutzung der Alternativen auf dem Innertagesmarkt und zur Vorhaltung eigener Reservekapazitäten zu bewegen. Gleichzeitig dürfen die Kosten für unvermeidliche Abweichungen allerdings nicht dazu führen, dass keine Termingeschäfte mehr getätigt und so die Investitionen in erneuerbare Energien verringert werden.

Dieses ist über eine Reform des Preisbildungsverfahrens für Ausgleichsenergie und die Schaffung eines börslichen Innertagesmarktes zu realisieren. Die Kompensation von Fahrplanabweichungen ist in einem desintegrierten Markt eine Schnittstelle zwischen dem wettbewerblichen und dem monopolistischen Bereich. Das Preisbildungsverfahren liegt in den Händen der ÜNB, da der Handel zum Zeitpunkt des *gate closure* ausgesetzt werden muss. Das deutsche Preisbildungsverfahren ist an den Beschaffungskosten der Regelenergie orientiert und unterscheidet zwischen Fahrplanabweichungen, die den Regelzonensaldo stützen und solchen, die ihn verursachen. Die Folge dieses Preisbildungsverfahrens ist ein Anreiz zur systematischen Überspeisung der Bilanzkreise. Das kostenorientierte Verfahren liefert keine aussagefähigen Echtzeitpreise und bewirkt somit eine zu starke Nachfrage nach Ausgleichsenergie im Vergleich zu der Beschaffung über den Spotmarkt.

Die Unterteilung des deutschen Marktgebietes in vier Regelzonen ist vorteilhaft, wenn die Regelzonen auch die Marktzone bei einem Engpass abbilden und die Engpässe

in einem Verfahren impliziter Auktionen bepreist werden können. Bei der Ausschreibung von Regelenergie und bei der Integration von erneuerbaren Energien stellen die Regelzonen ein Hindernis dar. Auch wenn eine Änderung der derzeitigen Ausgestaltung aus diesen Gründen wünschenswert wäre, ist dieses aufgrund von eigentumsrechtlichen Fragen nicht zu erwarten.

Ein börslicher Innertagesmarkt als eine Folge diskreter Auktionen kann die Liquidität auf bestimmte Zeitpunkte am Erfüllungstag konzentrieren und zu einer effizienten Preisbildung führen. Die auf diesem Markt ermittelten Preise können auch als Referenzwerte bei der Preisbildung der Ausgleichsenergie verwendet werden. Überspeiungen werden mit diesem Preis abzüglich eines Sanktionssatzes vergütet, zusätzliche Energie wird mit einem Aufschlag auf diesen Preis vom ÜNB angeboten. Durch eine entsprechende Anpassung der Sanktionssätze können die Anforderungen an ein effizientes Preisbildungsverfahren für Ausgleichsenergie erfüllt werden.

Die effiziente Höhe des Sanktionssatzes ist in weiteren Untersuchungen zu ermitteln. Zusätzlicher Forschungsbedarf existiert zudem bei der Untersuchung der geeigneten Instrumente zur Vermarktung von regenerativen Energien. Beispielsweise sind Verfahren zur Ermittlung des fairen Strike-Preises bei Swaps und die Wahl des richtigen Underlyings erforderlich. Es wurden die Kriterien, die für eine Vermarktung am Spot- oder Terminmarkt sprechen identifiziert. Allerdings konnten noch keine Strategien aus diesen Kriterien abgeleitet werden. Ebenso wurde das Zusammenspiel mit den CO₂-Märkten in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Es gibt keine standardisierte Organisationsform für Strommärkte. Jeder Markt hat seine eigene Ausgestaltung, sodass die in dieser Arbeit für Deutschland ermittelten Ergebnisse nicht beliebig auf andere Strommärkte übertragen werden können.

Die Ergebnisse dieser Arbeit beruhen auf einer desintegrierten Betrachtung des Strommarktes, die es ermöglicht, die Besonderheiten des deutschen Marktsystems und die Friktionen beim Zusammenspiel der Teilmärkte zu identifizieren. Da es sich bei der Suche nach effizienten Strommärkten um eine relativ neue Fragestellung handelt, liegt eine vergleichbare Untersuchung der einzelnen Teilmärkte und deren Interaktionen für Deutschland bisher nicht vor.

Aus diesen detaillierten Betrachtungen ergeben sich, unabhängig von der Förderung regenerativer Energien, vorteilhafte Modifikationen des Marktdesigns. Hierzu zählen die Ausgestaltung der Strommärkte, die Preisbildung für Netznutzungsent-

gelte und Übertragungskapazitäten. Der wesentliche Beitrag dieser Arbeit liegt in der Analyse der Beschaffung und Preisbildung von Regel- und Ausgleichsenergie. Die durch das Marktdesign verursachten Anreize zur strategischen Fahrplanabgabe werden sowohl theoretisch als auch empirisch hergeleitet. Zusätzlich wird ein alternatives Marktdesign vorgestellt, das diese Anreize beseitigt. Auch bei der Beschaffung von Regelenergie werden die Ineffizienzen im derzeitigen System ermittelt und ein effizientes Verfahren zur Verringerung der Netznutzungsentgelte erarbeitet. In beiden Fällen handelt es sich um Märkte, die nicht im Fokus der Öffentlichkeit stehen, deren Ausgestaltung aber für die Funktionsweise des desintegrierten Marktsystems von erheblicher Bedeutung sind.

Auf dem desintegrierten Analyseschema aufbauend wird die Wirkungsweise des EEG untersucht. Der desintegrierte Ansatz ermöglicht eine neue Sichtweise auf die Kosten der Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG. Er ermöglicht, neben den Kosten der Erzeugung auch die Kosten der Integration in den liberalisierten Strommarkt zu berücksichtigen. Demnach stehen die Kosten, die im gesamten elektrischen System, also auf allen Teilmärkten entstehen, im Mittelpunkt. Einen besonderen Schwerpunkt bilden dabei die in den meisten Untersuchungen vernachlässigten Bandbildungskosten und Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern. Die ökonomische Analyse der technischen und juristischen Richtlinien offenbart die Ineffizienzen des derzeitigen Systems. Diese Erkenntnisse stellen eine wichtige Ergänzung zu den konventionellen umweltökonomischen Untersuchungen dar.

Als Alternative zum derzeitigen System wird ein marktorientierter Fördermechanismus entwickelt, bei dem die Vermarktung der erneuerbaren Energien unabhängig von der Förderung erfolgt. Ein solches Verfahren ist mit einem Quotenmodell und einem System variabler Einspeisetarife kompatibel. Da es in Deutschland keine – und international nur wenige Erfahrungen mit der individuellen Vermarktung nicht steuerbarer erneuerbarer Energien gibt, werden in dieser Arbeit zunächst die grundlegenden Einflussfaktoren bestimmt. Unter Berücksichtigung von technischen Restriktionen wird ein Marktdesign entwickelt, in dem die Anreize zur Vermarktung zu einem effizienten Ausgleich von Prognosefehlern und zu einer Vermeidung von Bandbildungskosten führt.

Somit wird sowohl ein Vorschlag zur Effizienzsteigerung des aktuellen Systems, als auch ein alternatives Verfahren zur Förderung erneuerbarer Energien erarbeitet. Der

in dieser Arbeit entwickelte und angewandte desintegrierte Ansatz, bei dem die einzelnen Teilmärkte und deren Interaktionen getrennt betrachtet werden, kann als Grundlage für weitere Untersuchungen des deutschen Strommarktes verwendet werden. Auch wenn die Umsetzung eines marktorientierten Fördersystems hohe Anforderungen an die Marktteilnehmer und das Design der Teilmärkte stellt, sollte ein solcher Schritt gewagt werden, um die Kosten der Integration zu verringern. Das Marktdesign ist hierfür in weiten Teilen bereits ausgelegt, allerdings sind noch einige Anpassungen erforderlich. Zentraler Aspekt sollte hierbei eine Trennung der Beschaffung von Regelenergie auf der einen Seite und der Bereitstellung von Ausgleichsenergie auf der anderen Seite sein. Die erarbeiteten Vorschläge sind sowohl ein Beitrag zur allgemeinen Diskussion über das Strommarktdesign als auch zur Debatte um die Novellierung des EEG.

Literaturverzeichnis

- [Ackermann und Morthorst 2005] ACKERMANN, Thomas ; MORTHORST, Poul E.: Economic Aspects of Wind Power in Power Systems. In: ACKERMANN, Thomas (Hrsg.): *Wind Power in Power Systems*. John Wiley & Sons, 2005, S. 384–410.
- [Allaz und Vila 1993] ALLAZ, Blaise ; VILA, Jean-Luc: Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency. In: *Journal of Economic Theory* 59 (1993), S. 1–16.
- [Allen und Ilić 2000] ALLEN, Eric ; ILIĆ, Maija D.: Reserve Markets for Power Systems Reliability. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 15 (2000), Nr. 1, S. 228–233.
- [Attaviriyanupap u. a. 2005] ATTAVIRIYANUPAP, Pathom ; KITA, Hiroyuki ; TANAKA, Eiichi ; HASEGAWA, Jun: New Bidding Strategy Formulation for Day Ahead Energy and Reserve Markets Based on Evolutionary Programming. In: *Electric Power & Energy Systems* 27 (2005), S. 157–167.
- [Ausubel und Cramton] AUSUBEL, Lawrence ; CRAMTON, Peter C.: Demand Reduction and Inefficiency in Multi-Unit Auctions. Working Paper No. 96-07, University of Maryland, Department of Economics, July 2002 Revision.
- [Back und Zender 1993] BACK, Kerry ; ZENDER, Jamie P.: Auctions of Divisible Goods: On the Rationale for the Treasury Experiment. In: *The Review of Financial Studies* 6 (1993), Nr. 4, S. 733–764.
- [Bergschneider u. a. 2001] BERGSCHNEIDER, Claus ; KARASZ, Michael ; SCHUMACHER, Ralf: *Risikomanagement im Energiehandel*. Schäffer-Poeschel Verlag, 2001
- [Bernet 2003] BERNET, Beat: *Institutionelle Grundlagen der Finanzintermediation*. Oldenbourg, 2003

- [Berry 2005] BERRY, David: Renewable energy as a natural gas price hedge: the case of wind. In: *Energy Policy* 33 (2005), S. 799–807
- [Billinton und Allan 1996] BILLINTON, Roy ; ALLAN, Ronald N.: *Reliability Assessment of Power Systems*. Bd. 2. London : Plenum Press, 1996
- [Binmore und Swierzbinski 2000] BINMORE, Ken ; SWIERZBINSKI, Joe: Treasury Auctions: Uniform or Discriminatory? In: *Review of Economic Design* (2000), S. 387–410.
- [Bjørndal und Jørnstern 2001] BJØRNDAL, Mette ; JØRNSTERN, Kurt: Zonal Pricing in a Deregulated Electricity Market. In: *The Energy Journal* 22 (2001), Nr. 1, S. 51–73.
- [Black und Scholes 1973] BLACK, Fischer ; SCHOLES, Myron: The Pricing of Options and Corporate Liabilities. In: *The Journal of Political Economy* 81 (1973), Nr. 3, S. 637–654.
- [Bleul und Hillebrand 2005] BLEUL, Michaela ; HILLEBRAND, Bernhard: Das Integrationsmodell für erneuerbare Energiequellen - Vom Staat zum Markt. (2005)
- [Blumstein u. a. 2002] BLUMSTEIN, Carl ; FRIEDMAN, Lee ; GREEN, Richard: The History of Electricity Restructuring in California. In: *Journal of Industry, Competition and Trade* 2 (2002), Nr. 1/2, S. 9–38.
- [BMU 2006] BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Informationen zur Anwendung von §16 EEG (Besondere Ausgleichsregel für stromintensive Unternehmen) für das Jahr 2006. (2006). – Stand: 30.12.2005
- [Board u. a. 2001] BOARD, John ; SANDMANN, Gelb ; SUTCLIFFE, Charles: The Effects of Future Market Volume on Spot Market Volatility. In: *Journal of Business Finance and Accounting* 28 (2001), Nr. 7/8, S. 799–819.
- [Bolinger u. a. 2002] BOLINGER, Mark ; WISER, Ryan ; GOLOVE, William: Quantifying the value that wind power provides as a hedge against volatile natural gas prices. (2002). – Proceedings of WINDPOWER 2002, 2.-5. Juni 2002, Portland, Oregon
- [Bolinger u. a. 2006] BOLINGER, Mark ; WISER, Ryan ; GOLOVE, William: Accounting for fuel price risk when comparing renewable to gas-fired generation: the role of forward natural gas prices. In: *Energy Policy* 34 (2006), S. 706–720

- [Borenstein 2002] BORENSTEIN, Severin: The Trouble with Electricity Markets: Understanding California´s Restructuring Disaster. In: *Journal of Economic Perspectives* 16 (2002), Nr. 1, S. 191–211.
- [Bräuer] BRÄUER, Wolfgang: Ordnungspolitische Vergleich von Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien im deutschen Stromsektor. In: *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht (ZfU)* 25, 1
- [Brennan 1958] BRENNAN, Michael J.: Supply of Storage. In: *American Economic Review* 48 (1958), Nr. 1, S. 50–72.
- [Brien 1999] BRIEN, Laura: Why the Ancillary Services Market in California Don´t Work and What to Do About It. In: *The Electricity Journal* 12 (1999), Nr. 5, S. 38–49.
- [Brückl 2005] BRÜCKL, Oliver: Die Integration von Windenergie in die allgemeine Stromversorgung - Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. In: *Tagungsband zur Fachtagung Technologie der Zukunft*. München : Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2005, S. G–1–G–11.
- [Brunnekreeft und Keller 2000] BRUNNEKREEFT, Gert ; KELLER, Katja: Verhandeltes versus regulierter Netzzugang. In: KNEIPS, Günter (Hrsg.) ; BRUNNEKREEFT, Gert (Hrsg.): *Zwischen Regulierung und Wettbewerb*. Heidelberg : Physica Verlag, 2000, Kap. 5, S. 124–150.
- [Bushnell und Mansur 2004] BUSHNELL, James B. ; MANSUR, Erin T.: Consumption under Noisy Price Signals: A Study of Electricity Retail Rate Deregulation in San Diego. (2004). – Working Paper PWP-082r, University of California Energy Institute.
- [CAISO 2004] CAISO, California Independent System Operator: Ancillary Service Procurement. (2004). – Procedure No. M-402, Version 5.0
- [Chao u. a. 2000] CHAO, Hung-Po ; PECK, Stephen ; OREN, Shmuel ; WILSON, Robert: Flow-Based Transmission Rights and Congestion Management. In: *The Electricity Journal* 13 (2000), Nr. 8, S. 38–58.
- [Chao und Wilson 2002] CHAO, Hung-Po ; WILSON, Robert: Multi-Dimensional Procurement Auctions for Power Reserves: Robust Incentive-Compatible Scoring

- and Settlement Rules. In: *Journal of Regulatory Economics* 22 (2002), Nr. 2, S. 161–183.
- [Che 1993] CHE, Yeon-Koo: Design Competition Through Multidimensional Auctions. In: *RAND Journal of Economics* 24 (1993), Nr. 4, S. 668–680.
- [Christensen und Greene 1976] CHRISTENSEN, Laurits ; GREENE, William: Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation. In: *Journal of Political Economy* 84 (1976), Nr. 4, S. 655–676.
- [Cox 1976] COX, Charles: Future Trading and Market Information. In: *Journal of Political Economy* 84 (1976), Nr. 6, S. 1215–1237.
- [Dany 2000] DANY, Gundolf: *Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil*. Klinkenberg Verlag, 2000
- [dena 2005] DENA, Deutsche Energie Agentur GmbH: *Energiewirtschaftliche Planung Für Die Netzintegration Von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore Bis Zum Jahr 2020*. Konsortium aus DEWI, E.On Netz, EWI, RWE Transportnetz Strom und VE Transmission, 2005
- [Deng 2005] DENG, Shi-Jie: Valuation of Investment and Opportunity-to-Invest in Power Generation Assets with Spikes in Electricity Price. In: *Managerial Finance* 31 (2005), Nr. 6, S. 95–115.
- [Drillisch 2001] DRILLISCH, Jens: *Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung*. Oldenbourg Industrieverlag, 2001
- [EEX 2004] EEX, European Energy Exchange: EEX-Spotmarktkonzept. (2004). – Dokumentversion: 00011B.
- [EEX 2005] EEX, European Energy Exchange: EEX-Terminmarktkonzept. (2005)
- [Ellwanger und Mangermann 2003] ELLWANGER, Niels ; MANGELMANN, Tobias: Marktstrukturen im Europäischen Energiehandelsmarkt. In: ZENKE, Ines (Hrsg.) ; ELLWANGER, Niels (Hrsg.): *Handel mit Energiederivaten*. München : C.H. Beck, 2003, S. 1–27
- [Endres 2000] ENDRES, Alfred: *Umweltökonomie*. Verlag W. Kohlhammer, 2000
- [ETSO 1999] ETSO: Evaluation of Congestion Management for Cross-Border Transmission. (1999)

- [ETSO 2004] ETSO: Cross-Border Electricity Exchanges on a Meshed AC Power Systems. (2004)
- [ETSO und EuroPEX 2004] ETSO ; EUROPEX: Flow-Based Market Coupling. (2004)
- [EU 2005] EU, Europäische Kommission: Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. (2005), SEK/2005/1571
- [EU 2006] EU, Europäische Kommission: Energy Sector Inquiry - Preliminary Report Vom 16. Februar 2006. (2006)
- [EWI 2005] EWI, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln: *Energiereport IV*. Oldenbourg Industrieverlag, 2005
- [Eydeland und Wolyniec 2003] EYDELAND, Alexander ; WOLYNIEC, Krzysztof: Exotic Options. In: KU, Anne (Hrsg.): *Risk and Flexibility in Electricity*. London, UK : Risk Books, 2003, S. 179–204.
- [Feess 1995] FEES, Eberhard: *Umweltökonomie und Umweltpolitik*. München : Vahlen, 1995
- [Focken u. a. 2002] FOCKEN, Ulrich ; LANGE, Matthias ; MÖNNICH, Kai ; WALDL, Hans-Peter ; BEYER, Hans G. ; LUIG, Armin: Short-Term Prediction of the Aggregated Power Output of Wind Farms - a Statistical Analysis of the Reduction of the Prediction Error by Spatial Smoothing Effects. In: *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 90 (2002), S. 231–246.
- [Gibrik 1995] GIBRIK, Paul: Learning from Californias QF Auction. In: *Public Utilities Fortnightly* April 15 (1995), S. 27–30.
- [Giebel 2003] GIEBEL, Gregor: The State of the Art in Short Term Prediction of Wind Power. (2003)
- [Green 2005] GREEN, Richard: Electricity and Markets. In: *Oxford Review of Economic Policy* 21 (2005), Nr. 1, S. 67–87
- [Green und McDaniel 1999] GREEN, Richard ; MCDANIEL, Tanga: *Expected Revenues in the Balancing Market: Equivalence Between Pay-as-Bid and SMP*. 1999. – mimeo, University of Cambridge.
- [Greene 2003] GREENE, William H.: *Econometric Analysis*. Prencide Hall, 2003

- [von Haberzettel 2000] HABERZETTEL, Manfred von: Zertifikathandel als neues Förderinstrument im Wettbewerb. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 50 (2000), Nr. 9, S. 639–643
- [Häder 2005] HÄDER, Michael: Einspeisevergütungen vs. Quoten-/Zertifikatsysteme eine ökonomische Analyse der nationalen Systeme zur Förderung der regenerativen Stromerzeugung in der Europäischen Union. (2005)
- [Heier 2005] HEIER, Siegfried: *Windkraftanlagen - Systemauslegung, Netzintegration und Regelung*. B.G.Teubner Verlag, 2005
- [Heinzow u. a. 2006] HEINZOW, Thomas ; TOL, Richard ; BRÜMMER, Burghard: Offshore-Windstromerzeugung in der Nordsee - eine Ökonomische und Ökologische Sackgasse? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 56 (2006), Nr. 3, S. 68–73
- [Hensing u. a. 1998] HENSING, Ingo ; PFAFFENBERGER, Wolfgang ; STRÖBELE, Wolfgang: *Energiewirtschaft*. Oldenbourg, 1998
- [Hicks 1939] HICKS, John R.: *Value and Capital*. Oxford University Press, 1939
- [Hofer 2002] HOFER, Roland: Stromerzeugung. In: BARTSCH, Michael (Hrsg.) ; RÖHLING, Andreas (Hrsg.) ; SALJE, Peter (Hrsg.) ; SCHOLZ, Ulrich (Hrsg.): *Stromwirtschaft*. Köln, Berlin, Bonn, München : Carl Heymann Verlag, 2002, S. 195–265.
- [Hogan 1992] HOGAN, William: Contract Networks for Electric Power Transmission. In: *Journal of Regulatory Economics* 4 (1992), S. 211–242.
- [Holttinen 2004] HOLTINEN, Hannele: *The Impact of Large Scale Wind Power Production on the Nordic Electricity System*. VTT Processes, 2004
- [Holttinen 2005] HOLTINEN, Hannele: Optimal Electricity Market for Wind Power. In: *Energy Policy* 33 (2005), Nr. 16, S. 2052–2063.
- [Hull 2000] HULL, John: *Options, Futures and Other Derivatives*. Prentice Hall International, 2000
- [Hull 2006] HULL, John C.: *Optionen, Futures und Andere Derivate*. 6. Auflage. München : Pearson Studium, 2006
- [Hunt 2002] HUNT, Sally: *Making competition work in electricity*. New York, USA : John Wiley & Sons, inc., 2002

- [IEA 2005] IEA, International Energy Agency: *Lessons from Liberalised Electricity Markets*. OECD/IEA, 2005
- [Jenkins u. a. 2000] JENKINS, Nick ; ALLAN, Ron ; CROSSLEY, Peter ; KIRSCHEN, Daniel ; STRBAC, Goran: *Embedded Generation*. The Institution of Electrical Engineers, 2000
- [Johnson und Barz 1999] JOHNSON, Blake ; BARZ, Graydon: Selecting Stochastic Processes for Modelling Electricity Prices. In: JAMESON, Rob (Hrsg.): *Energy Modelling and the Management of Uncertainty*. London, UK : Risk Books, 1999, Kap. 1, S. 3–21.
- [Joskow 1996] JOSKOW, Paul: Introducing Competition Into Regulated Network Industries: From Hierarchies To Markets in Electricity. In: *Industrial and Corporate Change* 5 (1996), Nr. 2, S. 341–382.
- [Joskow und Tirole 2000] JOSKOW, Paul ; TIROLE, Jean: Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks. In: *RAND Journal of Economics* 31 (2000), Nr. 3, S. 450–487.
- [Kaldor 1939] KALDOR, Nicholas: Speculation and Economic Stability. In: *Review of Economic Studies* 7 (1939), Nr. 1, S. 1–27.
- [Kench 2004] KENCH, Brian T.: Let´s Get Physical! Or Financial? A Study of Electricity Transmission Rights. In: *Journal of Regulatory Economics* 25 (2004), Nr. 2, S. 187–214.
- [Keynes 1930] KEYNES, John M.: *A Treatise on Money*. Harcourt Brace, 1930
- [Kirschen und Strbac 2004] KIRSCHEN, Daniel ; STRBAC, Goran: *Fundamentals of Power System Economics*. John Wiley & Sons Ltd., 2004
- [Klemperer 1999] KLEMPERER, Paul: Auction Theory: A Guide to the Literature. In: *Journal of Economic Surveys* 13 (1999), Nr. 3, S. 227–286.
- [Kraus 2005] KRAUS, Michael: Aufbau und Funktionsweise von Strombörsen. In: ZANDER, Wolfgang (Hrsg.) ; RIEDEL, Martin (Hrsg.) ; KRAUS, Michael (Hrsg.): *Praxis der Energiebeschaffung Band*. Deutscher Wirtschaftsdienst, 2005, Kap. 4.2.
- [Kunz 2000] KUNZ, Martin: Regulierungsregime in Theorie und Praxis. In: KNEIPS, Günter (Hrsg.) ; BRUNEKREFT, Gert (Hrsg.): *Zwischen Regulierung und Wettbewerb*. Heidelberg : Physica Verlag, 2000, S. 45–79.

- [Laffont und Tirole 1993] LAFFONT, Jean-Jacques ; TIROLE, Jean: *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. The MIT Press, 1993
- [Lauber und Mez 2006] LAUBER, Volkmar ; MEZ, Lutz: Renewable Electricity Policy in Germany 1974 to 2005. In: *Bulletin of Science, Technology and Society* 26 (2006), Nr. 2, S. 105–120.
- [Lemming 2003] LEMMING, Jacob: Financial Risks for Green Electricity Investors and Producers in a Tradable Green Certificate Market. In: *Energy Policy* 31 (2003), S. 21–32.
- [Longstaff und Wang 2004] LONGSTAFF, Francis ; WANG, Ashley: Electricity Forward Prices: A High-Frequency Empirical Analysis. In: *The Journal of Finance* 59 (2004), Nr. 4, S. 1877–1900.
- [Lucia und Schwartz 2002] LUCIA, Julio J. ; SCHWARTZ, Eduardo S.: Electric Prices and Power Derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange. In: *Review of Derivatives Research* 5 (2002), S. 5–50.
- [Madhavan 2000] MADHAVAN, Ananth: Market Microstructure: A Survey. In: *Journal of Financial Markets* 3 (2000), S. 205–258.
- [Massy 2004] MASSY, Janice: A Dire Start That Got Gradually Better. In: *Windpower Monthly* (2004), Februar, S. 46
- [Meller u. a.] MELLER, Eberhard ; MILOJCIC, George ; REICHEL, Wolfgang ; SCHÖNING, Georg: Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft 2006. In: *Verlag Glückauf GmbH* 2006.
- [Menges 1999] MENGES, Roland: *Elemente eines Fördermodells für die erneuerbaren Energien in Deutschland*. 1999
- [Milligan und Porter 2005] MILLIGAN, M. ; PORTER, K.: Determining the Capacity Value of Wind: A Survey of Methods and Implementation. (2005)
- [Monopolkommission 2005] MONOPOLKOMMISSION: *Hauptgutachten 2002/2003 Wettbewerb im Schatten „Nationaler Champions“*. Nomos Verlag, 2005
- [Neubarth u. a. 2006] NEUBARTH, Jürgen ; WOLL, Oliver ; WEBER, Christoph ; GERECHT, Michael: Beeinflussung der Spotmarktpreise Durch Windstromspeisung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 7 (2006), S. 42–45.

- [Neuhoff 2005] NEUHOFF, Karsten: Large-Scale Deployment of Renewables for Electricity generation. In: *Oxford Review of Economic Policy* 21 (2005), Nr. 1, S. 88–110
- [Neus u. a. 2004] NEUS, Heiko ; HAUBRICH, Hans-Jürgen ; MOSER, Albert: Market Coupling: Ein Entwicklungsziel Für Den Europäischen Strommarkt? In: *Energiwirtschaftliche Tagesfragen* 54 (2004), Nr. 6, S. 387–388.
- [Nill-Theobald und Theobald 2001] NILL-THEOBALD, Christiane ; THEOBALD, Christian: *Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts*. Beck, 2001
- [Oren 2002] OREN, Rajnish Kamat ANS Shumel S.: Rational Buyer Meets Rational Seller: Reserve Market Equilibria under Alternative Auction Designs. In: *Journal of Regulatory Economics* 21 (2002), Nr. 3, S. 247–288.
- [Peek und Gatzten 2005] PEEK, Markus ; GATZEN, Christoph: Märkte Für Regel- und Ausgleichsenergie in Deutschland. (2005). – Gutachten im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Metalle (WVM)
- [Pirrog und Jermakyan 1999] PIRROG, Craig ; JERMAKYAN, Martin: Valuing Power and Weather Derivatives on a Mesh Using Finite Difference Methods. In: JAMESON, Rob (Hrsg.): *Energy Modelling and the Management of Uncertainty*. London, UK : Risk Books, 1999, S. 59–69.
- [von Rosen 1995] ROSEN, Rüdiger von: *Börsen und Börsenhandel*, 1995
- [Salje 2005] SALJE, Peter: *Erneuerbare-Energien-Gesetz Kommentar*. Carl Heymanns Verlag, 2005
- [Schumann u. a. 1999] SCHUMANN, Jochen ; MEYER, Ulrich ; STRÖBELE, Wolfgang: *Grundzüge der Mikroökonomischen Theorie*. Springer Verlag, 1999
- [Schuster 2006] SCHUSTER, Andreas: Innovative Stromlieferprodukte. In: HORSTMANN, Karl-Peter (Hrsg.) ; CIESLARCZYK, Michael (Hrsg.): *Energiehandel*. Köln, Berlin, München : Carl Heymanns Verlag, 2006, S. 520–578.
- [Schweppe u. a. 1987] SCHWEPPE, Fred C. ; CARAMANIS, Michael C. ; TABORS, Richard D. ; BOHN, Roger E.: *Spot Pricing of Electricity*. Kluwer Academic Publishers, 1987
- [Singh 1999] SINGH, Harry: Auctions for Ancillary Services. In: *Decision Support Systems* 24 (1999), S. 183–191.

- [Steiner und Bruns 2002] STEINER, Manfred ; BRUNS, Christoph: *Wertpapiermanagement*. Schäffer-Poeschel Verlag, 2002
- [Stoft 2002] STOFT, Steven: *Power System Economics*. IEEE Press, 2002
- [Theissen 1998] THEISSEN, Erik: *Organisationsformen des Wertpapierhandels*. Gabler, 1998
- [Vazquez u. a. 2002] VAZQUEZ, Carlso ; RIVIER, Michel ; PEREZ-ARRIAGA, Ignacio J.: A Market Approach to Long-Term Security of Supply. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 17 (2002), Nr. 2, S. 349–357.
- [VDEW und VDN 2005] VDEW, Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. ; VDN, Verband der Netzbetreiber e.V.: Vertikaler Physikalischer Belastungsausgleich Vom Übertragungsnetzbetreiber an Die Letztverbraucherversorger (Lieferanten) Nach § 14 Abs. 3 EEG. (2005)
- [VDN 2006] VDN, Verband der Netzbetreiber e.V.: Erzeugungsmanagement Zur Umsetzung Des §4 Abs. 3 EEG. (2006)
- [Vickrey 1961] VICKREY, William: Counterspeculation, AUctions and Competitive Sealed Tenders. In: *Journal of Finance* 16 (1961), S. 8–37.
- [Voogt u. a. 2000] VOOGT, M. ; BOOTS, M.G. ; SCHAEFFER, G.J. ; MARTENS, J.W.: Renewable electricity in a liberalised market - the concept of green certificates. In: *Energy and Environment* 11 (2000), Nr. 1, S. 65–79
- [Wilson 1979] WILSON, Robert: Auction of Shares. In: *Quarterly Journal of Economics* 93 (1979), Nr. 4, S. 675–689.
- [Wilson 2002] WILSON, Robert: Architecture of Power Markets. In: *Econometrica* 70 (2002), Nr. 4, S. 1299–1340.
- [Wolfram 1998] WOLFRAM, Catherine D.: Strategic Bidding in a Multiunit Auction: An Empirical Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Wales. In: *RAND Journal of Economics* 29 (1998), Nr. 4, S. 703–725.
- [Working 1948] WORKING, H.: Theory of the Inverse Carrying Charge in Futures Markets. In: *Journal of Farm Economics* 30 (1948), S. 1–28.
- [Wüstenhagen 2000] WÜSTENHAGEN, Rolf: *Ökostrom - von der Nische zum Mas-*

senmarkt: Entwicklungsperspektiven und Marketingstrategien für eine zukunftsfähige Elektrizitätsbranche. Zürich : vdf Hochschul-Verlag an der ETH, 2000

[Zander 2002] ZANDER, Wolfgang: Strombeschaffung über Bilaterale Verträge. In: *Praxishandbuch der Energiebeschaffung Band.* Deutscher Wirtschaftsdienst, 2002

