

Determinanten der Preisentwicklung auf dem deutschen Minutenreservemarkt

Christian Growitsch

Gernot Müller

Margarethe Rammerstorfer

Christoph Weber*

Nr. 300

Oktober 2007

*Prof. Dr. Christoph Weber,
Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für Energiewirtschaft

**WIK Wissenschaftliches Institut für
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH**

Rhöndorfer Str. 68, 53604 Bad Honnef

Postfach 20 00, 53588 Bad Honnef

Tel 02224-9225-0

Fax 02224-9225-63

Internet: <http://www.wik.org>

eMail info@wik.org

[Impressum](#)

In den vom WIK herausgegebenen Diskussionsbeiträgen erscheinen in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern des Instituts sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlussberichte von durchgeführten Forschungsprojekten. Mit der Herausgabe dieser Reihe bezweckt das WIK, über seine Tätigkeit zu informieren, Diskussionsanstöße zu geben, aber auch Anregungen von außen zu empfangen. Kritik und Kommentare sind deshalb jederzeit willkommen. Die in den verschiedenen Beiträgen zum Ausdruck kommenden Ansichten geben ausschließlich die Meinung der jeweiligen Autoren wieder. WIK behält sich alle Rechte vor. Ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des WIK ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.

ISSN 1865-8997

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	III
Abkürzungsverzeichnis	V
Zusammenfassung	VII
Summary	VIII
1 Problemstellung und Gang der Untersuchung	1
Teil 1: Ausgestaltung und auktionstheoretische Untersuchung der Minutenreserveausschreibung	3
2 Grundlegende Charakteristika der Regelenergie und der Minutenreserve	3
2.1 Energiewirtschaftliche Bedeutung der Regel- und Ausgleichsenergie	3
2.2 Netztechnische und betriebswirtschaftliche Aspekte der Regelleistungsarten	5
2.2.1 Primär- und Sekundärregelung	5
2.2.2 Minuten- und Stundenreserve	7
3 Struktur des deutschen Minutenreservemarktes	9
4 Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens für Minutenreserve	11
4.1 Rechtlich-institutionelle Rahmenbedingungen	11
4.1.1 Vorgaben des Bundeskartellamts	11
4.1.2 Verbändevereinbarungen Strom und technische Regelungen	13
4.1.3 Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes sowie der Stromnetzentgelt- und der Stromnetzzugangsverordnung	15
4.1.4 Implementierung eines einheitlichen Verfahrens	17
4.2 Marktzugangsvoraussetzungen für Minutenreserveanbieter	19
4.2.1 Präqualifikationsverfahren	19
4.2.2 Abschluss von Rahmenverträgen	20
4.3 Strukturmerkmale der Ausschreibung, der Gebotsabgabe und der Anbieterauswahl	21
4.3.1 Ausschreibungsgegenstand, Kernanteile, Zeitscheiben und Ausschreibungszeiträume	21
4.3.2 Bieterinformation und Gebotsabgabe	23
4.3.3 Anbieterauswahl	23
4.4 Einsatz und Abrechnung der Minutenreserveleistung	24
4.4.1 Leistungsabruf	24
4.4.2 Abrechnung und Vergütung von Regel- und Ausgleichsenergie	26

5 Auktionstheoretische Analyse des Ausschreibungsverfahrens	27
5.1 Typisierung der Minutenreserveausschreibung	27
5.1.1 Eigenschaften von Auktionen und Annahmen der Auktionstheorie	27
5.1.2 Konstituierende Merkmale der Minutenreserveausschreibung	29
5.2 Hypothetische Konsequenzen des Ausschreibungsdesigns	31
5.2.1 Auswirkungen auf die Marktstruktur und das Bietverhalten	31
5.2.1.1 Marktzutrittsschranken und Transaktionskosten	31
5.2.1.2 Kollusion und Anreize für strategisches Verhalten	33
5.2.1.3 Winner's Curse	36
5.2.2 Entwicklung von Preisen und Mengengeboten	37
5.2.2.1 Preisniveau und -volatilität	37
5.2.2.2 Mengeneffekte	41
5.3 Schlussfolgerungen aus der auktionstheoretischen Analyse	41
Teil 2: Empirische Minutenreserveanalyse	45
6 Deskriptive Analyse der Zeitreihe für Minutenreserve	45
6.1 Variation der Zeitreihe über Wochentage	46
6.1.1 Positive Minutenreserve	46
6.1.2 Negative Minutenreserve	48
6.2 Deskriptive Statistik – Unterschiede vor und nach der Marktumstellung	51
6.2.1 Deskriptive Statistik – Positive Minutenreserve	51
6.2.2 Deskriptive Statistik - Negative Minutenreserve	53
7 Modelle zur Preisentwicklung am Minutenreservemarkt	55
7.1 Integrierte Zeitreihen oder Theorie der seriellen Korrelation	55
7.2 Strukturbruchanalyse	58
7.2.1 Zusätzlicher Strukturdummy	58
7.2.2 Chow Breakpoint Test	60
7.3 Preismodell unter Berücksichtigung der EEX-Preise	62
7.3.1 Spotmarktmodell - Positive Minutenreserve	64
7.3.2 Spotmarktmodell - Negative Minutenreserve	66
8 Schlussfolgerungen aus der empirischen Analyse	69
Literaturverzeichnis	71

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Ablauf des Regelvorgangs zur Frequenz-Leistungs-Regelung	6
Abbildung 2:	Mittelwert und Standardabweichung – positive Minutenreserve nach Wochentag	46
Abbildung 3:	Durchschnittlicher Gesamtbedarf – positive Minutenreserve nach Wochentag	47
Abbildung 4:	Standardabweichung – Menge positive Minutenreserve nach Wochentag	48
Abbildung 5:	Mittelwert und Standardabweichung – Preise negativer Minutenreserve nach Wochentag	49
Abbildung 6:	Durchschnittlicher Gesamtbedarf – negative Minutenreserve je Wochentag	50
Abbildung 7:	Standardabweichung Menge – negative Minutenreserve nach Wochentag	50
Abbildung 8:	Mittelwerte vor und nach der Einführung der gemeinsamen Handelsplattform – positive Minutenreserve	51
Abbildung 9:	Standardabweichung vor und nach der Einführung der gemeinsamen Handelsplattform – positive Minutenreserve	52
Abbildung 10:	Mittelwert vor und nach der Einführung der gemeinsamen Handelsplattform – negative Minutenreserve	53
Abbildung 11:	Standardabweichung vor und nach der Einführung der gemeinsamen Handelsplattform – negative Minutenreserve	54
Abbildung 12:	Minutenreservepreise und Spotpreise	62

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Deskriptive Statistik des verwendeten Datensatzes	45
Tabelle 2:	Korrelogramm ohne Berücksichtigung einer zeitlichen Verzögerung	56
Tabelle 3:	Wochenendbereinigtes Modell – positive Minutenreservepreise	57
Tabelle 4:	Wochenendbereinigtes Modell – negative Minutenreservepreise	57
Tabelle 5:	Strukturbruch OLS – positive Minutenreservepreise	59
Tabelle 6:	Strukturbruch OLS – negative Minutenreservepreise	59
Tabelle 7:	Chow Breakpoint Test für positive Minutenreservepreise	61
Tabelle 8:	Chow Breakpoint Test für negative Minutenreservepreise	61

Tabelle 9:	Phelix_Peak – positive Minutenreservepreise	64
Tabelle 10:	Phelix_Peak – positive Minutenreservepreise mit Strukturbruchdummy	64
Tabelle 11:	Phelix_Peak Chow Breakpoint Test – positive Minutenreservepreise	65
Tabelle 12:	Modell positive Minutenreservepreise – vor Strukturänderung	65
Tabelle 13:	Modell positive Minutenreservepreise – nach Strukturänderung	65
Tabelle 14:	Phelix_Peak – negative Minutenreservepreise	66
Tabelle 15:	Phelix_Peak – negative Minutenreservepreise mit Strukturbruchdummy	66
Tabelle 16:	Phelix_Peak Chow Breakpoint Test – negative Minutenreservepreise	67
Tabelle 17:	Modell negative Minutenreservepreise – vor Strukturänderung	67
Tabelle 18:	Modell negative Minutenreservepreise – nach Strukturänderung	67

Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
AC	autocorrelation
AG	Aktiengesellschaft
AR	autoregressive term
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA	Bundesnetzagentur
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CO ₂	Kohlendioxid
d.h.	das heißt
Diss.	Dissertation
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft
Ed.	editor
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EnBW	Energie Baden-Württemberg
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERMES	European Radio Message System
ETG	Energetische Gesellschaft
e.V.	eingetragener Verein
f./ff.	folgende Seite(n)
ggf.	gegebenenfalls
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GW	Gigawatt
IEWT	Internationale Energiewirtschaftstagung
IT	Informationstechnologie
LL	log. likelihood
log	logarithm
LS	least squares
mHz	Megahertz

Mio.	Millionen
MW	Megawatt
mw	Mittelwert
MWh	Megawattstunde
neg	negative
Nr.	Nummer
OLS	ordinary least squares
P	price
PAC	partial autocorrelation
pos	positive
Prob.	probability
Quant	quantity
S.D.	standard deviation
S.E.	standard error
std.	stündlich
stdb	Standardabweichung
Std. Abw.	Standardabweichung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TIWAG	Tiroler Wasserkraft AG
u.a.	und andere/unter anderem
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VDN	Verband der Netzbetreiber
VEW	Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen
vgl.	vergleiche
VIK	Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft
VKW	Vorarlberger Kraftwerke AG
vola	Volatilität
VV	Verbändevereinbarung
z.B.	zum Beispiel

Zusammenfassung

Ursprünglich wurde in den deutschen Regelzonen die Minutenreserve allein durch die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber nachgefragt und von den mit ihnen verbundenen Kraftwerken angeboten. In den Jahren 2001 und 2002 veranlasste dann das Bundeskartellamt die Einführung individueller Ausschreibungsverfahren für die einzelnen Regelzonen. Die Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes von 2005 und vor allem die Stromnetzzugangsverordnung änderten die Rahmenbedingungen für die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie erneut mit der Vorgabe, dass die Übertragungsnetzbetreiber eine gemeinsame Ausschreibung für die Erbringung von Minutenreserve durchführen müssen. Nach Abschluss eines Konsultationsverfahrens legte die BNetzA in einem Beschluss vom 29. August 2006 einheitliche Regelungen fest, die vor allem die Veröffentlichungspflichten, den Kernanteil und die Zeitscheiben, den Zeitpunkt der Ausschreibung, die Gebotsabgabe und die Anbieterauswahl spezifizieren.

Die gemeinsame Ausschreibung von Minutenreserve begann am 1. Dezember 2006. Allerdings haben sich in die Reform gesetzten Erwartungen, insbesondere hinsichtlich eines verstärkten Marktzutritts von Minutenreserveanbietern und eines Rückgangs des Preisniveaus, bisher noch nicht erfüllt. Vor diesem Hintergrund werden in der vorliegenden Studie die Auswirkungen der Marktumstellung auf die beobachtbaren Leistungspreise analysiert. Dabei stehen folgende Fragen im Mittelpunkt: Welche Auswirkungen hat die Einführung der gemeinsamen Handelsplattform auf die Regelenergiepreise, speziell deren Erwartungswerte und Volatilität? Ermöglicht die Umstellung bzw. Zusammenführung des Systems eine Verbesserung der wettbewerblichen Position für die Marktagenten? Gibt es Handlungsbedarf von Seiten des Regulierers bei der Ausgestaltung der Auktionen (z.B. Anzahl der Auktionen, zeitliche Fixierung)?

Der erste Teil der Ausarbeitung befasst sich mit den grundlegenden Charakteristika der Regelenergie und der Minutenreserve, der Struktur des deutschen Minutenreservemarktes und dem Ausschreibungsdesign. Auf dieser Grundlage wird das Verfahren aus auktionstheoretischer Sicht analysiert. Die tägliche Ausschreibung, die einstufige, verdeckte Gebotsabgabe und das Gebotspreisverfahren führen zu einer Vereinfachung des Marktzutritts, einer Beschränkung strategischen Verhaltens und tendenziell zu einem Preisrückgang. Die Änderung der Ausschreibungsmodalitäten zum Dezember 2006 hat widersprüchliche Wirkungen. Die Reduzierung der Mindestangebotsmengen, die Verkürzung der Zeitscheiben und die Informationspflichten senken den Preis, die Vorgabe von Kernanteilen und die Terminierung der Ausschreibung erhöhen ihn. Aufbauend auf den theoretischen Überlegungen wird im zweiten Teil der Markt anhand einer Zeitreihenanalyse untersucht. Beginnend mit der deskriptiven Beschreibung der Zeitreihe der Minutenreservepreise und -mengen werden die Auswirkungen der Einführung der gemeinsamen Handelsplattform näher betrachtet und ihre Abhängigkeiten von den Spotmärkten überprüft. Das Ergebnis zeigt, dass die beobachtbare Erhöhung der Preise seit Dezember 2006 weniger auf die Änderung des Ausschreibungsdesigns, als auf die generellen Preisanstiege am Spotmarkt zurückzuführen ist. Die Modelle weisen darauf hin, dass die Zeitreihen langfristig auf ihr altes Preisniveau zurücktendieren.

Summary

Initially, tertiary control in Germany was solely offered by transmission system operators of the respective power control areas and their associated power plants. In 2001 and 2002, the Federal Cartel Office ensured the implementation of separate procurement auctions for the distinct power control areas. The recast of the Energy Act of 2005 and two associated government regulations once again modified the framework for the procurement and utilization of power reserve, stipulating all transmission system operators to phase in a common procurement auction for the supply of tertiary control. Subsequent to a public consultation, in a decision dated August 29, 2006, the Federal Network Agency set uniform provisions, specifying publication obligations, the reservation of shares of tertiary control to be purchased in the own power control area, certain time slots, the timing of auctions, the submitting of bids, and the selection of providers using merit orders.

Common procurement auctions for tertiary control started on December 1, 2006. Admittedly, the reform has fallen short of expectations so far, first and foremost concerning the intensification of market entry of tertiary control providers as well as the desired decline of the price level. Taking this into consideration, the study examines the effects of the changeover on observable demand charges. In this context, the analysis gives priority to the following issues: What consequences does the launch of the common IT platform have on power balance charges, particularly with regard to expected values and volatility? Do the variation and integration of the system allow an improvement of the competitive position of market participants? Is there any need for additional action for the regulator in respect of rearranging attributes of the auction, e.g. number and timing of auctions?

The first part of the study deals with basic features of power reserve and tertiary control, the structure of the German tertiary control market and the design of the procurement auction. Resting upon the results, the system is analysed from the perspective of auction theory. Daily, single-stage sealed-bid auctions as well as pay-as-bid auctions induce a facilitation of market entry, a restriction of strategic behaviour, and a decrease in prices. The change of the auction design on December 1, 2006, has contradictory implications. The reduction of the minimum quantity bids, the shortening of time slots, and the requirement of providing adequate information favour lower prices, the reservation of certain shares for the own power control area and the timing of the auction point to raising prices. Based on the previously mentioned results, the second part of this study analyses the market itself. Herein, we start with a description of the affected time-series for positive and negative tertiary control prices. These descriptive statistics allow first conclusions about the impact the change of the auction design has had on prices for tertiary control. Furthermore, in a second step the dependence between prices for tertiary control and spot prices is estimated and quantified. The upcoming results provide evidence that the observable increase in prices is not explicitly due to the change of the auction design but rather caused by an increase in spot prices. The quoted models indicate that the time-series will tend back to its original values in the long run.

1 Problemstellung und Gang der Untersuchung

Da Strom nur in begrenztem Umfang speicherbar ist, muss seine Erzeugung weitestgehend dem tatsächlichen Verbrauch entsprechen. Allerdings kann die Übereinstimmung von Stromangebot und -nachfrage aufgrund von Frequenzschwankungen (Verbrauchsschwankungen, Kraftwerksausfall, Windkrafteinspeisung) nicht immer garantiert werden, so dass Ausgleichsmechanismen zur Anwendung kommen müssen. Die Nivellierung der Abweichungen erfolgt dabei auf der Ebene der Bilanzkreise einerseits sowie im weiteren Bedarfsfall zwischen den Bilanzkreisverantwortlichen und den Übertragungsnetzbetreibern über den Ausgleichsenergiemarkt andererseits. Letzteres bedingt die Notwendigkeit der Beschaffung von Regelenergie. Nach dem Einsatz der Primär- und Sekundärregelung wird hierbei in einem weiteren Schritt die sog. Minutenreserve genutzt.

Bis zu der durch das Bundeskartellamt veranlassten Einführung von Ausschreibungsverfahren für die Bereitstellung von Minutenreserve in den Jahren 2001 und 2002 erfolgte der Bezug regelzonenintern durch die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber und das Angebot durch die mit ihnen verbundenen Kraftwerke, so dass faktisch ein integriertes bilaterales Monopol vorlag. Mit dem Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 sowie und vor allem mit der Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 wurden die Rahmenbedingungen für die Beschaffung und den Einsatz von Minutenreserve weiterentwickelt; anstelle der bisher separaten Ausschreibungen der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber sollte eine gemeinsame Ausschreibung treten.

Im Anschluss an die Vorlage eines Umsetzungskonzeptes durch die Übertragungsnetzbetreiber und die darauf folgende Konsultationsphase ordnete schließlich die Bundesnetzagentur am 29. August 2006 einheitliche Regelungen für die Ausschreibung von Minutenreserve über eine gemeinsame IT-Plattform an. In Ergänzung der bereits zuvor weitgehend harmonisierten Präqualifikationsbedingungen wurden insbesondere Vorgaben zum Ausschreibungsgegenstand, zu den Zeitscheiben, zur Reservierung von Kernanteilen, zur zeitlichen Terminierung und zur Häufigkeit der Ausschreibung, zur Abgabe von Preisgeboten und zur Mindestangebotsmenge, zur Anbietersauswahl (Merit Order) sowie zur Veröffentlichung von Informationen gemacht.

Die gemeinsame Ausschreibung der Übertragungsnetzbetreiber für die Erbringung von Minutenreserve begann daraufhin am 1. Dezember 2006. Die mit der Verfahrensänderung verbundenen Hoffnungen, wie z.B. die Beteiligung weiterer Minutenreserveanbieter sowie ein deutlicher Rückgang des Niveaus der Leistungs- und Arbeitspreise, haben sich in den vergangenen Monaten allerdings noch nicht erfüllt, so dass bereits über eine erneute Modifizierung der Rahmenbedingungen diskutiert wird. Als Verbesserungspotenziale angeführt werden u.a. eine Abschwächung der Präqualifikationsbedingungen, eine Vereinfachung der Rahmenverträge, eine weitere Absenkung der Mindestangebotsmenge, eine Änderung der zeitlichen Terminierung der Ausschreibung, eine Erset-

zung des Gebotspreisverfahrens durch das Einheitspreisverfahren und eine Ausweitung der Anforderungen an die Informationsbereitstellung.

Ziel des vorliegenden Diskussionsbeitrags ist es deshalb, sowohl aus auktionstheoretischer Sicht als auch mittels einer ökonomischen Analyse die Auswirkungen der Einführung der gemeinsamen Ausschreibung für Minutenreserve vor allem auf die Erwartungswerte und die Volatilität der Leistungspreise zu untersuchen. Außerdem soll grundsätzlich geklärt werden, welche Auswirkungen das Ausschreibungsdesign auf das Niveau bzw. die Volatilität der Leistungspreise und die Gebotsmengen hat. Die empirische Analyse verfolgt darüber hinaus den Zweck, verschiedene Einflussfaktoren für die Preisbildung, wie serielle Korrelation, die Preise am Spotmarkt für Strom sowie saisonale Effekte, zu identifizieren. Aus den Ergebnissen werden dann Empfehlungen für den Regulierer im Hinblick auf die zukünftige Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens abgeleitet.

Für die Bearbeitung wurde der Untersuchungsgegenstand in zwei Teile gegliedert. Der erste Teil behandelt das Ausschreibungsverfahren für Minutenreserve und befasst sich in Kapitel 2 mit den grundlegenden Charakteristika der Regelenergie und der Minutenreserve sowie in Kapitel 3 mit der Struktur des deutschen Minutenreservemarktes. Das vierte Kapitel zeichnet die zentralen Merkmale des Ausschreibungsdesigns nach, wobei die rechtlich-institutionellen Rahmenbedingungen, die Marktzugangsvoraussetzungen für die Minutenreserveanbieter, die wesentlichen Charakteristika der Ausschreibung, der Gebotsabgabe und der Anbietersauswahl sowie der Einsatz und die Abrechnung der Minutenreserve referiert werden. Kapitel 5 analysiert das Verfahren aus auktionstheoretischer Sicht und leitet Hypothesen zu den Auswirkungen der grundlegenden Eigenschaften der Minutenreserveausschreibung und des Systemwechsels auf die Marktstruktur und das Bietverhalten sowie auf die Entwicklung von Preisen und Mengen ab.

Aufbauend auf den theoretischen Überlegungen beschäftigt sich der zweite Teil des Diskussionsbeitrags mit der quantitativen und ökonomischen Analyse der Preis- und Mengenzeitreihen für Minutenreserve. Kapitel 6 ist der deskriptiven Beschreibung der Zeitreihe der Minutenreservepreise und -mengen bezüglich wöchentlicher Saisonalitäten und der Umstellung auf eine gemeinsame Ausschreibung gewidmet. Im Mittelpunkt des siebten Kapitels steht die ökonomische Untersuchung der Zeitreihe; dabei werden die serielle Korrelation und die Auswirkungen der Einführung der gemeinsamen Plattform näher betrachtet. Abschnitt 7.3 bezieht darüber hinaus die Spotpreise (Phelix-Baseload, Phelix-Peakload) in die ökonomische und in die Strukturbruchanalyse ein. Kapitel 8 schließt die Ausarbeitung mit Schlussfolgerungen und Empfehlungen aus der ökonomischen Analyse ab.

Teil 1: Ausgestaltung und auktionstheoretische Untersuchung der Minutenreserveausschreibung

2 Grundlegende Charakteristika der Regelennergie und der Minutenreserve

Einleitend werden im Folgenden die Relevanz und die Eigenschaften der Regelennergie und speziell der Minutenreserve erläutert. Dabei befasst sich Abschnitt 2.1 mit der energiewirtschaftlichen Bedeutung der Regel- und Ausgleichsenergie, vor allem hinsichtlich der Ausregelung von Angebots- und Nachfrageüberschüssen, die auf temporären Abweichungen zwischen Erzeugung und Last beruhen. Abschnitt 2.2 ist netztechnischen und betriebswirtschaftlichen Aspekten der unterschiedlichen Regelleistungsarten und ihren gegenseitigen Abhängigkeiten gewidmet.

2.1 Energiewirtschaftliche Bedeutung der Regel- und Ausgleichsenergie

Strom hat die Eigenschaft, dass er nur in begrenztem Umfang speicherbar ist. Dies hat zur Folge, dass seine Erzeugung weitgehend dem tatsächlichen Verbrauch entsprechen muss, um eine kosteneffiziente Leistungsbereitstellung zu gewährleisten. *Ungleichgewichte* zwischen der Entnahme (Kundenlast) und der Einspeisung (produzierte bzw. eingekaufte Menge), die ihren Ausdruck in Frequenzschwankungen finden, lassen sich allerdings nie ganz vermeiden, ebenso kann es zu unvorhergesehenen Ereignissen im Stromnetz kommen. Abweichungen zwischen Angebot und Nachfrage können sowohl von den Leistungserbringern (z.B. Kraftwerksausfall, Einspeisung aus Windkraft- und anderen EEG-Anlagen, andere Erzeugungsschwankungen, Prognosefehler) als auch von den Leistungsnehmern (z.B. starker Verbrauchsanstieg, Abschaltungen durch große Stromverbraucher) verursacht werden.¹

Der bei einem Übertragungsnetzbetreiber (Transportsystemoperator) in seiner Regelzone auftretende Saldo (Regelzonensaldo) kann dabei entweder positiv oder negativ sein. Bei einem *positiven Saldo* wird mehr Strom verbraucht als erzeugt, und die Netzfrequenz sinkt. Im umgekehrten Fall eines *negativen Saldos* entsteht durch eine zu große Erzeugung und/oder durch eine zu geringe Nachfrage eine zu hohe Netzfrequenz. Ein Großteil der Ungleichgewichte wird dabei zunächst auf der Ebene der *Bilanzkreise* wirksam. Die positiven und negativen Abweichungen vom Fahrplan, d.h. von den prognostizierten Ein- und Ausspeiseleistungen, in Relation zum Istbezug oder zur Istlieferung des Bilanzkreises (Bilanzabweichung) werden zwischen dem Bilanzkreis-

¹ Vgl. zum Folgenden z.B. Waver (2005: 2f.), Brückl u.a. (2006: 50ff.), Swider (2006: 5ff.) und Wulff (2006: 17ff., 24ff.).

verantwortlichen und dem Übertragungsnetzbetreiber verrechnet. Die in diesem Zusammenhang eingesetzte Energie bezeichnet man als *Ausgleichsenergie*.²

Aufgrund von stochastischen Effekten kompensieren sich jedoch die Ungleichgewichte der einzelnen Bilanzkreise einer Regelzone. Die Überschüsse und Defizite, die nicht durch die gegenseitigen Lieferungen von Ausgleichsenergie der anderen Bilanzkreise gedeckt werden, bilden den Regelzonensaldo. Der tatsächliche Ausgleich dieser saldierten Ungleichgewichte aller Bilanzkreise einer Regelzone wird von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommen, um die Elektrizitätsversorgung in ausreichender Qualität zu sichern. Darüber hinaus sind die Übertragungsnetze fast aller kontinentaleuropäischen Staaten in der „Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity“ (UCTE) verbunden, in deren Rahmen die Übertragungsnetzbetreiber in einem einheitlichen Regelungsverfahren, der Frequenz-Leistungs-Regelung, kooperieren.³ Für den regelzonenspezifischen Ausgleich physisch eingesetzte und von den Kraftwerken bzw. den Verbrauchern mehr oder weniger produzierte bzw. bezogene Energie wird als *Regelenergie* bezeichnet und zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und ihren vertraglich gebundenen Partnern gehandelt. 2006 hatte die Regelenergie in Deutschland ein tägliches Volumen von ca. 7 GW, was ca. 9 % der verfügbaren Kapazität entsprach; die Beschaffungskosten lagen 2005 bei 826 Mio. €. ⁴

Die Verbindung zwischen dem Regelenergie- und dem Ausgleichsenergiemarkt stellt sich wie folgt dar. Bei einem positiven Saldo benötigt die Gesamtheit der Bilanzkreisverantwortlichen einer Regelzone zusätzliche Energie (positive Regelenergie). Der Übertragungsnetzbetreiber erwirbt die Regelenergie und verkauft sie als Ausgleichsenergie an die für das Defizit verantwortlichen Bilanzkreisverantwortlichen weiter. Dabei wird die Einspeisung z.B. durch zusätzliche Kraftwerksleistungen erhöht, oder es werden – wie bei der Minutenreserve – Verbraucherlasten abgeschaltet. Für den Fall, dass in einzelnen Bilanzkreisen einer Regelzone eine dem Gesamtergebnis aller Bilanzkreise entgegengesetzte Abweichung, hier also ein Stromüberschuss, auftritt, spricht man von einer „gegenläufigen Bilanzabweichung“. Weist der Saldo aller Bilanzkreisverantwortlichen einen Überschuss auf, so geben diese in der Gesamtheit Ausgleichsenergie an den Übertragungsnetzbetreiber ab, der sie als Regelenergie weiterverkauft (negative Regelenergie). Wegen der zu hohen Netzfrequenz wird die Einspeisung reduziert, z.B. durch die Absenkung der Kraftwerksleistung bzw. durch die Abschaltung von Erzeugungsanlagen, oder es werden – wie bei der Minutenreserve – gezielt Verbraucherlasten zugeschaltet. ⁵

² Vgl. hierzu Nailis (2006: 56f.) und Nailis/Ritzau (2006: 3f.).

³ Zur Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber bei der Beschaffung von Minutenreserve vgl. Roggenbau u.a. (2000).

⁴ Vgl. Riedel/Weigt (2007: 2) und Swider (2007: 32).

⁵ Zur Abrechnung von Ausgleichs- und Regelenergie vgl. Abschnitt 4.4.2.

2.2 Netztechnische und betriebswirtschaftliche Aspekte der Regelleistungsarten

In Abhängigkeit von der Dauer der Abweichungen zwischen der Entnahme und der Einspeisung kann ein Übertragungsnetzbetreiber verschiedene Formen der Regelenergie einsetzen, die sich nach dem Abrufprinzip, vor allem aber nach der Qualität, d.h. der Anfahrzeit und der Geschwindigkeit der Leistungsänderung, sowie der Länge des Vorhaltungszeitraums unterscheiden. Es gibt drei Arten von Frequenz-Leistungs-Regelung: die Primär-, die Sekundär- und die Tertiärregelung. Eine alternative Systematik knüpft an dem Zeitrahmen für die Wirksamkeit der einzelnen Stufen an; diesbezüglich differenziert man zwischen Sekunden-, Minuten-, Stunden- und Dauerreserve. Außerdem ist es möglich, Regelenergie nach dem Betriebszustand und der Art der technischen Bereitstellung (rotierend und stehend; warm und kalt) abzugrenzen.⁶

2.2.1 Primär- und Sekundärregelung

Bevor die Minutenreserve zum Einsatz kommt, regeln zuerst die Primär- und Sekundärenergie die Ungleichgewichte aus. Die *Primärregelung (Sekundenreserve)* wird durch dezentralen Abruf unmittelbar automatisch aktiviert, sobald die momentane, lokal am Ort der Einspeisung festgestellte Netzfrequenz von der Sollfrequenz in Höhe von 50 Hz abweicht. Gemäß den UCTE-Regelungen muss die Primärregelung bei Abweichungen von bis zu 1.500 MW innerhalb von 15 Sekunden und bei Störungen von bis zu 3.000 MW, was dem größten vorstellbaren Störfall entspricht, linear interpoliert bis maximal 30 Sekunden nach dem Vorfall verfügbar sein; nach dem TransmissionCode beträgt die Aktivierungszeit bei einer Frequenzabweichung von mindestens 200 mHz einheitlich 30 Sekunden. Die Primärregelung sollte bis zu 15 Minuten gehalten werden können. Auf diese Weise kann sie augenblicklich und kontinuierlich Leistungsbilanzstörungen im Sekundenbereich ausregeln und zur Stabilisierung der Netzfrequenz beitragen.⁷

Die Frequenz-Leistungs-Regelung erfolgt zum einen durch einen Beitrag der von der Netzfrequenz abhängigen Lasten, wenn ein Nachfrageanstieg zu einem Frequenzabfall und dann zu einem Lastabfall führt (Selbstregulierungseffekt); zum anderen kann die Leistungsregelung in den Primärregelkraftwerken aller Regelzonen des gesamten UCTE-Verbundnetzes unabhängig vom Entstehungsbereich aktiviert werden (Solidaritätsprinzip). Bei einer Lastzunahme wird die Frequenz durch eine zusätzliche Leistungserbringung gestützt, bei einer Lastabnahme wird durch die Reduzierung der Leistungserbringung eine Frequenzsteigerung verhindert. Erzeuger der Primärregelleistung

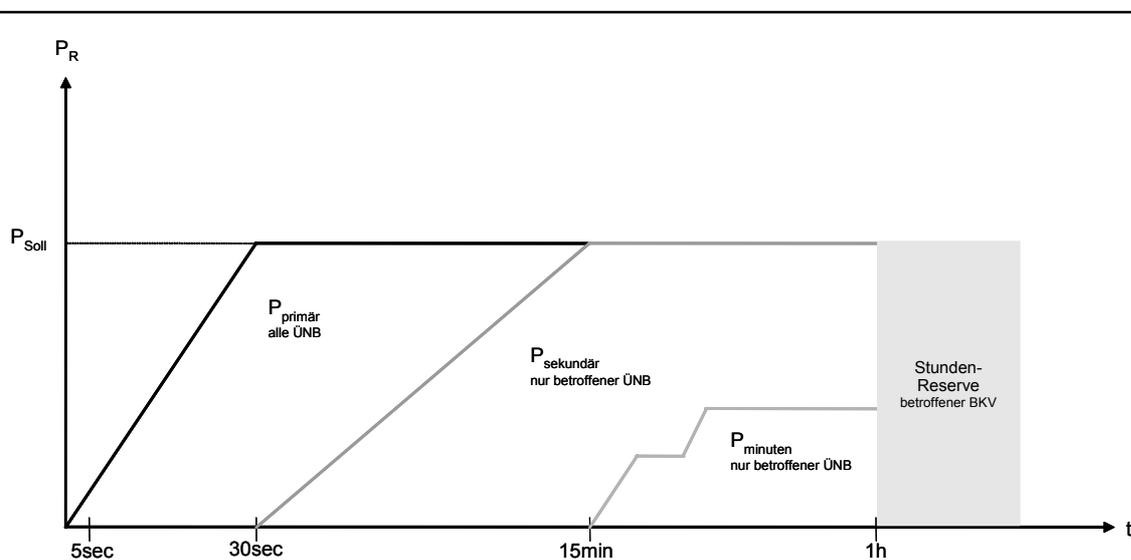
⁶ Vgl. zum Folgenden UCTE (2004a, 2004b), Nailis/Ritzau (2006: 5ff.), Swider (2006: 9ff.) und Riedel/Weigt (2007: 6ff.).

⁷ Vgl. hierzu und zu den entsprechenden Ausführungen für die Sekundärregelung und die Minutenreserve auch Abbildung 1.

sind überwiegend ausgewählte Kraftwerke mit über 100 MW Nennleistung (insbesondere Dampfkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke und Windkraftanlagen). Diese müssen in Deutschland eine Mindestleistung von 2 % der Nennleistung, zumindest aber 2 MW als Primärregelung zur Verfügung stellen können. Die Höhe der von den einzelnen Regelzonen vorzuhaltenden Primärregelleistung wird jährlich durch die UCTE festgelegt; die prozentualen Beiträge entsprechen den Anteilen an der Netto-Stromerzeugung im Verbundnetz. Die Primärregelleistung gemäß dem UCTE-Anteil für Deutschland wird dann nach einem festen Schlüssel aufgeteilt.

Beträgt die Abweichung von der Sollfrequenz weniger als 10 mHz, so kommt die langsamere *Sekundärregelung* zum Einsatz. Sie löst die Primärregelleistung ab, um sowohl die Frequenz in der Regelzone zu stabilisieren als auch um eine dauerhaft ausgeglichene Leistungsbilanz mit den benachbarten Regelzonen zu sichern (Wiederherstellung vereinbarter Übergabeleistung); damit dient sie der Einhaltung des Energieaustauschs einer Regelzone mit dem übrigen Verbund. Nach der Aktivierung der Sekundärregelung wird die Primärregelleistung wieder freigesetzt und steht für weitere Regelvorgänge zur Verfügung.

Abbildung 1: Ablauf des Regelvorgangs zur Frequenz-Leistungs-Regelung



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Müller-Kirchenbauer/Zenke (2001: 696) und Verstege (2003: 17, 25).

Im Gegensatz zur Primärregelung wird die Sekundärregelung größtenteils regelzonenintern, also genau in dem Netzabschnitt, in dem die Frequenzabweichung verursacht wurde, oder regelzonennah von den zuvor ausgewählten hydraulischen oder thermischen Kraftwerken bereitgestellt. Der Abruf erfolgt über einen zentralen Regler inner-

halb von 30 Sekunden. Nach den Vorgaben der UCTE muss die Sekundärregelung die Regelzonenabweichung spätestens nach 15 Minuten bzw. gemäß dem Transmission-Code in maximal fünf Minuten ausgleichen und bis zu einer Stunde vorgehalten werden. Damit auch die Sekundärregelung zumindest teilweise wieder für weitere Regelvorgänge zur Verfügung steht, wird sie nach 15 Minuten durch die Tertiärregelung abgelöst.

2.2.2 Minuten- und Stundenreserve

Die *Minutenreserve* als Teil der Tertiärregelung wird bei einer großen Differenz zwischen dem Verbrauch und der Erzeugung in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers eingesetzt. Sie unterstützt die Sekundärregelung, wenn diese alleine nicht ausreicht, oder ersetzt die Sekundärregelung bei einer länger andauernden Störung. Die bereitgestellte Summe aus Sekundärregelung und verfügbarer Minutenreserve muss dabei mindestens so groß sein wie die größte Kraftwerksblockleistung, um Ausfälle und daraus resultierende Frequenzabweichungen schnell genug ausregeln zu können. Ziel ist also die Wiederherstellung der Sekundärregelung bzw. die Gewährleistung ihrer ausreichenden Verfügbarkeit im Rahmen einer kostenoptimalen Erzeugung.

Die Minutenreserve ist diejenige Form der Regelenergie, die die geringsten technischen Anforderungen stellt und auch am günstigsten zu beschaffen ist. Im Gegensatz zu anderen Regelenergiearten wird sie mittels telefonischer Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers beim Anbieter bestellt. Anforderung und Lieferung erfolgen als fahrplanmäßiger Leistungsaustausch zwischen dem zuständigen Bilanzkreis des Anbieters und dem Bilanzkreis des Übertragungsnetzbetreibers.

Nach erfolgtem Abruf ist die Minutenreserve im Allgemeinen innerhalb eines Zeitraums von 15 Minuten bzw. nach dem Fahrplanraster mit mindestens 7,5 Minuten Vorlaufzeit zum Beginn der nächsten vollen Viertelstunde manuell zu aktivieren. Für sie gilt eine vollständige Arbeits- und Zeitverfügbarkeit über eine Dauer von bis zu einer Stunde, bei wiederholten Störungen ggf. auch über mehrere Stunden. Nach dem Endzeitpunkt des Fahrplans ist die Minutenreserve innerhalb von 15 Minuten vollständig zurückzunehmen.

Die Beschaffung der Minutenreserve erfolgt seit der Reform des Ausschreibungsverfahrens prinzipiell regelzonenübergreifend, sofern ausreichende Transportleistung vorhanden ist.⁸ Der Ausregelung eines Ungleichgewichts wird erzeugungsseitig durch die unter Sekundärregelung laufenden thermischen Kraftwerke (Kohle, Gas, Kernenergie, Solar, Geothermie), durch hydraulische Kraftwerke (Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) sowie durch Öl- und Gasturbinen gewährleistet. Abschaltbare Lasten werden z.B. über Pumpspeicherkraftwerke sowie über Wärme-, Kälte- und Massenspeicher bereit-

⁸ Vgl. dazu Abschnitt 4.3.

gestellt. Um die Lastschwankungen ausregeln zu können, müssen die Kraftwerke kurzfristig ihre Leistung mit einem Gradienten von mindestens 2 % der Nennleistung verändern können. Die Mindestleistung, die sie innerhalb des genannten Zeitbereichs je Technischer Einheit zur Verfügung zu stellen haben, beträgt 30 MW.

Bei einem länger bestehenden Ungleichgewicht, d.h. im Allgemeinen nach spätestens 60 Minuten, ist der betroffene Bilanzkreis für den Ausgleich verantwortlich, und die langsame *Stundenreserve* (Dauerreserve) kommt zum Einsatz. Diese wird aus thermischen Kraftwerken mit einer langen Anfahrtdauer (von 30 Minuten bis zu acht Stunden) gewonnen und ebenso wie die Minutenreserve manuell zugeschaltet.⁹

⁹ Außerdem zu nennen sind die Windreserve (Ausgleich des Prognosefehlers bei Einspeisungen von EEG-Anlagen) und die Langzeitreserve (Bemessung anhand der Kraftwerkskapazitäten, der prognostizierten Jahreshöchstlasten sowie der Leistungssubstitution durch erneuerbare Energien). Sie werden jedoch in der weiteren Analyse nicht berücksichtigt.

3 Struktur des deutschen Minutenreservemarktes

Im Hinblick auf die spätere auktionstheoretische und empirische Analyse des Ausschreibungsdesigns im Allgemeinen sowie der Änderung des Ausschreibungsverfahrens am 1. Dezember 2006 im Besonderen ist es unabdingbar, zuerst die Struktur des deutschen Minutenreservemarktes zu erfassen. Kapitel 3 vermittelt deshalb die notwendigen Hintergrundinformationen, die für eine sachgerechte Beurteilung der Marktzutrittschranken und eines potenziellen strategischen Verhaltens sowie für die Erklärung der Mengen- und Preisentwicklungen notwendig sind.

Bis zur Einführung der Ausschreibungsverfahren für Minutenreserve in den Jahren 2001 und 2002¹⁰ erfolgte in den einzelnen Regelzonen die Nachfrage durch die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber und das Angebot durch die mit ihnen verbundenen Kraftwerke, so dass faktisch ein integriertes bilaterales Monopol vorlag. Da die Ausregelung der Leistungsbilanzabweichungen für die eigene Regelzone auch seitdem von den jeweils zuständigen Übertragungsnetzbetreibern wahrgenommen wird, besteht nachfrageseitig bei der Beschaffung von Regelenergie für die eigene Regelzone immer noch ein gebietsbezogenes Monopson; bei einer regelzonenübergreifenden Beschaffung kann man von einem Nachfrageoligopol sprechen.¹¹

Für eine Beurteilung der gegenwärtigen Marktstruktur auf der Angebotsseite ist eine genauere Analyse notwendig, da durch die Implementierung des Ausschreibungsverfahrens für den Erwerb von Regelenergieprodukten die Märkte angebotsseitig dem Wettbewerb geöffnet worden sind. Für die Erbringung von Minutenreserve waren am 1. Februar 2007 20 Anbieter präqualifiziert, von denen sich in den Monaten März bis Juni 2007 regelmäßig bis zu insgesamt 18 aktiv an den Ausschreibungen beteiligten; bei der positiven Minutenreserve waren es meistens nicht mehr als 17, bei der negativen Minutenreserve überwiegend nicht mehr als zehn Teilnehmer.¹² Im Vergleich zum Jahr 2001 und zum Februar 2004, als jeweils lediglich elf Unternehmen präqualifiziert waren, hat ihre Anzahl damit deutlich zugenommen.¹³

Für die Erbringung der Primärregelleistung waren im Februar 2007 vier, für das Angebot von Sekundärregelleistung drei Unternehmen präqualifiziert. Damit sind gegenwärtig über 80 % der Erzeugungsanlagen, die innerhalb des Regelblockes Deutschland zur Bereitstellung von Regelenergie in der Lage sind, bei den Übertragungsnetzbetreibern zur Teilnahme an den Ausschreibungen zugelassen. Die installierte Leistung der zur

¹⁰ Vgl. dazu Abschnitt 4.1.1.

¹¹ Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Stromerzeuger (Minutenreserveanbieter) die Option haben, z.B. auf dem Spotmarkt Energie an alternative Nachfrager zu verkaufen.

¹² Vgl. E.ON (2007) und Gärtner (2007).

¹³ Vgl. Albers (2001b: 19), Theobald u.a. (2003: 42f.) und Nailis/Ritzau (2006: 27f.).

Lieferung fähigen Kraftwerke beträgt ca. 100 GW, die präqualifizierten Anbieter verfügen über mehr als 80 GW.¹⁴

Bezüglich der Anbieterstruktur ist jedoch darauf hinzuweisen, dass die Übertragungsnetzbetreiber bzw. deren Schwesterunternehmen immer noch einen Großteil der für die Erzeugung von Regelenergie notwendigen Kraftwerksleistungen besitzen. Darüber hinaus sind auf dem Minutenreservemarkt sowohl alternative Kraftwerksbetreiber, wie z.B. unabhängige Stadtwerke, als auch Stromhändler und Stromkunden tätig. Bestimmte Industrieunternehmen verfügen über Erzeugungseinheiten zur Eigenversorgung, die auch Elektrizität in das Netz einspeisen können, sowie über abschaltbare Lasten zur Reduzierung des Stromverbrauchs und können somit als Anbieter von positiver und/oder negativer Minutenreserve tätig werden. Gerade die Anzahl größerer industrieller Erzeuger, die am Minutenreservemarkt operieren, ist jedoch sehr gering. Seit 2004 nehmen außerdem Lieferanten aus den österreichischen Regelzonen der Tiroler Wasserkraft AG (TIWAG) und der Vorarlberger Kraftwerke AG (VKW) am deutschen Markt teil.¹⁵

Trotz der Öffnung des Minutenreservemarktes für technisch geeignete Anbieter haben die Übertragungsnetzbetreiber bzw. die im Konzern verbundenen Kraftwerksunternehmen aus den zuvor genannten Gründen sowohl innerhalb der eigenen Regelzone als auch regelzonenübergreifend immer noch eine starke Marktposition inne. Andere Unternehmen verfügen nur in geringem Umfang über regelbare Erzeugungskapazitäten. Im Vergleich zu den anderen Regelenergiearten ist bei der Minutenreserve eine größere Anzahl von Anbietern aktiv; trotzdem ist die Wettbewerbsintensität immer noch als gering einzustufen. Die gegenwärtig vorherrschende Struktur des Minutenreservemarktes kann also – sofern man von alternativen Stromnachfragern auf dem Spotmarkt abstrahiert – in Bezug auf die Erbringung des regelzoneninternen Anteils als beschränktes Monopson und hinsichtlich der Bereitstellung des regelzonenübergreifenden Anteils als zweiseitiges Oligopol charakterisiert werden.¹⁶

¹⁴ Vgl. Türkucar (2006: 34).

¹⁵ Vgl. BNetzA (2006: 14f.), Nailis/Ritzau (2006: 28) und Internetplattform (2007b).

¹⁶ Dass die Struktur des Minutenreservemarktes von entscheidender Bedeutung für die Preisbildung ist, kann jedoch angezweifelt werden, da die Übertragungsnetzbetreiber die ihnen aus der Zahlung der Leistungs- und Arbeitspreise erwachsenden Kosten überwälzen können; vgl. Abschnitt 4.4.2. Zur Analyse der Auswirkungen des Ausschreibungsdesigns auf das Preisniveau vgl. Abschnitt 5.2.

4 Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens für Minutenreserve

Zur Vorbereitung der auktionstheoretischen und empirischen Analyse der Folgewirkungen des Ausschreibungsdesigns und speziell des Systemwechsels am 1. Dezember 2006 wird in diesem Kapitel das Ausschreibungsverfahren für Minutenreserve näher beschrieben. Einleitend befasst sich Abschnitt 4.1 mit den rechtlich-institutionellen Rahmenbedingungen, wobei die Vorgaben des Bundeskartellamts, die Regelungen der Verbändevereinbarung Strom, des TransmissionCodes und der UCTE sowie die Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes und der darauf basierenden Rechtsverordnungen behandelt werden. Abschnitt 4.2 geht auf die Zugangsvoraussetzungen für Minutenreserveanbieter ein und stellt die Verfahren für die Präqualifikation und den Abschluss von Rahmenverträgen vor. Schwerpunkt des Abschnitts 4.3 ist die Erfassung der Strukturmerkmale der Ausschreibung, der Angebotserstellung und der Anbieterauswahl. Abschnitt 4.4 widmet sich dem Einsatz und der Abrechnung der Minutenreserve.

4.1 Rechtlich-institutionelle Rahmenbedingungen

4.1.1 Vorgaben des Bundeskartellamts

Im Zusammenhang mit der Durchführung des Fusionskontrollverfahrens RWE AG/VEW AG (B 8-309/99) befasste sich das Bundeskartellamt erstmals auch mit dem Regelenergiemarkt und traf in seinem Beschluss Festlegungen, die die Grundlage für die spätere Reform des Rechtsrahmens¹⁷ und die Konzeptionierung der gemeinsamen Ausschreibung für Minutenreserve¹⁸ bilden sollten.¹⁹ Bei der Beurteilung des Sachverhalts kam das Bundeskartellamt u.a. zum Schluss, dass die RWE und die VEW auf dem regelzoneninternen Markt für die Bereitstellung von Minutenreserve die einzigen Nachfrager waren. Außerdem bezogen die Übertragungsnetzbetreiber Minutenreserve nur von den eigenen Kraftwerken bzw. bei Kraftwerken, mit denen langfristige Lieferverträge bestanden; konkurrierende Angebote wurden nicht eingeholt. Damit waren RWE und VEW faktisch auch alleinige Anbieter von Minutenreserve; der Beschaffungspreis spielte damit keine Rolle.²⁰

Weiterhin standen die Übertragungsnetzbetreiber auf dem nachgelagerten Regelzonenmarkt für den Bezug von Regelenergie zum Ausgleich von Bilanzkreisabweichun-

¹⁷ Vgl. Abschnitt 4.1.3.

¹⁸ Vgl. Abschnitt 4.1.4.

¹⁹ Vgl. BKartA (2000a); zum Folgenden auch Müller-Kirchenbauer/Zenke (2001: 697f.) und Theobald u.a. (2003: 5ff.).

²⁰ Zur Regelenergiebeschaffung durch die Übertragungsnetzbetreiber bis 2000 vgl. Albers/Stelzner (2001: 704ff.).

gen den Nachfragern nach Ausgleichsenergie als einzige Anbieter gegenüber.²¹ Die für den Einsatz der Regelenergie anfallenden Kosten wurden – innerhalb des Toleranzbandes der Verbändevereinbarung II Strom (VV II) – durch die Netznutzungsentgelte abgegolten und ansonsten den Beziehern von Ausgleichsenergie getrennt in Rechnung gestellt. Die pauschalen Arbeitspreise orientierten sich auch nicht an den tageszeitlichen Schwankungen der Beschaffungskosten für Regelenergie. Das Abrechnungssystem bevorzugte RWE und VEW in erheblichem Umfang, da die Regelenergiekosten vor allem die Geschäfte der Wettbewerber mit den Kunden im betroffenen Übertragungsnetzgebiet beeinträchtigten.

In seinem Beschluss B 8-40000-U-309/99 vom 3. Juli 2000 gab das Bundeskartellamt *RWE* und *VEW* deshalb zum einen auf, ihre Regelzonen zu einer gemeinsamen Regelzone zusammenzufassen. Diese Maßnahme verfolgte den Zweck, den Bedarf der Händler an Ausgleichsenergie zu verringern (da nur noch ein Bilanzkreis gebildet werden musste), die vom Übertragungsnetzbetreiber zu beschaffende Regelenergiemenge zu senken und über die Zunahme der Anbieterzahl die Beschaffungskosten zu reduzieren. Zum anderen enthielt der Beschluss bilaterale Auflagen zur Ausgestaltung der Ausschreibungen für die verschiedenen Regelenergieprodukte, um die Märkte schrittweise für technisch geeignete Anbieter zu öffnen und um den Wettbewerb zu intensivieren. Das Bundeskartellamt verfolgte damit den Zweck, die Regel- und Ausgleichsenergie zum Gegenstand marktüblicher Austauschprozesse zu machen sowie den Arbeitspreis für die Lieferung von Regelenergie zu einer marktgerechten Vergütung der nachgefragten bzw. gelieferten Ausgleichsenergie werden zu lassen.

Für die Einführung der Ausschreibungen legte das Bundeskartellamt folgenden Fahrplan fest: Zum 1. August 2000 war ein Präqualifikationsverfahren anzukündigen, das mit dem 1. Oktober 2000 beginnen sollte; es hatte allen potenziellen Regelenergieanbietern offen zu stehen. Die technischen Anforderungen für die Teilnahme an der Ausschreibung mussten auf der Grundlage der Richtlinien der UCTE und der allgemeinen Regeln des deutschen Verbundnetzes bestimmt werden. Der Standort des Anbieters war dabei unmaßgeblich. Bis zum 1. Dezember 2000 sollten das Verfahren abgeschlossen und die präqualifizierten Anbieter mit Teilnahmeberechtigung festgelegt sein. Die Ausschreibungen hatten am 1. Januar 2001, die Bereithaltung bzw. Lieferung der Regelenergie am 1. Februar 2001 zu beginnen. Für die Ausschreibung der Minutenreserve galten folgende Vorgaben:

- Ausschreibung und Beschaffung der Leistung und Arbeit zuerst für maximal drei, danach für zwei und dann für einen Monat;

²¹ Das Bundeskartellamt befasste sich darüber hinaus auch mit den Primär- und Sekundärregelenergiemärkten.

- ab dem 1. August 2001 Ausschreibung der Minutenreserve zumindest auf Tagesbasis und Beschaffung zu den gebotenen Arbeitspreisen entsprechend einer Merit Order;
- getrennte Ausschreibungen für positive und eine negative Minutenreserve;
- Möglichkeit des Angebots zeitlicher und mengenmäßiger Teilleistungen;
- freie Preisstellung durch die Anbieter;
- zeitnahe Veröffentlichung aller Ausschreibungsergebnisse in anonymisierter Form.²²

In dem Fusionsverfahren *E.ON, Heingas und Hamburgische Electricitäts-Werke AG* (B 8-132/00) erließ das Bundeskartellamt am 4. September 2000 einen gleichlautenden Beschluss (B 8-40200-U-132/00). Die Ausschreibung musste zum 1. November 2001, die Beschaffung von Regelenergie durch E.ON Netz GmbH zum 1. Dezember 2001 beginnen. Die tägliche Ausschreibung von Minutenreserve durch E.ON hatte ab dem 1. Juni 2002 zu erfolgen.²³ Gegen die anderen Übertragungsnetzbetreiber wurden Missbrauchsverfahren eingeleitet. Nachdem sich *EnBW Transportnetze AG* und *Vattenfall Europe Transmission GmbH* zur Befolgung der Auflagen bereit erklärt hatten, wurden die Verfahren im Februar 2002 bzw. im August 2002 eingestellt. Ab dem 1. Juli 2002 führte EnBW und ab dem 1. August 2002 Vattenfall Ausschreibungen von Regelenergie durch, jeweils einen Monat später erfolgte die erste Beschaffung. Die tägliche Ausschreibung von Minutenreserve begann bei EnBW am 1. Februar 2003 und bei Vattenfall Europe am 1. April 2003.²⁴

4.1.2 Verbändevereinbarungen Strom und technische Regelungen

Verbändevereinbarungen Strom

Die *Verbändevereinbarung I Strom* (VV I) enthielt keine bedeutsamen Vorgaben für die Beschaffung von Regelenergie. Sie sah lediglich vor, dass die Durchleitungsverträge die Abweichungen zwischen den Einspeisungen und Entnahmen rechtlich und technisch regeln mussten. Ferner wurden die Kosten für die Frequenzhaltung dem Systemdienstleistungsentgelt zugeordnet. Die *VV II* enthielt für die Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich die Vorgabe, die Regelenergie wettbewerbsorientiert und transparent zu beschaffen. Nachhaltige Änderungen bei der Beschaffungspraxis waren jedoch nicht zu

²² Zur Umsetzung der Vorgaben durch RWE vgl. Albers (2001b: 9ff.).

²³ Vgl. BKartA (2000b).

²⁴ Außerdem leitete das Bundeskartellamt im Jahre 2003 nach einer Beschwerde des Verbands der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) ein Preismissbrauchsverfahren gegen RWE Power AG, RWE Rheinbraun AG und E.ON Sales & Trading GmbH ein, da der Verdacht überhöhter Preise für die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelenergie bestand.

beobachten. Mit der *VV II plus* wurden dann 2001 in Bezug auf die Regelenergiemärkte lediglich die Kartellamtsauflagen umgesetzt.²⁵

TransmissionCode 2003

Von grundsätzlicher Relevanz für die Beschaffung von Regelenergieprodukten ist der vom Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) herausgegebene *TransmissionCode 2003* (August 2003), der die Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber enthält. Im Zuge der Weiterentwicklung der *VV I* zur *VV II plus* wurden in ihm die Bestimmungen des GridCodes der Deutschen Verbundgesellschaft e.V. (DVG) von 2000 und des *TransmissionCodes 2000* des VDEW zusammengeführt und reformiert. Zentrale Inhalte sind die Anschlussbedingungen, die Netznutzung, die Systemdienstleistungen, der Netzausbau sowie die Betriebsplanung und Betriebsführung.²⁶

Hinsichtlich der Erbringung von Minutenreserve sind zum einen die in dem Kapitel „Anschlussbedingungen“ des *TransmissionCodes 2003* aufgeführten Vorgaben für die Frequenzhaltung von Bedeutung. Demnach sind alle Erzeugungseinheiten, die den notwendigen technischen und betrieblichen Anforderungen gemäß dem Präqualifikationsverfahren entsprechen und einen Rahmenvertrag über die Bereitstellung von Vorleistungen abgeschlossen haben, zur Beteiligung an der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve berechtigt. Sekundärregelung und Minutenreserve können ebenfalls über regelbare Lasten erbracht werden. Die Anforderungen an die Sekundärregelreserve, die Minutenreserve, das Sekundärregelband, die Geschwindigkeit und Häufigkeit der Leistungsänderung, die Bereitstellungsdauer sowie die technische Verfügbarkeit etc. werden vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegt. Die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber führen die in der jeweiligen Regelzone eingesetzte Minutenreserve in einem getrennten Bilanzkreis.

Konkrete Bestimmungen zur Regelenergie enthält außerdem der Abschnitt zur Frequenzhaltung im Kapitel 4 „Systemdienstleistungen“ des *TransmissionCodes 2003*. Regelungsbereiche sind die Vorhaltungsverpflichtung des Übertragungsnetzbetreibers für Regelenergie, die Berücksichtigung einer ausreichenden Übertragungskapazität (auch bei Höchstbelastung) und vor allem die Regelenergieausschreibung: Verpflichtung zur Ausschreibung, Nachweis der an die Anschlussnutzer bzw. Anbieter gestellten Mindestanforderungen durch ein Präqualifikationsverfahren, Abschluss von Rahmenverträgen und Veröffentlichung der Ergebnisse der Ausschreibung. Ferner werden organisa-

²⁵ Vgl. z.B. Müller-Kirchenbauer/Zenke (2001: 697) und Theobald u.a. (2003: 9f.).

²⁶ Vgl. VDN (2003); dazu auch Nailis/Ritzau (2006: 18).

torische und technische Vorgaben für die Vorhaltung, Anforderung und Bereitstellung der Minutenreserve getroffen.²⁷

Darüber hinaus beschreibt Anhang D des TransmissionCodes 2003 die gemeinsamen verbindlichen Präqualifikationsanforderungen für die verschiedenen Regelenergiearten. Anhang D 3 (August 2006) enthält die Vorgaben zur Präqualifikation für die Minutenreserveleistung.²⁸

UCTE-Regelungen

Auf internationaler Ebene sind für die Erbringung von Minutenreserve die von der UCTE in ihrem *Operation Handbook* von 2004 spezifizierten Ausführungen maßgeblich. Darin werden die Minutenreserve definiert, ihr Zweck und die an sie gestellten Anforderungen erläutert, das Aktivierungsverfahren beschrieben und Vorgaben für die Kalkulation der notwendigen Kapazität formuliert. Ergänzende Ausführungen enthält der Abschlussbericht der Ad-hoc-Gruppe „Geographical Distribution of Reserves“ vom 29. August 2005.²⁹

4.1.3 Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes sowie der Stromnetzentgelt- und der Stromnetzzugangsverordnung

Mit dem Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz, nachfolgend EnWG) vom 7. Juli 2005 sowie den zugehörigen Verordnungen über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung, nachfolgend StromNZV) und über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung, nachfolgend StromNEV) vom 25. Juli 2005 haben sich auch die bisher geltenden Rahmenbedingungen für die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie entscheidend geändert.³⁰

Grundlegend sind die Vorschriften des *EnWG*. So haben nach § 13 Abs. 1 EnWG die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Systemverantwortung das Recht und die Pflicht, z.B. durch marktbezogene Maßnahmen, wie den Einsatz von Regelenergie, Gefährdungen oder Störungen der Energieversorgung abzustellen. § 22 EnWG regelt die Beschaffung von Ausgleichsenergie, die zur Deckung von Verlusten sowie für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigt wird; zur Ausgleichsenergie gehört gemäß § 3 Nr. 1 EnWG auch die Regelenergie. Während § 22 Abs. 1 EnWG allgemeine Vorgaben für die Betreiber von Energieversorgungsnetzen enthält

²⁷ Notwendigkeit, Verpflichtete, Mitteilung der Technischen Einheiten, Anforderung und Lieferung nach fahrplanmäßigem Leistungsaustausch, Grundsätze für die Anforderung, Vorlaufzeit und Energiegeschäfte des Übertragungsnetzbetreibers bei fehlender Deckung des Minutenreservebedarfs.

²⁸ Vgl. VDN (2006); hierzu auch Abschnitt 4.2.1.

²⁹ Vgl. UCTE (2004a, 2004b).

³⁰ Vgl. zum Folgenden auch Nailis (2006: 57f.) und Nailis/Ritzau (2006: 12ff.).

(Beschaffung der Energie nach transparenten, diskriminierungsfreien und marktorientierten Verfahren; Ziel der preisgünstigen Energieversorgung), befasst sich Abs. 2 mit den Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber bei der Akquisition von Regelenergie. Zu diesem Zweck ist ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren anzuwenden. In diesem Zusammenhang haben die Übertragungsnetzbetreiber die von den Regelenergieanbietern zu erfüllenden Teilnahmevoraussetzungen – soweit dies technisch möglich ist – zu vereinheitlichen und eine gemeinsame Internetplattform zu schaffen, deren Einrichtung der Bundesnetzagentur anzuzeigen ist. Außerdem müssen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Beschaffung von Regelenergie zusammenarbeiten.

§ 23 EnWG bestimmt, dass die von den Betreibern von Energieversorgungsnetzen für die Lieferung von Ausgleichsenergie festgelegten Regelungen und die dafür von den Netznutzern zu zahlenden Entgelte sachlich gerechtfertigt, transparent, diskriminierungsfrei und nicht ungünstiger zu sein haben, als sie von den Netzbetreibern in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen in Rechnung gestellt werden.

Gemäß § 112 Nr. 5 EnWG hat sich auch der Evaluierungsbericht der Bundesregierung mit den Bedingungen der Beschaffung und des Einsatzes von Ausgleichsenergie zu befassen. Betrachtet werden sollen die Verbesserung des Beschaffungsverfahrens, insbesondere der gemeinsamen regelzonenübergreifenden Ausschreibung, und die Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber. Erkenntnisse, die eine Weiterentwicklung des gesetzlichen Rahmens bedingen, sind nach dem Entwurf des Evaluierungsberichts (Stand: 13. Juli 2007) momentan jedoch nicht vorhanden.

Weiterführende Bestimmungen zur Regelenergie sind in der Stromnetzentgelt- und Stromnetzzugangsverordnung enthalten. Anlage 2 StromNEV sieht jedoch lediglich vor, dass bestimmte Kosten der Regelenergie, u.a. auch für die Vorhaltung der Minutenreserve, einer eigenen Nebenkostenstelle zu der Hauptkostenstelle „Systemdienstleistungen“ zuzuordnen sind. Die aus der Entrichtung der Leistungspreise entstehenden Kosten müssen damit den Netznutzungsentgelten zugeschlagen werden; die Kosten sind der Bundesnetzagentur offen zu legen.

Sehr viel detaillierte Vorgaben finden sich hingegen in der *Stromnetzzugangsverordnung*. Aufbauend auf den Definitionen der Regelenergie, der Minutenreserve und anderer Regelleistungen in § 2 StromNZV befassen sich vor allem die §§ 6 bis 9 StromNZV mit der Ausschreibung, Beschaffung, Erbringung und Abrechnung der Regelenergie. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen gemäß § 6 StromNZV die jeweilige Regelenergieart mittels einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden anonymisierten Ausschreibung über eine Internetplattform beschaffen. Nach § 6 Abs. 1 und 2 StromNZV kann jedoch ein technisch notwendiger Anteil an Regelenergie Kraftwerken der eigenen Regelzone vorbehalten werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten; dieser Anteil wird auch als Kernanteil bezeichnet. Die Minutenreserve und die anderen Regel-

energieprodukte sind getrennt nach positivem und negativem Regelenergiebedarf auszuschreiben (§ 6 Abs. 3 StromNZV). Die Übertragungsnetzbetreiber können Mindestgebotsmengen festlegen. Die Anbieter haben jedoch die Möglichkeit, Anbietergemeinschaften zu bilden sowie zeitlich und mengenmäßig Teilleistungen zu erbringen, die aber nicht das jeweilige Mindestangebot unterschreiten dürfen (§ 6 Abs. 4 StromNZV). Die potenziellen Anbieter müssen die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendigen Anforderungen für die Erbringung der Regelenergiearten erfüllen, worunter insbesondere die technischen Fähigkeiten und die ordnungsgemäße Erbringung der Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen fallen (§ 6 Abs. 5 StromNZV).

Die Übertragungsnetzbetreiber haben nach § 7 StromNZV die einzelnen Regelenergiearten gemäß den Ausschreibungsergebnissen auf der Grundlage der Angebotskurven beginnend mit dem jeweils günstigsten Angebot einzusetzen; nur bei begründeten Netzeinschränkungen kann von den Angebotskurven abgewichen werden.

§ 8 StromNZV regelt die Abrechnung von Regelenergie. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Kosten für die Minutenreserveleistung – in Höhe des vom Anbieter geforderten Leistungspreises (Gebotspreisverfahren) – den Nutzern der Übertragungsnetze als eigenständige Systemdienstleistungen in Rechnung zu stellen. Darüber hinaus behandelt wird die Abrechnung der Sekundärregel- und Minutenreservearbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Bilanzkreisverantwortlichen auf der Basis der Arbeitspreise.

§ 9 StromNZV sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur die Ausschreibungsergebnisse in einem einheitlichen Format, getrennt nach den Regelenergieprodukten, auf Anforderung unverzüglich zur Verfügung stellen sowie nach Ablauf von zwei Wochen auf der Internetseite in anonymisierter Form veröffentlichen und für drei Jahre verfügbar halten. Insbesondere sind der Leistungspreis des Grenz-anbieters und für jede Ausschreibung eine gemeinsame Angebotskurve bekannt zu machen.

Gemäß § 17 Abs. 1 Nr. 4 StromNZV muss der Übertragungsnetzbetreiber u.a. auch Daten zu den viertelstündigen Regelzonensalden und die tatsächlich abgerufene Minutenreserve offen legen. Nach § 27 Abs. 1 Nr. 2 und 3 StromNZV ist die Bundesnetzagentur berechtigt, weitere Vorgaben zum Verfahren der Regelenergieausschreibung (Präqualifikationsbedingungen, Ausschreibungszeiträume und -scheiben, Kernanteil, Mindestangebotsmengen) und zum Einsatz von Regelenergie zu machen; gemäß Abs. 2 soll sie die Veröffentlichung weiterer Daten vorschreiben können.

4.1.4 Implementierung eines einheitlichen Verfahrens

Unter Berücksichtigung der neuen Rechtsvorschriften und der Erfahrungen mit den 2001 und 2002 eingeführten individuellen Ausschreibungen stellten dann die *Übertra-*

gungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur am 9. Dezember 2005 ihr Konzept für ein gemeinsames Verfahren vor:³¹

- Die Präqualifikation erfolgt auf der Basis vereinheitlichter Präqualifikationsanforderungen ausschließlich bei dem Anschlussübertragungsnetzbetreiber, wobei bereits erfolgte Präqualifikationen gültig bleiben.
- Der Kernanteil beträgt mindestens 50 % der Summe des Bedarfs an Sekundärregelleistung und Minutenreserve, wobei von der Sekundärregelleistung mindestens $\frac{2}{3}$ des regelzoneninternen Bedarfs zu erbringen sind.
- Der Kernanteil wird täglich jeweils regelzonenintern ausgeschrieben, und zwar zeitlich vor der gemeinsamen Ausschreibung des übrigen Anteils.
- Der gemeinsame Minutenreservebedarf sollte folgendermaßen ausgeschrieben werden: 50 % jährlich, 30 % monatlich und 20 % täglich.
- Die Zeitscheiben für die Leistungsvorhaltung entsprechen den Börsenzeiten für Spitzenlast (werktags: 8.00 – 20.00 Uhr) und Grund- bzw. Schwachlast (werktags: 0.00 – 8.00 Uhr und 20.00 – 24.00 Uhr; Samstage, Sonntage und bundeseinheitliche Feiertage).
- Die Mindestangebotsmenge beläuft sich einheitlich in allen deutschen Regelzonen auf ± 30 MW.

Angesichts der stark von einander abweichenden Auffassungen der Bundesnetzagentur, der Übertragungsnetzbetreiber und der Regelenergieanbieter über die Ausschreibungsmodalitäten war es notwendig, eine Konsensfindung zu forcieren. Zu diesem Zweck legte die Bundesnetzagentur am 22. Dezember 2005 ein *Konsultationspapier* zum Konzept der Übertragungsnetzbetreiber vor und forderte die Verbände und Marktteilnehmer zur Stellungnahme auf;³² die Konsultation lief dann vom 2. Januar 2006 bis zum 20. Januar 2006. Ein gemeinsames Gespräch am 15. Februar 2006 offenbarte allerdings immer noch erhebliche Meinungsverschiedenheiten über den Ausschreibungszeitraum, die Mindestangebotsmenge und die Veröffentlichungspflichten, während der Ausschreibungszeitpunkt unstrittig war.

Die Bundesnetzagentur leitete daraufhin ein Verwaltungsverfahren zur Festlegung der Modalitäten für die Ausschreibung von Minutenreserve ein, wobei vor allem die Auswahlkriterien, die Ausschreibungszeiträume und -zeitscheiben, die Mindestangebotsmengen, die Kernanteile und die Veröffentlichungspflichten geklärt werden sollten (Mitteilung 147/2006, Amtsblatt 08/2006 vom 26. April 2006). Ein *Eckpunktepapier* mit einem Verfügungsentwurf, das bis zum 7. Juni 2006 kommentiert werden konnte, folgte

³¹ Vgl. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2005); zum Folgenden auch BNetzA (2006: 5ff.).

³² Vgl. BNetzA (2005).

nach (Mitteilung 188/2006, Amtsblatt 10/2006 vom 24. Mai 2006). Am 11. August 2006 legte die Bundesnetzagentur ihre geplante Entscheidung nochmalig dem Bundeskartellamt, den Landeskartellbehörden und dem Länderausschuss sowie den Übertragungsnetzbetreibern und den Branchenverbänden vor. Der Beschluss erging schließlich am 29. August 2006 durch die Beschlusskammer 6 (BK6-06-012).³³

4.2 Marktzugangsvoraussetzungen für Minutenreserveanbieter

4.2.1 Präqualifikationsverfahren

Potenzielle Anbieter von Regelleistungen haben sich vor der Teilnahme an einer Minutenreserveausschreibung an einem Präqualifikationsverfahren zu beteiligen. Dabei müssen sie den dokumentierten Nachweis erbringen, dass sie die im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungs- bzw. Systemsicherheit notwendigen Anforderungen für die Vorhaltung und Erbringung von Regelenergieleistungen erfüllen. Wesentlich sind die technische Kompetenz, die ordnungsgemäße Erbringung von Regelleistungen unter betrieblichen Bedingungen und die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des potenziellen Anbieters.

Maßgeblich für das Präqualifikationsverfahren zur Erbringung von Minutenreserve sind die einschlägigen Regelungen der UCTE, insbesondere aber die in Kapitel 4 und Anhang D 3 des *TransmissionCodes 2003* formulierten gemeinsamen Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber, mit denen die zuvor unternehmensindividuell ausgestalteten Präqualifikationsbedingungen vereinheitlicht wurden.³⁴ Sie umfassen

- die technisch-betrieblichen Anforderungen an den Erbringer: Nennung des Ortes der physikalischen Erbringung und des Anschlussübertragungsnetzbetreibers, Bereitstellung von Leistungen gemäß dem genannten Leistungsband, Erbringung gepoolter Minutenreserve und Angabe der notwendigen Informationen, Erbringung und Zurückführung der Minutenreserve innerhalb von 15 Minuten, vollständige Arbeits- und Zeitverfügbarkeit, Ex-post Nachweis der Minutenreserveerbringung;
- die Fähigkeit zur fahrplantechnischen Abwicklung des Abrufs;
- die informationstechnischen Anforderungen: Anbindung der Erzeugungseinheiten, Umsetzung der informationstechnischen Anbindungen;

³³ Vgl. BNetzA (2006); zu den Festlegungen vgl. Abschnitt 4.3.

³⁴ Vgl. VDN (2003) und VDN (2006); hierzu auch Theobald u.a. (2003: 14f.) und Nailis/Ritzau (2006: 32).

- die organisatorischen Anforderungen: Nennung einer Kontaktstelle für den operativen Betrieb, Kommunikationsart, Leistungsfähigkeit der Kontaktstelle bei Poolung, Bestätigung der Zuordnung zu einem Bilanzkreis und des Abschlusses von Vereinbarungen mit dem Bilanzkreisverantwortlichen der Technischen Einheit, Bestätigung von rechtsverbindlichen Regelungen mit dritten Anlagenbetreibern bzw. Eigentümern;
- die Bestätigung der Erfüllung der Anforderungen an die Technischen Einheiten;
- die Abwicklungssprache; sowie
- zusätzliche Informationen und Referenzen.

Die Anforderungen sind im Vergleich zu den anderen Regelenergieleistungen relativ niedrig. Allerdings können sie an neue technische Notwendigkeiten angepasst werden. Die Übertragungsnetzbetreiber behalten sich auch vor, in begründeten Fällen vom potenziellen Anbieter zusätzliche Nachweise zu fordern. EnBW Transportnetze AG und Vattenfall Europe Transmission GmbH haben zudem *spezifische Präqualifikationsanforderungen* festgelegt.

Vereinfacht wurde die Präqualifikation für die Bereitstellung von Minutenreserveleistungen jedoch dadurch, dass das bisherige Verfahren, das eine Präqualifikation für jede Regelzone vorsah, zum 1. Januar 2006 durch ein *einheitliches Verfahren* ersetzt wurde. Die Präqualifikation wird bei dem Übertragungsnetzbetreiber vorgenommen, in dessen Regelzone die Technischen Einheiten angeschlossen sind (Anschlussübertragungsnetzbetreiber); das Verfahren dauert in der Regel etwa zwei Monate. Nach einer erfolgreichen Präqualifikation stellt der Anschlussübertragungsnetzbetreiber für die Technischen Einheiten eine entsprechende Präqualifikationsbestätigung aus. Alle anderen deutschen Übertragungsnetzbetreiber erkennen diese Bescheinigung als Nachweis der Präqualifikation an (automatische Präqualifikation).³⁵

4.2.2 Abschluss von Rahmenverträgen

Im Anschluss an eine erfolgreiche Präqualifikation wird zwischen dem Minutenreserveanbieter und dem Anschlussübertragungsnetzbetreiber ein *Rahmenvertrag* abgeschlossen, der vor allem nähere technische, kommerzielle, administrative und operative Bestimmungen zu der Ausschreibung, der Angebotsabgabe, der Vergabe, der Minutenreservevorhaltung, dem Vorgehen bei Störungen und Unterbrechungen, der Bereitstellung sowie zu den Entgelten und der Abrechnung enthält.³⁶ Hat der Anbieter Techni-

³⁵ Vgl. Internetplattform (2007a).

³⁶ Vattenfall (2007).

sche Einheiten in mehreren Regelzonen, so muss er mit jedem Anschlussübertragungsnetzbetreiber einen Rahmenvertrag vereinbaren. Erst nach einer erfolgreichen Präqualifikation und dem Abschluss eines Rahmenvertrags mit dem Anschlussübertragungsnetzbetreiber ist ein Anbieter berechtigt, an einer gemeinsamen Ausschreibung für Minutenreserve teilnehmen.

4.3 Strukturmerkmale der Ausschreibung, der Gebotsabgabe und der Anbieterauswahl

Von 2001 bzw. 2002 bis November 2006 hatten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber ihren Bedarf an Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung jeweils separat über Ausschreibungen gedeckt, die sich an den Vorgaben des Bundeskartellamtes und an den Regelungen des TransmissionCodes 2003 orientierten. Für die Abwicklung der Ausschreibungen waren eigene IT-Plattformen eingerichtet worden. Die Minutenreserve wurde zwar zuletzt von allen Übertragungsnetzbetreibern in einer täglichen Ausschreibung beschafft, hinsichtlich des Zeitpunktes³⁷, der Zeitscheiben³⁸ und der Mindestangebotsmengen³⁹ gab es jedoch zum Teil erhebliche Unterschiede.⁴⁰

Aufgrund der neuen rechtlichen Vorgaben des EnWG und der darauf basierenden Rechtsverordnungen führen die Übertragungsnetzbetreiber seit dem 1. Dezember 2006 zusammen eine einheitliche Ausschreibung für die Erbringung von Minutenreserve durch, die über eine gemeinsame Internetplattform abgewickelt wird. Diese dient der Veröffentlichung der Ausschreibung, der Abwicklung der Angebotsabgabe und der Information der Anbieter über erteilte Zuschläge bzw. Absagen. Die Ausschreibungsmodalitäten entsprechen den Festlegungen der Bundesnetzagentur vom August 2006.⁴¹

4.3.1 Ausschreibungsgegenstand, Kernanteile, Zeitscheiben und Ausschreibungszeiträume

Ausschreibungsgegenstand ist die vorzuhaltende, ex-ante bekannte Nachfrage der vier Übertragungsnetzbetreiber nach Minutenreservekapazitäten. Die Netzbetreiber können jedoch Anbietern innerhalb ihrer eigenen Regelzone einen *Kernanteil* von maximal 50

³⁷ Die Ausschreibungen der vier Übertragungsnetzbetreiber verteilten sich gleichmäßig über den Tag. Die Gebotsfristen waren 9.00 Uhr (Vattenfall), 10.30 Uhr (E.ON), 13.30 Uhr (EnBW) und 15.00 Uhr (RWE).

³⁸ EnBW und E.ON unterschieden zwischen Spitzen- und Schwachlastzeit, während RWE fünf Zeitscheiben (vier Zeitscheiben à vier Stunden und eine Zeitscheibe à acht Stunden) und Vattenfall sechs Zeitscheiben (à vier Stunden) hatten.

³⁹ Die Mindestangebotsmengen lagen bei 30 MW bzw. 50 MW (E.ON).

⁴⁰ Eine nähere Darstellung und Analyse der separaten Ausschreibungsdesigns vor dem 1. Dezember 2006 erfolgt hier nicht; vgl. dazu z.B. Menzel/Moser (2003), Swider/Weber (2003), Theobald u.a. (2003: 20f., 24f., 28f., 33), Nailis/Ritzau (2006: 49f.) und Swider (2006: 27f., 167ff.).

⁴¹ Zum Abschnitt 4.3 vgl. insbesondere Internetplattform (2007b).

% der Summe des Bedarfs an Sekundärregelleistung und Minutenreserve vorbehalten, wobei von der Sekundärregelleistung $\frac{2}{3}$ des regelzoneninternen Bedarfs zu erbringen ist. Die Ausschreibung der Kernanteile erfolgt einheitlich für alle Übertragungsnetzbetreiber zusammen mit dem regelzonenübergreifenden Anteil. Ausgeschrieben wird getrennt nach positiver und negativer Minutenreserve und zwar jeweils für die nachfolgend spezifizierten sechs *Vier-Stunden-Intervalle* (Zeitscheiben): 0.00 Uhr bis 3.59 Uhr, 4.00 Uhr bis 7.59 Uhr, 8.00 Uhr bis 11.59 Uhr, 12.00 Uhr bis 15.59 Uhr, 16.00 Uhr bis 19.59 Uhr und 20.00 Uhr bis 23.59 Uhr.⁴²

Die Ausschreibung findet wie bisher arbeitstäglich (montags bis freitags) für den nächsten Arbeitstag statt (day-ahead). Bei Wochenenden und Feiertagen werden die Ausschreibungen am letzten vorhergehenden Arbeitstag für den nächstfolgenden Arbeitstag sowie für die dazwischen liegenden Tage durchgeführt. Die Ausschreibung läuft von 8.00 bis 10.00 Uhr.

Von grundsätzlicher Bedeutung vor allem im Hinblick auf die Preisbildung (Preisniveau, Preisvolatilität) und die Mengenentwicklung ist in diesem Zusammenhang der Handel an der Strömbörse *European Energy Exchange (EEX)*, die sowohl einen Spot- als auch einen Terminhandel anbietet.⁴³

- Auf dem *Spotmarkt* wird zum einen Strom für den *nächsten Tag* (day-ahead) gehandelt. Für die Stundenkontrakte findet von 11.00 bis 12.00 Uhr eine Auktion statt. Damit ist die Ausschreibung der Minutenreserve für den nächsten Tag abgeschlossen, bevor der Spotmarkthandel für Stundenkontrakte beginnt. Außerdem wird auf dem Day-ahead-Spotmarkt ein kontinuierlicher Handel für mehrere Spitzen- und Schwachlastblöcke abgewickelt.
- Zum anderen gibt es seit September 2006 einen *Intra-day-Handel* für Stromkontrakte mit Lieferung am selben oder am folgenden Tag. Einzelstunden des laufenden Tages können bis 75 Minuten vor Lieferbeginn, Einzelstunden des folgenden Tages ab 15.00 Uhr gehandelt werden.
- Auf dem *Terminmarkt* wird der Phelix Future gehandelt. Er ist ein Terminkontrakt, der auf den Preisindizes für die Spotpreise zukünftiger Lieferperioden (aktueller Monat sowie die nächsten sechs Monate, sieben Quartale und sechs Jahre; Unterscheidung nach Grund- und Spitzenlast) basiert.

⁴² Vgl. hierzu BNetzA (2006: 8ff.).

⁴³ Vgl. Swider (2006: 29ff.) und EEX (2007).

4.3.2 Bieterinformation und Gebotsabgabe

Die für den Minutenreservemarkt relevanten Daten müssen zwei Stunden vor Beginn der Ausschreibung auf der gemeinsamen Website der Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht und für drei Jahre verfügbar gehalten werden. Dabei sind – getrennt nach positiver und negativer Minutenreserve – folgende *Angaben* bereitzustellen: die Höhe des für den Folgetag benötigten Minutenreservebedarfs (nachgefragte Leistung),⁴⁴ der gemeinsame regelzonenübergreifende Anteil und die Kernanteile für die vier deutschen Regelzonen, die tatsächlich am Vortag abgerufene Minutenreserve (nach Viertelstunden) sowie eine anonymisierte Liste aller Minutenreserveangebote des Vortags (Angebotsleistung, Leistungspreis, Arbeitspreis, Anschlussregelzone, Informationen über die Zuschlagserteilung).⁴⁵

Für die *Gebotsabgabe* steht jedem Anbieter ein individueller Bereich zur Verfügung, in dem er den Ausschreibungsprozess verfolgen kann. Dabei sind separat für die positive und negative Minutenreserve sowie für jede Zeitscheibe zu spezifizieren:

- der *Leistungspreis* (in €/MW), auch als Optionspreis bezeichnet, zum Ausgleich der Kosten für die Vorhaltung der Minutenreserveleistung (Optionsmarkt); der Leistungspreis ist also eine Vergütung des Rechtes des Übertragungsnetzbetreibers, Minutenreserve nachfragen zu können, und bildet die für die Anbieter entstehenden Opportunitätskosten für ein Tätigwerden am Spotmarkt ab;
- der *Arbeitspreis* (in €/MWh), der die tatsächlichen Bereitstellungskosten, insbesondere die Brennstoffkosten der Kraftwerke, abgelten soll;
- die *Angebotsmenge* (in MW); maßgeblich sind eine *Mindestangebotsmenge* von 15 MW und ein *Angebotsinkrement* von 1 MW; um die Mindestangebotsmenge erreichen zu können, ist die Bildung von *Anbiertergemeinschaften* (Pools) zulässig, wobei jedoch die Kapazitäten innerhalb der Regelzone liegen müssen.⁴⁶

4.3.3 Anbieterauswahl

Die Vergabeentscheidung und die Information über Zuschlagserteilung erfolgen werktäglich bis 11.00 Uhr für den folgenden Tag bzw. die folgenden Tage. Einzig relevantes Kriterium für die Berücksichtigung der Angebote ist die *Höhe des Leistungspreises*. Zu diesem Zweck wird – getrennt nach positiver und negativer Minutenreserve sowie für alle sechs Zeitscheiben – eine *Merit Order* erstellt, in der die gebotenen Leistungspreise

⁴⁴ Zur Ermittlung des Regelleistungsbedarfs vgl. Dany u.a. (2003) und Brückl u.a. (2006: 53ff.).

⁴⁵ Vgl. hierzu und zum Folgenden auch BNetzA (2006: 25ff.).

⁴⁶ Zur Ermittlung der Angebotsmenge vgl. Schmitt u.a. (2003).

in aufsteigender Reihenfolge angeordnet sind. Beginnend mit dem Angebot, das den niedrigsten Leistungspreis aufweist, erhalten die Angebote so lange den Zuschlag, bis der Minutenreservebedarf gedeckt ist. Die ausgewählten Unternehmen haben dann für die jeweiligen Zeitintervalle die genannte Angebotsmenge vorzuhalten.⁴⁷

Abweichungen von der Merit Order können sich dadurch ergeben, dass jeder Übertragungsnetzbetreiber zuerst den individuellen Bedarf für den ausgeschriebenen Kernanteil befriedigen kann. Entscheidend ist somit neben dem Leistungspreis auch die Zugehörigkeit des Anbieters zu einer bestimmten *Anschlussregelzone*. Für den regelzonenübergreifenden Anteil ist allerdings ausschließlich der Leistungspreis von Bedeutung. Im Hinblick auf die Deckung der jeweiligen Anteile erfolgt ggf. eine Kürzung der Angebote, sofern die Mindestangebotsmenge überschritten wird. Der Arbeitspreis bleibt bei der Auswahl der verpflichteten Anbieter unberücksichtigt; lediglich bei gleichem Leistungspreis ist die Höhe des Arbeitspreises von Relevanz.⁴⁸

4.4 Einsatz und Abrechnung der Minutenreserveleistung

4.4.1 Leistungsabruf

Im Hinblick auf die organisatorische und technische Abwicklung der Bereitstellung der Minutenreserve hat der Anbieter eine ständig erreichbare *Kontaktstelle* zu benennen. In der Vorplanungsphase, d.h. bis 17.00 Uhr eines Arbeitstages bzw. des letzten Arbeitstages vor einem Wochenende oder einem Feiertag, müssen dann die vertraglich verpflichteten Unternehmen den Übertragungsnetzbetreibern für alle Tage bis einschließlich des nächsten Arbeitstages die *Technischen Einheiten* für die Erbringung der positiven oder negativen Minutenreserve mitteilen, aus denen sie die vertraglich vereinbarte Minutenreserve bereitstellen. Der Übertragungsnetzbetreiber ist ebenfalls zu informieren, falls ein Anbieter die kontrahierte Minutenreserve nicht oder nicht in voller Höhe vorhalten kann; bei Kraftwerksausfällen und Laständerungen können die Fahrpläne angepasst werden. Kommt ein Minutenreserveanbieter seinen Verpflichtungen nicht nach oder verstößt er in anderer Weise gegen die Präqualifikationsbedingungen, so kann die gesamte Präqualifikation mit sofortiger Wirkung ausgesetzt oder sogar endgültig zurückgenommen, das Unternehmen von späteren Ausschreibungen und Vergabeverfahren ausgeschlossen sowie ein ggf. abgeschlossener Rahmenvertrag fristlos gekündigt werden.⁴⁹

⁴⁷ Vgl. hierzu auch BNetzA (2006: 22ff., 25ff.).

⁴⁸ Allerdings könnte das Selektionsprinzip auch dahingehend interpretiert werden, dass für die Auswahl die Summe aus dem Leistungspreis und dem mit der erwarteten Nachfragedauer multiplizierten Arbeitspreis entscheidend ist, wobei die erwartete Nachfragedauer mit Null veranschlagt wird. Dem widerspricht jedoch gerade die Vorgabe, Minutenreserveleistung vorzuhalten, was eine erwartete Nachfragedauer von größer Null impliziert. Vgl. Swider (2007: 36).

⁴⁹ Vgl. VDN (2006).

Die Inanspruchnahme der Minutenreserveleistung durch den Abrufübertragungsnetzbetreiber erfolgt auf der Basis einer *neuen Merit Order*, einer nach steigenden Arbeitspreisen sortierten Liste der erfolgreichen Gebote, bis die erforderliche Minutenreserveleistung zur Verfügung steht.⁵⁰ Wird ausnahmsweise ein Angebot mit einem höheren Arbeitspreis einem niedriger bepreisten Angebot vorgezogen, so ist dies zu rechtfertigen. Als Argumente können eine ausreichende Leistungsvorhaltung sowie Belange der betrieblichen Netzsicherheit und andere technische Aspekte herangezogen werden. Grundsätzlich darf der tatsächliche Abruf aber nicht mehr nach der Regelzonenzugehörigkeit vorgenommen werden.

Übergangsweise wird es vier *spezifische Merit-Order-Listen* der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber geben, die einen möglichst gleichen durchschnittlichen Arbeitspreis haben. Der Übergang zum Abruf der Minutenreserve durch alle Übertragungsnetzbetreiber auf der Basis einer gemeinsamen Merit Order ist für Ende 2007 geplant. Zu diesem Zweck sind u.a. folgende Realisierungsschritte vorgesehen: Entwicklung eines gemeinsamen Abrufkonzeptes (einschließlich der Art der Kontaktaufnahme zu den Anbietern und dem zugehörigen Fahrplanverkehr); Spezifikation der erforderlichen Sonderfunktionen unter Berücksichtigung der netzbetrieblichen Erfordernisse; Konzeptionierung und Aufbau der Informations- und Kommunikationstechnologie sowie Anbindung von allen Übertragungsnetzbetreibern; Testphase.⁵¹

Auswertungen der veröffentlichten Angaben zur tatsächlich beanspruchten Minutenreserve weisen darauf hin, dass die Abrufwahrscheinlichkeit sehr gering ist und im Allgemeinen unter 3 % liegt. Dabei wird die positive Minutenreserve selten, die negative Minutenreserve so gut wie überhaupt nicht eingesetzt. Dies ist auf den ersten Blick unverständlich, da die Inanspruchnahme der Minutenreserve kostengünstiger sein müsste als die der häufiger genutzten Sekundärregelung. Ursachen für die geringeren Kosten sollten die höhere Anzahl an Minutenreservebietern, die niedrigeren Anforderungen an die Erbringung, die längere Vorlaufzeit und die kürzere Bindungsfrist sein. Mögliche Gründe für die geringe Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve könnten die nicht vollständige Substituierbarkeit der Sekundärregelung und die Notwendigkeit einer aktiven Anforderung der Minutenreserve sein. Außerdem erfolgt die Bereitstellung von Minutenreserve im Gegensatz zur Sekundärregelung häufig auch durch dritte Anbieter und nicht nur durch Unternehmen, die mit den Übertragungsnetzbetreibern verbunden sind und von diesen ggf. vorgezogen werden. Letztlich sind – wie im nächsten Abschnitt ausgeführt wird – Kostenerwägungen für den Übertragungsnetzbetreiber weitgehend irrelevant.⁵²

⁵⁰ Auf diese Weise werden der Leistungsmarkt (Optionsmarkt) und der Arbeitsmarkt (Ausgleichsenergiemarkt) zusammengeführt, was der internationalen Praxis widerspricht. Vgl. Büchner/Türkücükar (2005).

⁵¹ Vgl. Internetplattform (2007b); zur Leistungserbringung vgl. Abschnitt 2.2.

⁵² Vgl. Nailis (2006: 58f.) und Nailis/Ritzau (2006: 45ff.).

4.4.2 Abrechnung und Vergütung von Regel- und Ausgleichsenergie

Zum Ausgleich der Kosten für die Vorhaltung von Regelenergieleistungen erhalten die Minutenreserveanbieter die *gebotenen Leistungspreise* vergütet. Die Übertragungsnetzbetreiber ordnen die ihnen damit entstehenden Kosten der Systemdienstleistung des Höchstspannungsnetzes zu. Anschließend erfolgt eine Verrechnung über die Netznutzungsentgelte. Diese werden mittels Kostenwälzung zum Verteilnetzbetreiber durchgereicht, wodurch es zu einer Sozialisierung der Kosten kommt.⁵³

Die Kompensation für die abgerufene und tatsächlich erbrachte Minutenreserveleistung erfolgt nach dem *Arbeitspreis*. Bei positiver Minutenreserve erhalten die Lieferanten den gebotenen Arbeitspreis vom Übertragungsnetzbetreiber, bei negativer Minutenreserve muss ihn der Anbieter an den Übertragungsnetzbetreiber zahlen. Der mittlere gewichtete Arbeitspreis für die eingesetzte Sekundärregelenergie und Minutenreserve ist zugleich aber auch Kalkulationsgrundlage für die Abrechnung der im Zusammenhang mit den Bilanzkreisabweichungen gelieferten bzw. empfangenen Ausgleichsenergie zwischen den Bilanzkreisverantwortlichen und den Übertragungsnetzbetreibern.⁵⁴ Er wird für jede Viertelstunde bestimmt und ist für Über- und Unterdeckungen symmetrisch (Einheitsarbeitspreis). Ist der *Regelzonensaldo positiv* (Leistungsmangel), so müssen die – in der Mehrheit befindlichen – belieferten Bilanzkreise den Arbeitspreis an den Übertragungsnetzbetreiber entrichten, während die Ausgleichsenergie liefernden Bilanzkreise den Arbeitspreis vom Übertragungsnetzbetreiber erhalten. Liegt der Arbeitspreis über dem Spotpreis, so entstehen daraus Vorteile für die Lieferanten und Nachteile für die Bezieher von Regel- und Ausgleichsenergie; ist der Arbeitspreis niedriger als der Spotpreis, so stellt sich die Situation umgekehrt dar. Bei einem *negativen Regelzonensaldo* (Leistungsüberschuss), verkaufen die Übertragungsnetzbetreiber den Vertragspartnern Regelenergie zum Arbeitspreis, die für den Überschuss verantwortlichen Bilanzkreise erhalten den Arbeitspreis, die Mindereinspeisungen hervorrufenden Bilanzkreise müssen den Arbeitspreis entrichten.

Da die Bilanzkreise niemals vollständig ausgeglichen sind, sind die Preise für Ausgleichsenergie für die Bilanzkreisverantwortlichen immer Teil der Beschaffungskosten. Die Höhe des Arbeitspreises – und die Differenz zum Spotpreis – sind somit entscheidend für ihre Kostensituation. Weil die Arbeitspreise erst nachträglich bekannt sind, wird die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie zu einer risikobehafteten Transaktion. Andererseits ist damit aber auch ein Anreiz verbunden, beeinflussbare Risiken zu minimieren. Zudem besteht die Möglichkeit, eine Änderung der Kosten in die Kalkulation der Endkundenpreise einzubeziehen.

⁵³ vgl. zum Folgenden Müller-Kirchenbauer/Zenke (2001: 698f.), Waver (2005: 3ff.) und Nailis (2006: 58).

⁵⁴ Vgl. hierzu Abschnitt 2.1. Vgl. auch Albers (2001a: 1ff.).

5 Auktionstheoretische Analyse des Ausschreibungsverfahrens

Auf der Grundlage der deskriptiven Erfassung der rechtlich-institutionellen Rahmenbedingungen, der Marktzugangsvoraussetzungen und der Strukturmerkmale des Ausschreibungsdesigns für Minutenreserve in Kapitel 4 kann nun das Verfahren aus auktionstheoretischer Sicht analysiert werden. Abschnitt 5.1 dient der Typisierung der Minutenreserveausschreibung. Zu diesem Zweck werden die wesentlichen Eigenschaften von Auktionen formuliert, die zentralen auktionstheoretischen Annahmen referiert und das Ausschreibungsverfahren auf der Basis eines Merkmalkatalogs näher charakterisiert.

Abschnitt 5.2 leitet dann auf dieser Basis hypothetische Folgewirkungen ab, die die Auktionstheorie für eine solche Ausschreibungsform und speziell für die am 1. Dezember 2006 vorgenommenen Änderungen vorhersagt. Einen ersten Schwerpunkt stellen die Auswirkungen auf die Marktstruktur und das Bietverhalten dar, wobei die Marktzutrittschranken, die Transaktionskosten, die Anreize für strategisches Verhalten und Kollusion sowie die Wahrscheinlichkeit eines Winner's Curse betrachtet werden. Darauf aufbauend werden Folgerungen zum Niveau und zur Volatilität der Preise sowie zur nachgefragten und angebotenen Minutenreserve abgeleitet. Das Kapitel schließt mit einem Zwischenfazit zu den theoretisch zu erwartenden Konsequenzen. Die Hypothesen dienen zugleich als Bezugspunkt für die nachfolgenden empirischen Analysen.

5.1 Typisierung der Minutenreserveausschreibung

5.1.1 Eigenschaften von Auktionen und Annahmen der Auktionstheorie

Eine Auktion bzw. eine Ausschreibung ist eine Markttransaktion auf der Basis von Regeln, die die Ressourcenallokation und den Preis gemäß den Geboten der Marktteilnehmer bestimmt. In einer spieltheoretischen Betrachtung handelt es sich um ein *mehrstufiges, nicht kooperatives Spiel*. Zuerst werden die Regeln festgelegt und die Teilnehmer z.B. über die Art der Güter und ihre Spezifikationen sowie über den weiteren Ablauf informiert. Danach führt man die Auktion bzw. Ausschreibung durch; dabei wählen die Bieter ihre Strategien und geben – ggf. auf mehreren Stufen – ihre Gebote ab. Abschließend wird die Transaktion abgewickelt.⁵⁵

Vorteile eines solchen Vorgehens sind, unter bestimmten Annahmen, die Feststellung des Wertes bzw. Preises eines Gutes; dabei werden auch Informationen über die *wahre ökonomische Wertschätzung* (Zahlungsbereitschaft) offenbart. Da das Gut an denjenigen veräußert wird, der die höchste Zahlungsbereitschaft hat und es demnach im

⁵⁵ Vgl. McAfee/McMillan (1987: 700ff.).

volkswirtschaftlichen Sinne optimal nutzt, bildet sich ein stabiler, allokativ und betrieblich *effizienter Zustand* heraus; der Markt befindet sich zudem im Gleichgewicht (Realisierung eines Gleichgewichtspreises). Das Verfahren ist grundsätzlich einfach, transparent, nachvollziehbar und diskriminierungsfrei. Die Transaktionskosten sind vergleichsweise gering, hängen jedoch von der Vorabinformation und der konkreten Durchführung ab. Außerdem kann eine Auktion bzw. eine Ausschreibung dazu genutzt werden, um weitergehende Ziele, z.B. gesamtwirtschaftlicher oder wettbewerbspolitischer Art, zu verwirklichen.⁵⁶

Zentrale *Prämissen*, die im Zusammenhang mit einer theoretischen Analyse eines Auktions- bzw. Ausschreibungsdesigns formuliert werden, sind die Kontaktierfähigkeit der Teilnehmer, deren vollständige Information über das Gut, die Regeln (zur Reduzierung von Informationsrenten) sowie über die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Kosten und des Wertes des angebotenen Gutes. Außerdem wird rationales Verhalten der Teilnehmer, d.h. die optimale Nutzung der Informationen, die Maximierung des eigenen Nutzens und die Ausrichtung der Gebote an der Zahlungsbereitschaft, vorausgesetzt.

Weiterhin wird im Allgemeinen davon ausgegangen, dass die Anzahl der Bieter hinreichend groß ist, keine Abstimmung stattfindet (keine expliziten bzw. impliziten Preisabsprachen), alle Teilnehmer risikoneutral sind, die individuellen Wertschätzungen unabhängig voneinander sind, die Teilnehmer hinsichtlich Information und Bewertung symmetrisch sind und die Zahlungen lediglich durch die abgegebenen Gebote bestimmt werden. Nur unter diesen zusätzlichen Bedingungen gilt dann das *Erlös-Äquivalenz-Theorem* (revenue equivalence theorem, independent private values model), das besagt, dass die erwartete Auszahlung unabhängig von der speziellen Auktions- bzw. Ausschreibungsform ist und folglich ein effizientes Ergebnis erreicht wird. Im Durchschnitt erhält bei einer Auktion der Bieter mit der höchsten Zahlungsbereitschaft den Zuschlag zu einem Preis, der der niedrigeren Zahlungsbereitschaft des ersten erfolglosen Bieters entspricht. Bei einer Ausschreibung kommt der Bieter mit den niedrigsten Kosten zu einer Kompensation zum Zuge, die den höheren Kosten des ersten erfolglosen Bieters entspricht.⁵⁷

Bei modifizierten Annahmen, insbesondere bei fehlendem wettbewerblichen Bieterverhalten, einer asymmetrischen Bieterstruktur, verschiedenen Risikoeinstellungen und der Existenz von Common- oder Correlated-value-Gütern,⁵⁸ gelangt man oftmals zu anderen Resultaten. Allerdings können Ausschreibungen z.B. beim Aufeinandertreffen von Monopsonen und oligopolistischen Anbieterstrukturen ebenfalls zu effizienten Marktergebnissen führen, wenn der Nachfragemonopolist glaubhaft versichert, seine Marktstellung nicht auszunutzen. Zur Realisierung einer optimalen Ressourcenallokation ist je-

⁵⁶ Vgl. Milgrom (1987).

⁵⁷ Vgl. Milgrom/Weber (1982: 1090ff.) und Rassenti u.a. (2000).

⁵⁸ Vgl. dazu Abschnitt 5.1.2.

doch eine ausreichend große Anbieterzahl erforderlich, um die Gesamtangebotskurve ermitteln zu können.⁵⁹

5.1.2 Konstituierende Merkmale der Minutenreserveausschreibung

Im Hinblick auf die Identifizierung der zentralen Eigenschaften der Minutenreserveausschreibung ist es zuerst notwendig, diejenigen Merkmale anzugeben, nach denen sich Auktionen bzw. Ausschreibungen klassifizieren lassen:⁶⁰

- *Wiederholbarkeit*: einmalig oder mehrmalig;
- *Anzahl der Güter*: ein Gut (single-unit auction) oder mehrere Güter (multi-unit auction); bei mehreren Gütern: gleichzeitig (simultan) – mit separaten oder kombinatorischen Geboten – oder aufeinander folgend (sequentiell);
- *Anzahl der Bietrunden* bzw. der Häufigkeit der Abgabe von Geboten: einstufig oder mehrstufig;
- *Informationsaustausch bei der Gebotsabgabe*: offen (open-bid) oder geheim bzw. verdeckt (sealed-bid);
- *Vergaberegeln*: bei Ausschreibungen der niedrigste Preis bzw. die niedrigsten Preise;
- *Kompensationszahlung*: bei Ausschreibungen mit einem erfolgreichen Bieter der geforderte Preis (Höchstpreisregel, first-price rule) oder der zweitniedrigste Preis (Zweithöchstpreisregel, second-price rule); bei Ausschreibungen mit mehreren erfolgreichen Bietern (split award auction) das jeweilige Gebot (Gebotspreisverfahren, pay-as-bid oder price-as-bid auction, diskriminierende Auktion, discriminatory price auction) oder einheitlich das Grenzangebot, bei dem sich Angebot und Nachfrage ausgleichen (Einheits- oder Höchstpreisverfahren, uniform-price auction, market clearing price auction);
- *weitere Strukturmerkmale*, wie die Anzahl der Versteigerer bzw. Bieter, die elektronische Abwicklung, die Richtung und der Betrag der Änderung (Mindestinkrement), der Zeitrahmen, der Zeitpunkt der Gebote sowie die Regelungen zum Rücktritt bzw. zur Rücknahme von Geboten, zur Stellung von Kauttionen bzw. Bürgschaften, zum Zahlungsmodus und zur Veröffentlichung der Ergebnisse;

⁵⁹ Vgl. McAfee/McMillan (1987: 3).

⁶⁰ Vgl. z.B. Keuter u.a. (1996: 43ff., 53ff.).

- *Informationsstand der Bieter* über die Versteigerungsobjekte und die anderen Bieter: Private value, Common value oder Correlated value;⁶¹
- *Verteilung der individuellen Wertschätzungen*: unabhängig, asymmetrisch oder positiv korreliert;
- *Verhalten der Bieter unter Unsicherheit*: risikoneutral, risikoavers oder ggf. risikofreudig;
- *Bietstrategien*: bayesianisches Nash-Gleichgewicht⁶² oder ein Gleichgewicht in dominanten Strategien.⁶³

Untersucht man die *Ausschreibung für Minutenreserve*, so kann man sie unter Heranziehung einiger der vorher genannten Merkmale folgendermaßen charakterisieren:⁶⁴

- Ausschreibung bzw. Nachfragerauktion (demand auction, procurement auction): Es handelt sich um eine umgekehrte Auktion, bei der sich die Verkäufer mit dem Preis für ein Gut gegenseitig unterbieten müssen;
- mehrmalige Ausschreibung;
- Day-ahead-Ausschreibung: Die Ausschreibung findet für den nächsten Tag statt;
- Ausschreibung mehrerer Güter (positive oder negative Minutenreserve, differenziert nach Zeitscheiben), simultan mit separaten Geboten;
- elektronische Ausschreibung;
- einseitige Ausschreibung (one-sided auction): Die Gebote erfolgen nur durch die Minutenreserveanbieter;
- einstufige Ausschreibung;

61 Vgl. Cheah (1994). *Private value*: Jeder Teilnehmer kennt im Vorfeld seine persönliche Wertschätzung (Zahlungsbereitschaft) gemäß den Präferenzen und der Anfangsausstattung, die Wertschätzungen der anderen Teilnehmer sind davon unabhängig. Die genauen Wertschätzungen der anderen Teilnehmer sind unbekannt, die Verteilung der Wertschätzungen ist jedoch bekannt. *Common value*: Die Teilnehmer haben alle den gleichen Informationsstand und weisen dem Gut den gleichen Wert zu, der bekannt oder unbekannt sein kann. Bei unbekanntem Wert sind jedoch die subjektiv wahrgenommenen Wahrscheinlichkeitsverteilungen hinsichtlich des Auftragswertes identisch, und die Bieter orientieren sich aneinander. *Correlated value*: Einige wertbestimmende Faktoren sind bekannt, ggf. aber für jeden Bieter unterschiedlich. Andere Faktoren sind unbekannt, betreffen aber ggf. die Bieter in gleichem Maße. Die Wertschätzungen sind voneinander abhängig und korrelieren (positiv) miteinander, die einzelnen Wertschätzungen können dabei gleich oder ungleich sein.

62 Vgl. Milgrom/Weber (1982) und McAfee/McMillan (1987). Alle Bieter verhalten sich in der gleichen Weise in Abhängigkeit von der eigenen Wertschätzung und dem allgemeinen Informationsstand. Jeder unterstellt, dass alle anderen Bieter ebenfalls eine Gleichgewichtsstrategie verfolgen.

63 Die Strategie wird allein durch die eigene Wertschätzung determiniert und ist unabhängig von den Strategien der anderen Bieter.

64 Vgl. dazu auch Swider (2006: 21ff.).

- verdeckte Gebotsabgabe;
- multivariate Auktion (multi-part auction): Bei der Angebotsabgabe erfolgt eine zweiteilige Preisstellung (Leistungs- und Arbeitspreis);
- Gebotspreisverfahren: Die individuelle Vergütung wird über den gebotenen Leistungspreis und bei Inanspruchnahme über den gebotenen Arbeitspreis vorgenommen.

5.2 Hypothetische Konsequenzen des Ausschreibungsdesigns

5.2.1 Auswirkungen auf die Marktstruktur und das Bietverhalten

5.2.1.1 Marktzutrittsschranken und Transaktionskosten

Die angebotsseitige Wettbewerbsintensität und damit auch das Bietverhalten sowie die daraus resultierenden Angebotsmengen und Gleichgewichtspreise werden zuerst von der Anzahl und der relativen Bedeutung der Bieter determiniert. Als ein entscheidendes Kriterium für die Teilnahme an der Minutenreserveausschreibung und damit für den Marktzugang sind ggf. vorhandene rechtliche, administrative oder ökonomische *Zutrittsbeschränkungen* zu nennen.

Als Marktzutrittsbarrieren angeführt werden vor allem das *Präqualifikationsverfahren* und die damit einhergehenden Teilnahmevoraussetzungen. So bezeichnen insbesondere die potenziellen Anbieter den administrativen Aufwand als zu hoch und die Verfahrensdauer als zu lang, was erhebliche Vorlaufkosten erzeugt. Kritisiert werden auch die weitgehende Verlagerung von Aufgaben auf die Bieter und die unzureichende Koordination zwischen den Übertragungsnetzbetreibern. Die Möglichkeit, ergänzende netzbetreiberspezifische Präqualifikationsanforderungen zu formulieren, sollte nach Auffassung der Minutenreserveanbieter abgeschafft werden. Ferner gelten die technischen Anforderungen als zu hoch und die Notwendigkeit einer vollen Verfügbarkeit der Kraftwerke als unnötig; begründet wird dies mit der gegenseitigen Absicherung der Erzeugungseinheiten. In Verbindung mit der Unwahrscheinlichkeit des Einsatzes der Minutenreserve kann dieses Erfordernis eine Teilnahme trotz der gezahlten Leistungspreise unattraktiv machen. Schließlich könnten die Übertragungsnetzbetreiber die Rahmenverträge anbieterfreundlicher gestalten (Vertragsstrafen bei Erfüllungsverletzungen) und vereinfachen.⁶⁵

⁶⁵ Vgl. Theobald u.a. (2003: 35f.), Nailis/Ritzau (2006: 52f.) und Swider (2007: 33).

Lange Zeit wurde auch bemängelt, dass neue Bieter kaum *Informationen* über den Ablauf und die Ergebnisse der Ausschreibungen erhielten (Angebotsmengen und -preise, Zuschlag, abgerufene Minutenreserve). Im Vergleich mit den etablierten Unternehmen bereits bestehende Informationsasymmetrien konnten sich somit verstärken. Die neuen Verpflichtungen zur zeitnahen und längerfristigen Datenbereitstellung tragen allerdings wesentlich dazu bei, die Transparenz zu erhöhen, Unsicherheiten abzubauen und die Vorteile der etablierten großen Unternehmen gegenüber den kleinen Bietern abzubauen.⁶⁶

Behindert wird der freie Zugang zum Minutenreservemarkt vor allem für Interessenten aus anderen Regelzonen durch die Zulässigkeit der *Ausschreibung von Kernanteilen*. Eine Reduzierung oder Abschaffung des Kernanteils könnte zu einer spürbaren Intensivierung der Wettbewerbsintensität beitragen und zudem gewährleisten, dass immer die kostengünstigste Minutenreserve zum Einsatz kommt. Dabei ist jedoch zu eruieren, ob Kapazitätsengpässe Lieferungen aus Nachbarregelzonen erschweren und die Systemicherheit gefährden. Andererseits hat die gemeinsame Ausschreibung der Kernanteile für die vier Regelzonen und des regelzonenübergreifenden Anteils zur Folge, dass der Markt vereinheitlicht wird, womit für Neuanbieter eine Teilnahme attraktiver ist als bei fünf separaten Teilausschreibungen.⁶⁷

Eine andere Marktzutrittsschranke stellt die geforderte *Mindestangebotsleistung* dar, die aber im Vergleich zu den vor der Reform vom Dezember 2006 bei den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern geltenden Werten abgesenkt wurde. Außerdem ermöglicht die Option, Technische Einheiten zwecks Erreichung der für die verschiedenen Regelleistungsarten geltenden Mindestgrößen poolen zu können, auch Kleinanbietern eine Beteiligung an den Ausschreibungen.⁶⁸

Weiterhin führen zu lange *Zeitscheiben* und die damit einhergehende Dauer der Vorhaltungsverpflichtung zu einem Ausschluss von Kapazitäten, die nicht für die gesamte Dauer bereitstehen. Bei kürzeren Erbringungszeiträumen könnten weitere Kraftwerke ihre zeitlich befristeten Überschusskapazitäten anbieten; zu beachten sind jedoch Restriktionen, die auf die notwendigen Mindestbetriebszeiten zurückzuführen sind. Bei längeren Zeiträumen werden gerade kleinere Kraftwerksbetreiber mit wenigen Erzeugungseinheiten und abschaltbare Lasten von der Teilnahme ausgeschlossen oder aus dem Markt gedrängt, da bei kleineren Kraftwerken Möglichkeiten zur Absicherung oder Risikostreuung fehlen und sich bei abschaltbaren Lasten negative Auswirkungen auf den Produktionsvorgang ergeben könnten. Die bereits zwischen 2001 und 2003 eingeführte *tägliche Ausschreibung* von Minutenreserve verhindert hingegen tendenziell den

⁶⁶ Vgl. Nailis/Ritzau (2006: 60f.).

⁶⁷ Vgl. BNetzA (2006: 18ff.).

⁶⁸ Vgl. Türkucar (2006: 38f.).

Aufbau von Marktzutrittsbarrieren für potenzielle Anbieter und fördert sowohl eine diversifizierte Marktstruktur wie auch eine hohe Regelleistungsliquidität.⁶⁹

Einschränkend muss allerdings noch darauf hingewiesen werden, dass der Eintritt in den Regelenenergiemarkt auch von zahlreichen anderen Faktoren abhängt, die nicht mit der Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens in Verbindung stehen. Zu nennen sind z.B. die hohen Anlageinvestitionen bei einem Kraftwerksneubau in Verbindung mit den Rahmenbedingungen für den Kraftwerksbau und -betrieb, die Existenz bilateraler Liefervereinbarungen sowie die Funktionsfähigkeit des Spot- und Terminmarktes. So wird die Gefahr nicht verkaufter Kapazitäten durch einen funktionierenden Spotmarkt verringert. Mit dem Ergebnis des Regelenenergiemarktes nicht zufriedene Anbieter können dann nicht abgenommene Regelenenergieangebote auf dem Spotmarkt offerieren; die sequentielle Abfolge erhöht die Liquidität auf beiden Märkten.

Im Zusammenhang mit der Beurteilung von Marktzutrittschranken, die an bestimmten Merkmalen des Ausschreibungsverfahrens anknüpfen, ist auch auf den Aspekt der *Transaktionskosten* hinzuweisen. Einerseits müssen höhere Kosten bei fehlenden Einpreisungsmöglichkeiten von den Anbietern getragen werden, andererseits können sich die Komplexität und der Durchführungsaufwand des Verfahrens gerade dann erhöhen, wenn Maßnahmen zum Abbau von Zugangshindernissen implementiert werden. Letzteres gilt vor allem für niedrige Mindestangebotsleistungen in Bezug auf den Abruf und die Abrechnung⁷⁰ sowie bei einer Verkürzung des Ausschreibungszeitraums und der Zeitscheiben (häufige Änderung der Angebotskurve und der Abrufe).

Eine Absenkung der Transaktionskosten könnte auch dann realisiert werden, wenn das multivariate Ausschreibungsverfahren durch eine *einteilige Preisstellung* ersetzt wird, indem z.B. nur noch Leistungspreise geboten werden und die Inanspruchnahme anhand der Arbeitspreise des Börsenhandels abgerechnet wird. Zu einer Senkung der Transaktionskosten beigetragen haben sicherlich die Vereinheitlichung des Marktes, die gemeinsame Ausschreibung von Kernanteil und regelzonenübergreifendem Anteil sowie die Vergabe nach einer gemeinsamen Merit Order, da der zeitliche Aufwand für die Informationssuche, die Angebotsabgabe und die Ergebnisauswertung zurückgegangen sein dürfte.⁷¹

5.2.1.2 Kollusion und Anreize für strategisches Verhalten

Die Anfälligkeit einer Ausschreibung für kollusives und strategisches Verhalten ist in hohem Maße von der Marktstruktur, d.h. der Anzahl und der relativen Bedeutung der Bieter, und damit in maßgeblichem Umfang auch von der Existenz von Marktzutritts-

⁶⁹ Vgl. BNetzA (2006: 10ff., 24) und Türkucar (2006: 40).

⁷⁰ Der zusätzliche Aufwand dürfte in der Realität jedoch gering sein, wenn man die geringe Abrufhäufigkeit und die tatsächliche Streuung der Angebotsmengen berücksichtigt.

⁷¹ Vgl. Waver (2005: 10f.).

schränken abhängig. *Oligopole* mit wenigen großen Akteuren auf der Anbieterseite bergen die Gefahr der Ausübung von Marktmacht mit der Folge von abgestimmten Verhaltensweisen sowie von Verdrängungs- und Markterschließungsstrategien in sich. Diese Tendenz wird verstärkt, wenn zwischen den Bietern institutionalisierte oder informelle *Beziehungen bzw. Kontakte* (Unternehmensverflechtungen) bestehen und/oder es sich um *mehrmalige, regelmäßig wiederkehrende Ausschreibungen* handelt, an denen sich die gleichen Akteure beteiligen. Kollusives Verhalten tritt in Form von Absprachen oder der Abgabe von Signalen an andere Bieter auf, was eine Koordinierung der Gebote bewirkt und ggf. die Marktstruktur nachhaltig beeinflusst.⁷²

Die Vorteile einer Abstimmung liegen für die Minutenreserveanbieter darin begründet, dass bei einer niedrigen Teilnehmerzahl die Gewinnmöglichkeiten ansteigen. Da die Auszahlung positiv mit der geforderten Kompensation korreliert, werden durch ein kollusives Verhalten die Gebotsmenge niedrig und der Leistungspreis hoch gehalten. Theoretisch könnten sogar vor der Ausschreibung der bzw. die Sieger – mit den geringsten Vorhaltungskosten – bestimmt werden, die später über die erzielte Zusatzrente die übrigen Bieter entlohnen. Ob die Übertragungsnetzbetreiber als Minutenreservenachfrager ein grundsätzliches Interesse daran haben, eine Kollusion zu verhindern, ist zu bezweifeln, da sie höhere Kompensationszahlungen auf die Netznutzungsentgelte und die Bilanzkreisverantwortlichen überwälzen können.

In Bezug auf die Minutenreserveausschreibung wird häufig auf die Strategie eines marktmächtigen Anbieter verwiesen, ggf. unter Beteiligung anderer Oligopolisten, den Markt mit *niedrigen Leistungspreisgeboten* zu räumen. Ein solches Vorgehen signalisiert dann kleineren und/oder neuen Anbietern, dass keine Chance auf einen Zuschlag besteht. Ein einzelnes Unternehmen bzw. ein Oligopol beschränkt damit den Marktzugang und sichert seine Marktstellung; die Übertragungsnetzbetreiber können dann in Knappheitssituationen mit akzeptablen Kosten rechnen. Auch generell kann es ökonomisch rational sein, einen extrem niedrigen Leistungspreis und einen sehr hohen – über den tatsächlichen Kosten liegenden – Arbeitspreis zu bieten, um für die Kapazitätsvorhaltung eine gesicherte Entlohnung über den Leistungspreis zu erhalten, sich aber der ohnehin schon unwahrscheinlichen Inanspruchnahme mit Gewissheit entziehen zu können.⁷³

Stabilität und Attraktivität von kollusiven Verhaltensweisen sind entscheidend davon abhängig, inwieweit ein Abweichen des Bieters von den vorherigen Absprachen (cheating) lohnenswert ist und ob es geahndet werden kann. Entsprechend kann dann auch das Ausschreibungsdesign ausgestaltet werden. So weisen u.a. *einstufige geheime Ausschreibungen* eine relativ geringe Kollusionsanfälligkeit auf, da der abweichende Bieter (cheater) durch eine niedrigere Kompensationsforderung seine Erfolgswahrscheinlichkeit – und damit auch seine persönliche Auszahlung – erhöhen kann und da-

⁷² Vgl. hierzu z.B. Keuter u.a. (1996: 51f.).

⁷³ Vgl. Nailis/Ritzau (2006: 44).

bei unerkannt bleibt. Bei mehrmaligen Ausschreibungen besteht jedoch die Gefahr, dass er leichter zu identifizieren ist; dies dürfte gerade dann sehr wahrscheinlich sein, wenn die Unternehmen horizontal und vertikal miteinander verflochten sind.

Weiterhin dürften kollusive Verhaltensweisen im Allgemeinen beim Einheitspreisverfahren wahrscheinlicher sein als beim Gebotspreisverfahren; allerdings gibt es auch gegenteilige Auffassungen:⁷⁴

- Nach vorherrschender Meinung steigen beim *Einheitspreisverfahren* die Anreize für strategisches Verhalten mit der verfügbaren Kapazität. Ein marktmächtiger Bieter kann bei einer Knappheitssituation durch den Rückhalt von Gebotsleistung eine Erhöhung des Marktpreises bewirken. Für die anderen Unternehmen besteht kein Anreiz, größere Mengen zu geringeren Preisen zu bieten, da ansonsten die Erlöse für alle sinken. Außerdem kann durch den eigenen Gebotspreis der Preis für alle anderen Bieter beeinflusst werden; inframarginale Gebote sichern die eigene Absatzmenge, während marginale Gebote den Marktpreis erhöhen. Hingegen werden beim *Gebotspreisverfahren* die Anreize für strategisches Verhalten reduziert, da nicht zum (höchsten) Grenzpreis, sondern zum jeweils eingestellten Preis abgerechnet wird; damit kann die zuvor beschriebene Strategie nicht erfolgreich sein.
- Nach einer anderen Auffassung bewirken oligopolistische Marktstrukturen, dass beim *Gebotspreisverfahren* ein Anreiz für die Bieter besteht, den Preis möglichst nahe an den erwarteten Grenzpreis zu legen; der Gewinn wird dabei umso größer sein, je höher das Gebot über den kurzfristigen Grenzkosten liegt. Angesichts der fehlenden vollständigen Markttransparenz sind jedoch Informationen über den Grenzpreis gerade für kleine Unternehmen nur schwer zu beschaffen bzw. zu prognostizieren,⁷⁵ da sie keine gestaffelten Angebote abgeben können, was den Zugang zu den Märkten erschwert und deren Bestreitbarkeit mindert. Kleinere Anbieter können damit nicht von der Marktmachtausübung etablierter Unternehmen profitieren. Hingegen sind beim *Einheitspreisverfahren* Gebote in Höhe der oder nahe bei den kurzfristigen Grenzkosten zu erwarten, da über den höheren Einheitspreis immer noch ein Beitrag zur Deckung der Fixkosten erzielt wird. Kleinere Anbieter profitieren als Free-rider von der Ausübung der Marktmacht durch die Großanbieter; die Wettbewerbsintensität erhöht sich, und die Kollusionsanfälligkeit sinkt.

Strategisches Verhalten wird auch dadurch erschwert, dass der Regelenergiemarkt *einheitlich organisiert* worden ist. Im Idealfall sehen sich die Nachfrager einer gemeinsamen Angebotskurve gegenüber, und es kommen immer die günstigsten Anbieter zum

⁷⁴ Vgl. hierzu z.B. Goswami u.a. (1996), Klempere (2002), Swider/Ellersdorfer (2005: 804f.), Waver (2005: 7) und Swider (2007: 34f.).

⁷⁵ Swider (2007: 34) geht davon aus, dass sich die Prognosen im Allgemeinen an dem Preis des Vortages orientieren.

Zuge. Die Ausübung marktmächtiger Anbieterstellungen wird deutlich erschwert. Ferner begrenzt die gemeinsame Ausschreibung von Kernanteilen und regelzonenübergreifenden Anteilen den Aufbau von Informationsasymmetrien und strategische Verhaltensweisen. Eine sequentielle Abfolge der Einzelausschreibungen könnte eine ungleiche Informationsverteilung und/oder die Zurückhaltung von Angeboten bewirken.

Schließlich können auch die umfassenden *Veröffentlichungspflichten* nicht nur zur Verbesserung der Transparenz und zur Vermeidung des Winner's Curse⁷⁶, sondern auch zum Abbau abgestimmten Verhaltens beitragen. Der einzelne Anbieter erhält Informationen über die gebotenen Preise und Mengen der anderen Unternehmen, zum Gleichgewichtsleistungspreis sowie zum tatsächlichen Bedarf an Minutenreserve. Ein Herantasten der Bieter an das Grenzangebot wird somit erleichtert, und die Zuschlagswahrscheinlichkeit wird erhöht. Außerdem können die Erzeugungskosten besser kontrolliert und die Kapazitäten sinnvoller geplant werden, was wiederum die Wettbewerbsfähigkeit der Anbieter stärkt. Während einerseits auf die damit einhergehende Reduzierung der Vorteile großer Unternehmen gegenüber kleinen Konkurrenten hingewiesen wird, befürchten andere Autoren, dass die Verringerung der Unsicherheit ein oligopolistisches Parallelverhalten und eine strategische Preissetzung vereinfacht.⁷⁷

5.2.1.3 Winner's Curse

Das Erlös-Äquivalenz-Theorem⁷⁸ ist nur noch eingeschränkt gültig, wenn die Minutenreserveanbieter neben ihren privaten Kosten auch mit erheblichen gemeinsamen Kosten konfrontiert sind. *Private Kosten* sind dadurch gekennzeichnet, dass sie von individuellen Faktoren des Anbieters abhängen, wie z.B. von den eigenen Fahrplanabweichungen, den langfristigen Vertragsbindungen und dem Umfang der am Spotmarkt verkauften Energie. Die Existenz *gemeinsamer Kosten* lässt sich auf ein für alle Anbieter ähnliches Faktorpreisniveau und die im Nachhinein identische Einsatzwahrscheinlichkeit für Minutenreserve zurückzuführen. Bei einem hohen Anteil an gemeinsamen Kosten ist dann das *Einheitspreisverfahren* grundsätzlich dem Gebotspreisverfahren vorzuziehen.⁷⁹

Als Begründung wird das Phänomen des *Winner's Curse* („Fluch des Gewinners“)⁸⁰ angeführt. Stimmen die Kosten für alle Teilnehmer weitgehend überein, führt das Gebotspreisverfahren zu einem zögerlichen Bietverhalten und tendenziell zu höheren Be-

⁷⁶ Vgl. Abschnitt 5.2.1.3.

⁷⁷ Vgl. Klemperer/Meyer (1989).

⁷⁸ Vgl. Abschnitt 5.1.1.

⁷⁹ Vgl. Waver (2005: 8).

⁸⁰ Dabei gewinnt ein Bieter nur deshalb eine Ausschreibung, weil er bei der Kalkulation seiner Kosten deutlich von der gemeinsamen Einschätzung nach unten abgewichen ist bzw. sich aufgrund von Unsicherheiten erheblich nach unten verschätzt und einen sehr geringen Betrag geboten hat. Allerdings steigt dann mit der Zuschlagswahrscheinlichkeit auch die Gefahr, dass der gebotene Betrag unter dem tatsächlichen Wert des Gutes liegt und der Sieger einen Verlust erleidet.

schaffungskosten für den Übertragungsnetzbetreiber, da die Minutenreserveanbieter Sicherheitsaufschläge auf das eigene Gebot einkalkulieren (upward biasing), um der Gefahr des Winner's Curse zu entgehen. Vor allem Newcomer werden zu einem solchen Verhalten veranlasst, da ihre Unsicherheit über den Wert des Gutes größer ist als bei den etablierten Bietern. Sofern private Kosten vorherrschen, ist die Gefahr des Winner's Curse eher gering. Auch ein Auftreten des *Loser's Curse*⁸¹ ist möglich. Grundsätzlich dürfte jedoch der Winner's Curse bzw. der Loser's Curse bei Ausschreibungen weniger wahrscheinlich sein als bei Auktionen, da dem Bieter der „wahre“ Wert des (eigenen) angebotenen Gutes eher bekannt ist als der Wert eines nachgefragten Gutes.

5.2.2 Entwicklung von Preisen und Mengengeboten

5.2.2.1 Preisniveau und -volatilität

Unter Berücksichtigung der in Abschnitt 5.2.1 untersuchten Aspekte lässt sich die Hypothese formulieren, dass vor allem niedrige Marktzutrittsschranken und Transaktionskosten, die Begrenzung kollusiver Verhaltensweisen sowie die Vermeidung des Winner's Curse die Herausbildung eines niedrigen Preisniveaus begünstigen. Ein Abbau der Zutrittsbarrieren erhöht tendenziell die Anzahl der Anbieter und reduziert deren individuelle Kosten. Durch die Aufweichung oligopolistischer Marktstrukturen können dann auch die Anreize für strategische Verhaltensweisen gemindert werden, was langfristig ebenfalls zu Preissenkungen führen dürfte. Darüber hinaus hat die Kenntnis der Marktdaten zur Folge, dass sich die Preis- bzw. Mengengebote eher den Marktgegebenheiten anpassen, die Wettbewerbsintensität steigt und ein Abwärtsdruck auf die Leistungspreise entsteht.

Die Ausgestaltung der Strukturmerkmale des Ausschreibungsverfahrens kann aber auch direkt Auswirkungen auf das Preisniveau haben. Zum ersten anzuführen sind die *Ausschreibungszeiträume und -zeitpunkte*:

- Ein langfristiger Ausschreibungszeitraum impliziert nicht automatisch ein niedrigeres Preisniveau. So müssen gerade in einer solchen Situation die Opportunitätskosten einbezogen werden, da die Minutenreserve in Konkurrenz zu anderen Nutzungen der Erzeugungskapazitäten steht. Gründe für Opportunitätskosten können der entgangene Gewinn, der auf dem Spotmarkt⁸² oder bei einer

⁸¹ Ein Bieter, der sich erheblich nach oben verschätzt hat, wird mit großer Wahrscheinlichkeit nicht den Zuschlag erhalten. Bei einer richtigen Einschätzung des Wertes hätte er das Gut verkauft und einen Gewinn gemacht. Zur Vermeidung des Loser's Curse erfolgt eine Korrektur der Gebote nach unten (downward biasing).

⁸² Swider (2007: 33, 37) schlägt vor, die Opportunitätskosten anhand der täglichen Spotpreise und der kurzfristigen Grenzkosten eines Steinkohle- bzw. Gaskraftwerkes (handelstägliche Gas- und CO₂-Preise, wöchentliche Kohlepreise, Transportkosten, nicht erstattungsfähige Steuern, sonstige variable Kosten) zu berechnen.

kurzfristigeren Ausschreibung von Minutenreserve realisiert wird, und die fehlende Reaktionsfähigkeit auf kurzfristige Preisanstiege sein; die höhere Unsicherheit dürfte in der Folge über einen Risikozuschlag Berücksichtigung finden. Außerdem können sehr kurzfristig verfügbare Kapazitäten oftmals sogar kostengünstiger angeboten werden. Allerdings lässt ein längerer Zeitraum im Vergleich zu einer täglichen Ausschreibung eine geringere Preisvolatilität erwarten, da sich der Einfluss preissteigernder und -senkender Faktoren bei der Bildung der Preiserwartungen ausgleicht.⁸³

- Die Terminierung des Minutenreservemarktes vor dem Day-ahead-Spotmarkt hat zur Konsequenz, dass zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe bei der Minutenreserveausschreibung die Spotpreise des jeweiligen Tages und damit die Opportunitätskosten unbekannt sind. Aus diesem Grund dürfte die Preisvolatilität auf dem Minutenreservemarkt geringer sein als beim umgekehrten zeitlichen Ablauf. Bei einer Minutenreserveausschreibung nach dem Handel auf dem deutlich liquideren Spotmarkt (fehlende Präqualifikation) beansprucht dieser bereits vorher die Kapazitäten und ruft Kapazitätsüber- oder -unterdeckungen hervor. Preisschwankungen auf dem Spotmarkt hätten dann entsprechende Auswirkungen auf die Preisbildung bei der Minutenreserveausschreibung.⁸⁴ Die Abwicklung der Ausschreibung vor dem Spotmarkt kann die Bieter jedoch auch dazu verleiten, höhere Kompensationen zu fordern, da die Kapazitäten nicht erfolgreicher Gebote immer noch auf dem EEX offeriert werden können.⁸⁵

Greift man auf die Aussagen zur Vorzugswürdigkeit des *Gebots- oder des Einheitspreisverfahrens* bezüglich der Kollusionsanfälligkeit zurück,⁸⁶ so sind im Hinblick auf das zu erwartende Preisniveau folgende Schlussfolgerungen zulässig:

- Nach vorherrschender Meinung ist aufgrund der fehlenden Anreize für strategische Verhaltensweisen beim Gebotspreisverfahren eher Preiswettbewerb zu erwarten. Außerdem wird tendenziell die Preisvolatilität reduziert.
- Die dazu konträre zweite Auffassung assoziiert mit dem Gebotspreisverfahren eine Tendenz zu einer unzureichenden Kapazitätsvorhaltung und zu Preiserhöhungen. Beim Einheitspreisverfahren ist eine Senkung des Preisniveaus und der Preisvolatilität zu erwarten.

Auch neuere *theoretische und empirische Untersuchungen* zu den Auswirkungen auf das Niveau der Spotpreise führen zu keinen eindeutigen Aussagen zur Vorzugswürdig-

⁸³ Vgl. BNetzA (2006: 10ff.).

⁸⁴ Allerdings ist durchaus vorstellbar, dass die in der Vergangenheit (z.B. am Vortag) realisierten Spotpreise Auswirkungen auf den Minutenreservepreis haben. Vgl. dazu auch die Analysen in Abschnitt 7.3.

⁸⁵ Vgl. hierzu auch Swider/Weber (2003: 451) und Swider (2006: 152ff.). Swider (2007: 37) regt ferner an, die Leistungsvorhaltung vortägig und die Leistungserbringung untertäglich zu handeln.

⁸⁶ Vgl. Abschnitt 5.2.1.2.

keit des Gebots- oder Einheitspreisverfahrens. Nach *Ausubel/Cramton (1998, 2002)* führt bei Private-value-Ausschreibungen das Einheitspreisverfahren wegen der Ausübung strategischen Verhaltens zu höheren Preisen und einer niedrigeren Effizienz. *Staropoli u.a. (2000)* gelangen zum Schluss, dass bei beiden Verfahren erhebliche Preisauflschläge zu erwarten sind, sofern bestimmte Bieter über Marktmacht verfügen. *Rassenti u.a. (2000, 2003)* leiten ab, dass die Preisvolatilität zurückgeht, wenn bei Marktmacht anstelle des Einheitspreisverfahrens das Gebotspreisverfahren angewendet wird. Steigt die Wettbewerbsintensität, so konvergieren jedoch die Preise unter dem Gebotspreisverfahren gegen die Preise, die sich beim Einheitspreisverfahren unter Marktmacht einstellen; beim Einheitspreisverfahren ist das Preisniveau unter Abwesenheit von Marktmacht deutlich niedriger. Ist die Informationsverteilung symmetrisch, so sind Preisniveau und -volatilität beim Gebots- und Einheitspreisverfahren ähnlich. *Federico/Rahman (2003)* nehmen vollständige Information hinsichtlich der Kosten und unvollständige Information in Bezug auf die Nachfrage an. Bei vollständiger Konkurrenz führt dann ein Wechsel vom Einheitspreis- zum Gebotspreisverfahren zu einem Outputrückgang, Wohlfahrtsverlusten und einem Anstieg der Konsumentenrente. Bei Marktmacht und Kollusion bewirkt der Übergang vom Einheitspreis- zum Gebotspreisverfahren einen Gewinn- und Outputabfall, hat aber positive Auswirkungen auf die Konsumentenrente und – abhängig vom Verlauf der Grenzkosten und vom Grad der Nachfrageunsicherheit – widersprüchliche Konsequenzen für die Wohlfahrt und die durchschnittlichen Preise; die Ausübung von Marktmacht wird erschwert.

Ferner müssen die Auswirkungen der bei der Gebotsabgabe und -auswahl sowie bei der Kompensation zum Tragen kommenden *mehrteiligen Preisstellung* auf das Preisniveau analysiert werden. Für die Vergabe kann ein Preis oder eine Kombination aus beiden Preisen entscheidend sein. Zieht man nur eine Komponente heran, so ist von einem intensiveren Preiswettbewerb auszugehen:⁸⁷

- Das geltende System der Vergabe nach den gebotenen *Leistungspreisen* bewirkt, dass bei positiver Leistung geringe Leistungspreise und hohe, d.h. deutlich über den kurzfristigen Grenzkosten liegende Arbeitspreise geboten werden, um den Zuschlag zu erhalten und sich gleichzeitig der Inanspruchnahme zu entziehen oder ggf. über den Arbeitspreis auch die Kosten für die Vorhaltung mit abzudecken. Der offerierte Arbeitspreis wird also nicht nur von den kurzfristigen Grenzkosten der Bereitstellung, sondern auch von strategischen Erwägungen in Bezug auf den Abruf oder von den Opportunitätskosten der Kapazitätsvorhaltung determiniert. Darüber hinaus hat die Nichtberücksichtigung von Angeboten mit einem hohen Leistungspreis und einem geringen Arbeitspreis zur Folge, dass der durchschnittliche Arbeitspreis ansteigt.

⁸⁷ Vgl. auch Swider/Ellersdorfer (2005: 803f.), Waver (2005: 10f.) und Swider (2007: 36f.).

- Wäre für die Zuschlagserteilung der *Arbeitspreis* entscheidend, so dürften diese zwar zurückgehen, die Leistungspreise jedoch ansteigen.
- Werden für die Vergabeentscheidung *beide Preise* herangezogen (Mischkalkulation), so kann der Übertragungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung der Einsatzwahrscheinlichkeiten Minutenreserveanbieter mit unterschiedlichen Leistungspreis-Arbeitspreis-Kombinationen (höhere Leistungspreise in Verbindung mit niedrigen Arbeitspreisen, niedrigere Leistungspreise in Verbindung mit hohen Arbeitspreisen) auswählen. Diese Option kann jedoch dazu führen, dass er seine eigenen Erzeugungskapazitäten bevorzugt. Außerdem ist die Gewichtung des Arbeitspreises bei der Zuschlagsentscheidung zu bestimmen. Zum einen sollte dieser eine bedeutende Rolle spielen, um die Merit Order zu beeinflussen, zum anderen muss die tatsächliche Abrufwahrscheinlichkeit berücksichtigt werden, was angesichts des seltenen Einsatzes der Minutenreserve nur schwer miteinander zu vereinbaren ist. Ein Vergleich der beiden Preise ist zudem problematisch, da sie unterschiedliche Bezugsgrößen aufweisen.
- Ferner wird angeregt, die Leistungsvorhaltung wie bisher nach den individuellen Leistungspreisen, d.h. dem Gebotspreisverfahren, die Leistungserbringung jedoch über markträumende Arbeitspreise gemäß dem Einheitspreisverfahren zu entlohnen; auf diesem Wege könnte eine Annäherung an die Preisbildung auf dem Spotmarkt erreicht werden. Ob allerdings die Arbeitspreise nachhaltig sinken, darf bezweifelt werden (angestrebte Entlohnung allein über den Leistungspreis, Angst vor Winner's Curse, Kapazitätsengpässe).

Gemäß den vorstehenden Erwägungen dürften also bei einer Vergabe allein nach dem Leistungspreis auch die *Netznutzungsentgelte* geringer sein als bei einer Mitberücksichtigung des Arbeitspreises. Stattdessen steigen die Arbeitspreise und damit auch die Kosten für die Lieferung von *Ausgleichsenergie* an. Bei einer stärkeren Berücksichtigung des Arbeitspreises ist hingegen damit zu rechnen, dass die Ausgleichsenergie günstiger wird und sich die Netznutzungsentgelte erhöhen.

Hinsichtlich des *Verhaltens bei Unsicherheit* lässt sich deduzieren, dass ein *risikoaverser Bieter* geringere Leistungspreise bieten wird, um die Zuschlagswahrscheinlichkeit zu maximieren; seine Auszahlung wird damit jedoch reduziert. Ein *risikofreudiger Bieter* fordert hingegen zu Lasten der Zuschlagswahrscheinlichkeit eine höhere Kompensation, um seinen Pay-off zu steigern. Vor allem bei einstufigen verdeckten Ausschreibungen besteht somit ein Trade-off zwischen Zuschlagswahrscheinlichkeit und Verkäuferrente, da die Anbieter die Gebote der anderen Unternehmen einbeziehen müssen. Je geringer die Schätzung ausfällt, desto niedriger wird man selbst bieten, sofern es die Kosten und der geforderte Mindestgewinn zulassen. Die *Übertragungsnetzbetreiber* tragen als Nachfrager kein Preisrisiko, da der Leistungspreis in die Kalkulation der Netznutzungsentgelte eingeht und der Arbeitspreis über die Lieferung von Ausgleichsenergie mit den Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet wird. Zudem ist die *Nachfrage*

preisunelastisch, da sie durch zahlreiche weitere Faktoren mitbestimmt wird. Von Anbieterseite können so leichter höhere Preise durchgesetzt werden. Aber auch die Zahl der möglichen Gleichgewichte und die Unsicherheit verringern sich, was wiederum kollusives Verhalten begünstigt.

5.2.2.2 Mengeneffekte

Im Hinblick auf die Beurteilung der Mengeneffekte des Ausschreibungsdesigns sind vor allem die Fristigkeit und die Terminierung der Minutenreserveausschreibung von Relevanz. Bei einer kurzfristigen *täglichen Ausschreibung* könnte sich das Volumenrisiko erhöhen, was zu einer Bedarfsunterdeckung führen und Auswirkungen auf die System- und Versorgungssicherheit haben kann. Bedarfsunterdeckungen treten in der Realität jedoch auch bei täglichen Ausschreibungen nur sehr selten auf. Zum einen sind die Angebote in Bezug auf die ausgeschriebene Menge ausreichend, zum anderen wird der Minutenreservebedarf tatsächlich in den meisten Fällen kaum abgerufen.⁸⁸

Bei einer *längerfristigen Ausschreibung* ist der Bezug der Minutenreserve allerdings noch besser abgesichert. Hiermit könnten Anreize zur Inbetriebnahme zusätzlicher Kraftwerke gesetzt werden. Die Entscheidung über ein Hochfahren wird jedoch auch noch von anderen Determinanten beeinflusst, wie der erwarteten Mindestauslastung sowie der Entwicklung der Strompreise und der Stromnachfrage. Außerdem sind Kraftwerke mit langen und kostenintensiven Anfahrzeiten ohnehin meistens angeschaltet, und die Abrufhäufigkeit der Minutenreserve ist zu gering, als dass sich ein spezielles Hochfahren lohnte. Längerfristige Ausschreibungszeiträume könnten zudem Marktaustritte bzw. -ausschlüsse von (potenziellen) Anbietern implizieren, was ebenfalls eine Bedarfsunterdeckung bewirken kann.

Mit der *zeitlichen Terminierung* der Ausschreibung der Minutenreserve vor dem Spotmarkthandel dürfte zudem die Liquidität des Minutenreservemarktes gestützt werden. Die Bieter könnten dann nicht verkaufte Minutenreservemengen day-ahead oder intra-day auf dem Spotmarkt handeln.

5.3 Schlussfolgerungen aus der auktionstheoretischen Analyse

Fasst man die aus der auktionstheoretischen Analyse abzuleitenden Erkenntnisse zu den hypothetischen Auswirkungen auf den Marktzutritt, die Transaktionskosten, die Anreize für strategisches Verhalten und die Wahrscheinlichkeit des Winner's Curse sowie zu den direkten und indirekten Folgen für die Entwicklung der Preise und Mengen zusammen, so ist es insbesondere im Hinblick auf die nachfolgende empirische Analyse der Preisbildung und der Mengenentwicklung zweckdienlich, zuerst diejenigen Struk-

⁸⁸ Vgl. hierzu BNetzA (2006: 12f.).

Merkmale des Ausschreibungsverfahrens zu betrachten, die grundsätzlich über den gesamten Zeitraum unverändert geblieben sind. Hierzu zählen die Präqualifikationsanforderungen und die Ausgestaltung der Rahmenverträge, die wiederholte, tägliche Durchführung von Ausschreibungen für den Folgetag, die einstufige, verdeckte und simultane Gebotsabgabe, die zweiteilige Preisstellung, das Auswahlkriterium (geringste Leistungspreise) und das Verfahren für die Bestimmung der Auszahlungen (Gebotspreisverfahren):

- Das geltende Präqualifikationsverfahren und die Ausgestaltung der Rahmenverträge beschränken immer noch den Marktzutritt, erleichtern indirekt die Verhaltensabstimmung, erhöhen die Transaktionskosten und führen somit tendenziell zu einem (weiteren) Anstieg des Preisniveaus.
- Eine tägliche Ausschreibung erleichtert den Marktzutritt und stützt ein geringeres Preisniveau, verstärkt aber die Preisvolatilität. Die Eigenschaft der Wiederholung impliziert jedoch eine Zunahme der Kollusionsgefahr.
- Eine einstufige, verdeckte Gebotsabgabe begrenzt den Spielraum für strategisches Verhalten und lässt niedrige Leistungspreise erwarten. Gleiches gilt in Bezug auf die Gebotsstrategie risikoaverser Minutenreserveanbieter.
- Auch die Auswahl der Bieter über die Leistungspreise hat zur Folge, dass überwiegend geringe Leistungspreise offeriert werden.
- Nach vorherrschender Auffassung ist das Gebotspreisverfahren eher zur Vermeidung abgestimmten Verhaltens, zur Sicherstellung kostenorientierter Preise und zur Begrenzung der Preisvolatilität geeignet. Die Gefahr des Winner's Curse ist zwar größer als beim Einheitspreisverfahren, im Allgemeinen aber sehr gering.

Bewertet man das Ausschreibungsdesign anhand der Merkmale, die für das Verfahren konstituierenden Charakter haben und die bei der Reform im Dezember 2006 unverändert geblieben sind, so kann es im Hinblick auf die Gewährleistung des Ziels eines niedrigen Preisniveaus als grundsätzlich geeignet beurteilt werden. Vor allem die Ausgestaltung des Präqualifikationsverfahrens und die Konzipierung der Rahmenverträge gelten aber noch als Gründe für die relativ geringe Zahl an unabhängigen Anbietern; dies ist jedoch in erster Linie für die Bereitstellung der Primär- und der Sekundärregelung relevant.⁸⁹ Die Auswirkungen auf die Preisvolatilität sind unklar (tägliche Ausschreibung, Gebotspreisverfahren).

⁸⁹ Aus der theoretischen Untersuchung des Ausschreibungsdesigns lassen sich jedoch keine Schlussfolgerungen zum Niveau und zur Volatilität der Preise und Mengen an bestimmten Wochentagen ableiten, wie sie der nachfolgenden Zeitreihenanalyse zu entnehmen sind. Vgl. hierzu Abschnitt 6.1.

Separat sollen die theoretisch zu erwartenden Folgen abgeschätzt werden, die sich aus der Veränderung des Ausschreibungsrahmens zum 1. Dezember 2006 ergeben. In diesem Zusammenhang zu untersuchen sind die Konsequenzen aus der Vereinigung der einzelnen Internetplattformen, der Festlegung von Kernanteilen sowie der gemeinsamen Ausschreibung von Kernanteilen und regelzonenübergreifendem Anteil, der Harmonisierung der Ausschreibungs- und Vergabezeitpunkte, der Vereinheitlichung der Zeitscheiben und der Mindestangebotsmengen sowie aus der Verpflichtung zur Bereitstellung und Veröffentlichung von Informationen zur Ausschreibung:

- Die Vereinheitlichung der Ausschreibungsmodalitäten (Internetplattform, Zeitpunkte, Zeitscheiben, Mindestangebotsmengen, Merit Order) und die umfassenden Veröffentlichungspflichten (insbesondere hinsichtlich der Leistungspreise und der Zuschlagserteilung) erhöhen die Transparenz, bauen Unsicherheiten und Informationskosten ab, erleichtern den Marktzutritt, reduzieren nach überwiegender Meinung die Anreize für strategisches Verhalten und bewirken somit langfristig eine Absenkung des Preisniveaus.
- In der expliziten Vorgabe von Kernanteilen wird eine Behinderung des Marktzutritts gesehen, die zu einer verminderten Wettbewerbsintensität und zu Preisauflagen führen kann.
- Die Terminierung des Minutenreservemarktes vor dem Day-ahead-Spotmarkt sollte tendenziell die Preisvolatilität auf dem Minutenreservemarkt senken,⁹⁰ preissteigernde Effekte sind jedoch nicht auszuschließen.
- Die Absenkung der Mindestangebotsmengen, die Verkürzung der Zeitscheiben und die Informationspflichten tragen über eine Erleichterung des Marktzutritts und die Verminderung der Gefahr der Verhaltensabstimmung zu Preissenkungen bei; die Maßnahmen erhöhen aber im Allgemeinen die Transaktionskosten.

Aus der theoretischen Analyse lässt sich also nicht eindeutig ableiten, ob die Änderung der Ausschreibungsmodalitäten zum 1. Dezember 2006 eher einen Anstieg oder einen Rückgang der Leistungspreise begünstigt hat oder ob sie ohne nachhaltige Auswirkungen bleiben wird; eine eindeutige Aussage ist von der Gewichtung der Einflussfaktoren und vom Betrachtungshorizont abhängig. Die deskriptive Untersuchung der Zeitreihe in Abschnitt 6.2 signalisiert einen leichten Anstieg der Leistungspreise nach der Umstellung; die ökonometrische Strukturbruchanalyse in Abschnitt 7.2 bestätigt darüber hinaus einen Einfluss des Systemwechsels auf die Preisentwicklung. Langfristig dürfte es jedoch unwahrscheinlich sein, dass die Reform zu einer Erhöhung des Preisniveaus führt, insbesondere wenn die Zunahme der Transaktionskosten vernachlässigt werden kann und der Kernanteil abgeschmolzen wird.

⁹⁰ Die Analyse in Abschnitt 7.3 widerspricht jedoch dieser Hypothese.

Betrachtet man die Preise, die sich bei den Ausschreibungen tatsächlich realisieren, so dominiert immer noch die Auffassung, dass die Arbeitspreise über den Gestehungskosten regelfähiger Kraftwerke und die Leistungspreise über den Opportunitätskosten liegen. Mit zunehmender Wettbewerbsintensität dürften jedoch die Kosten der Vorhaltung und Erzeugung bei der Kalkulation der Leistungs- und Arbeitspreise eine stärkere Berücksichtigung finden.⁹¹ In diesem Zusammenhang ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Leistungspreise für Minutenreserve wahrscheinlich auch von zahlreichen Faktoren beeinflusst werden, die nicht direkt mit der Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens in Beziehung stehen. Die ökonometrische Zeitreihenanalyse geht deshalb auf die Theorie der seriellen Korrelation⁹² ein; ferner wird der Einfluss der Spotpreise auf die Preisbildung am Minutenreservemarkt untersucht.⁹³

⁹¹ Zur Kostenentwicklung vgl. Theobald u.a. (2003: 64ff.).

⁹² Vgl. dazu Abschnitt 7.1.

⁹³ Vgl. dazu umfassend Abschnitt 7.3.

Teil 2: Empirische Minutenreserveanalyse

Das Kapitel 5 widmete sich der auktionstheoretischen Analyse des Minutenreservemarktes. Die Ausgestaltung des Marktes wurde hinsichtlich der hypothetischen Auswirkungen auf den Marktzutritt, die Transaktionskosten, die Anreize für strategisches Verhalten und die Wahrscheinlichkeit des Winner's Curse anhand von Literatur- und Theoriedarstellung analysiert. Aus dieser theoretischen Analyse lässt sich nicht widerspruchsfrei ableiten, ob die Änderung der Ausschreibungsmodalitäten zum 1. Dezember 2006 eher einen Anstieg oder einen Rückgang der Leistungspreise begünstigt hat oder ob sie ohne nachhaltige Auswirkungen bleiben wird; eine eindeutige Aussage ist von der Gewichtung der Einflussfaktoren und vom Betrachtungshorizont abhängig. Um diesbezüglich dennoch Aussagen zu ermöglichen, schließt sich eine ökonometrische Betrachtung an.

In den nachfolgenden Kapiteln erfolgt nun die quantitative Analyse der Leistungspreise und ausgeschriebenen Mengen für die positive und negative Minutenreserve. Dazu werden Preis- und Mengeninformationen für den Zeitraum vom 1. Januar 2006 bis zum 13. August 2007 untersucht. Auf der Basis der von den bilanzkreisverantwortlichen Unternehmen EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall Europe bereitgestellten Daten wurde ein gemeinsamer Datensatz konstruiert, in welchem die Preise (mengengewichtet durchschnittliche Tagespreise) und die Mengen (einfachgewichtet durchschnittliche Tagesmenge) für die positive und die negative Minutenreserve aggregiert werden.

6 Deskriptive Analyse der Zeitreihe für Minutenreserve

Die deskriptiven Statistiken zum gesamten Datensatz finden sich in Tabelle 1.

Tabelle 1: Deskriptive Statistik des verwendeten Datensatzes

	P_NEG	P_POS	QUANT_NEG	QUANT_POS
Mittelwert	86.66108	249.8146	-1973.589	3161.169
Median	100.7092	124.2657	-2020.000	3185.000
Maximum	183.9690	1158.268	-1840.000	3420.000
Minimum	28.89875	49.05250	-2250.000	2870.000
Std. Abw.	39.56483	284.5573	103.9007	151.0601
Schiefe	-0.094957	2.010585	-0.107357	-0.125507
Kurtosis	1.739879	6.062682	2.190800	2.209470
Jarque-Bera	8.390530	132.0075	3.621353	3.554386
Probability	0.015067	0.000000	0.163543	0.169112

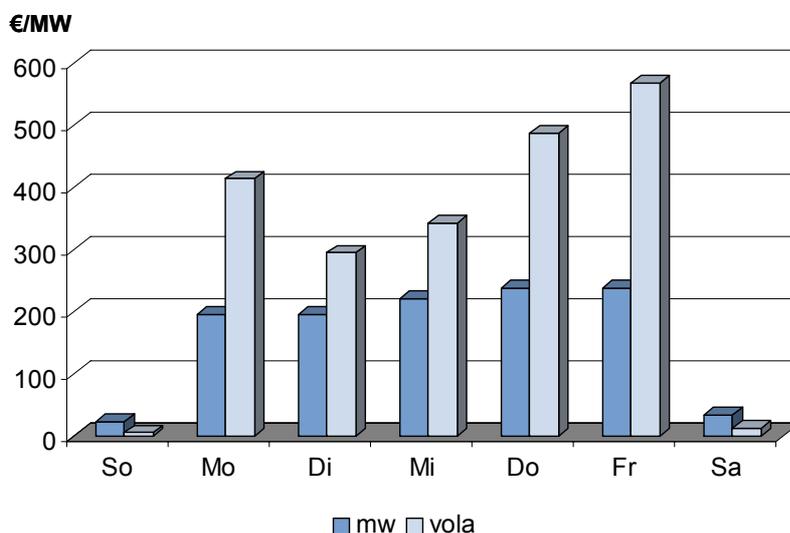
6.1 Variation der Zeitreihe über Wochentage

Bei einer ersten Betrachtung der Zeitreihe wird ersichtlich, dass ausgeschriebene Mengen und Preise je nach Wochentag variieren. In den folgenden Abbildungen werden die jeweiligen Tagesdaten der Zeitreihe kumuliert und ein Durchschnittswert für den jeweiligen Tag ausgewiesen (Durchschnittspreis je Wochentag bzw. Durchschnittsmenge je Wochentag). Für die Schätzung der jeweiligen Tagesvarianz (bzw. Standardabweichung) wird analog verfahren. Hierzu wird die Schwankungsbreite der Mengen oder Preise für die jeweiligen Wochentage über den betrachteten Zeitrahmen ermittelt (Standardabweichung Preis nach Wochentag, bzw. Standardabweichung Menge nach Wochentag).

6.1.1 Positive Minutenreserve

Für positive Minutenreserve ergibt sich bei den Durchschnittspreisen folgendes Bild:

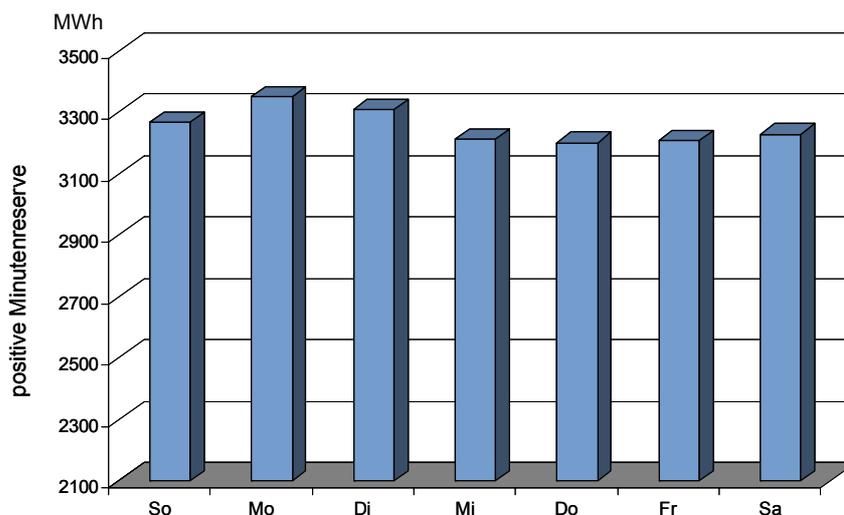
Abbildung 2: Mittelwert und Standardabweichung – positive Minutenreserve nach Wochentag



Die Grafik zeigt, dass die durchschnittlichen Preise (mw) an Wochenenden weit unter den durchschnittlichen Preisen an Werktagen liegen. Die Darstellung der Standardabweichung (vola) verdeutlicht auch, dass die Preise an Wochentagen wesentlich stärker schwanken.

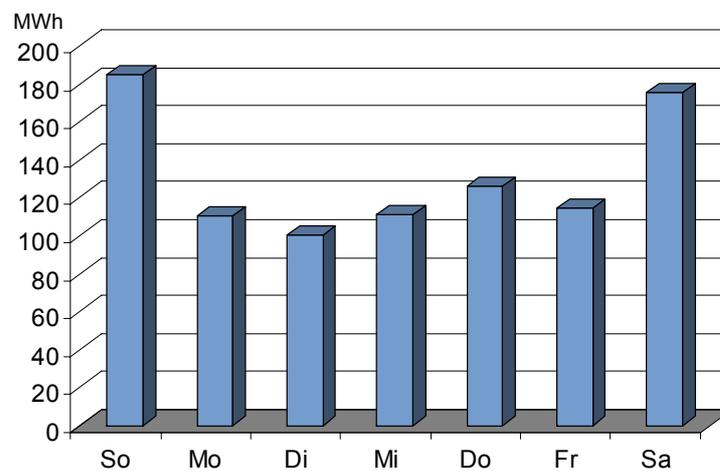
Im Gegensatz dazu stehen die Beobachtungen der durchschnittlich ausgeschriebenen Mengen. Diese erstrecken sich für den betrachteten Zeitraum innerhalb der Bandbreite von 3.200 MW bis 3.350 MW, d.h. ein signifikanter Unterschied, wie er für den Preis zu beobachten war, liegt nicht vor.

Abbildung 3: Durchschnittlicher Gesamtbedarf – positive Minutenreserve nach Wochentag



Auch die Standardabweichungen für die ausgeschriebenen Mengen differieren von denen der Preise. Die Standardabweichungen an Wochenenden liegen bis zu 84,6 % über der Standardabweichung des Wochentages mit der geringsten Volatilität. Während die Preise montags bis freitags die höchste Streuung aufweisen, streuen die ausgewiesenen Mengen vor allem an den Wochenenden.

Abbildung 4: Standardabweichung – Menge positive Minutenreserve nach Wochentag

wik 

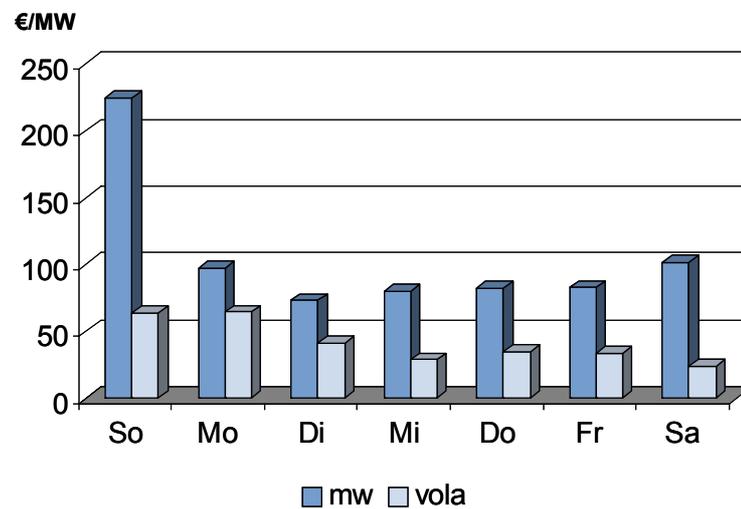
6.1.2 Negative Minutenreserve

Auch bei der negativen Minutenreserve sind Unterschiede zwischen den ausgeschriebenen Mengen und Preisen an Wochentagen und Wochenenden zu beobachten.

Die Preise für negative Minutenreserve weisen an Wochenenden einen deutlich höheren Durchschnittswert auf als die Preise an sonstigen Wochentagen (siehe Abbildung 5); dies ist insbesondere für Sonntage auffallend.

Die Standardabweichungen für die Preise der negativen Minutenreserve (Abbildung 5) sind zu Beginn der Woche (Sonntag und Montag) deutlich höher als an den anderen Tagen.

Abbildung 5: Mittelwert und Standardabweichung – Preise negativer Minutenreserve nach Wochentag



Auch der durchschnittliche Gesamtbedarf für negative Minutenreserve widerspricht dem gezeichneten Bild des vorherigen Abschnittes. Für negative Minutenreserve gilt, dass die nachgefragten Mengen über den Wochenverlauf annähernd gleich bleiben (vgl. Abbildung 6). Es sind folglich keine systematischen Unterschiede zwischen den Wochentagen erkennbar.

Die Schwankungsbreite der nachgefragten Menge (dargestellt in Abbildung 7) für negative Minutenreserve unterstreicht diese Beobachtung. Auch sie ist deutlich homogener als bei der positiven Minutenreserve.

Abbildung 6: Durchschnittlicher Gesamtbedarf – negative Minutenreserve je Wochentag

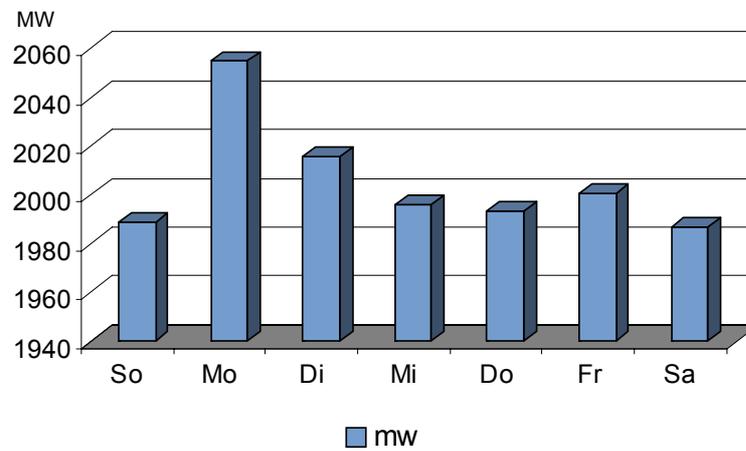
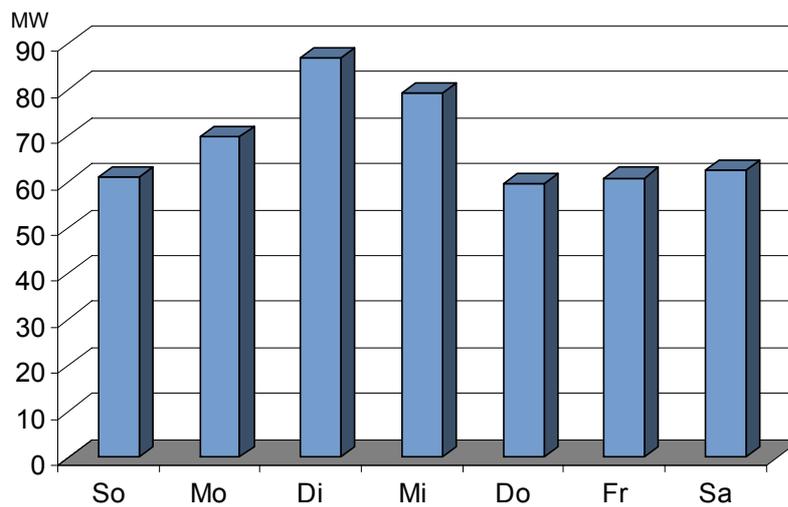
wik 

Abbildung 7: Standardabweichung Menge – negative Minutenreserve nach Wochentag

wik 

Die ausgeschriebenen Mengen weisen lediglich in der Mitte der Woche eine leicht erhöhte Standardabweichung auf.

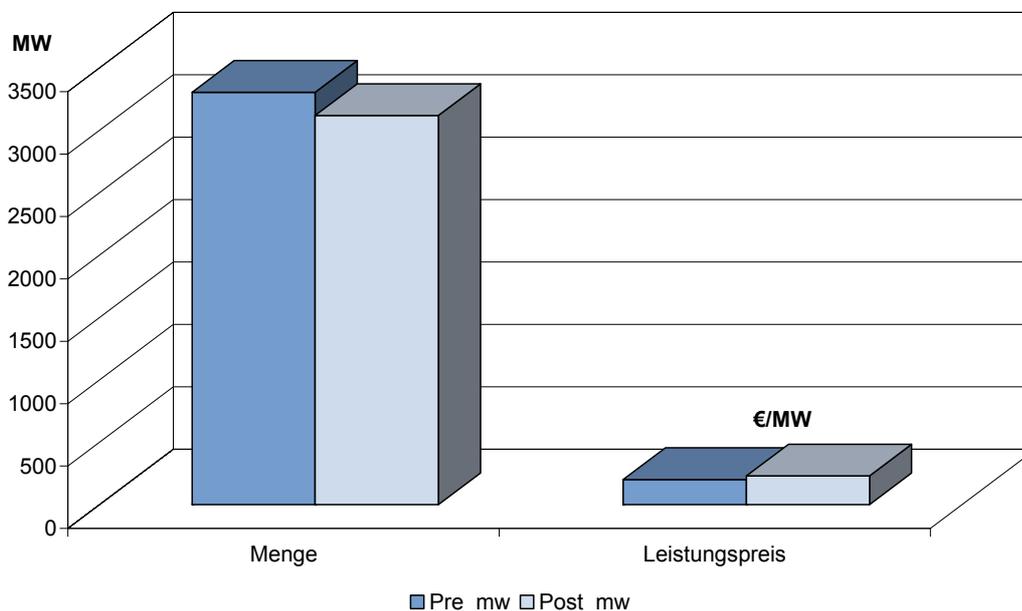
6.2 Deskriptive Statistik – Unterschiede vor und nach der Marktumstellung

Die vorliegende Studie dient primär der Analyse der Marktumstellung zum 1. Dezember 2006. Für eine solche Untersuchung erscheint es sinnvoll, die ausgeschriebenen Mengen und Preise sowie die jeweiligen Volatilitäten vor- und nach der Umstellung zu analysieren. Vor der Umstellung, d.h. alle Werte der Zeitreihe vor dem 1. Dezember 2006, werden dazu in einem Mittelwert und in der dazugehörigen Standardabweichung (pre_mw, pre_stdb) zusammengefasst. Die Werte nach dem 1. Dezember 2006 finden ihre Berücksichtigung in post_mw und post_stdb.⁹⁴

6.2.1 Deskriptive Statistik – Positive Minutenreserve

Für die positive Minutenreserve ergibt sich folgende Darstellung:

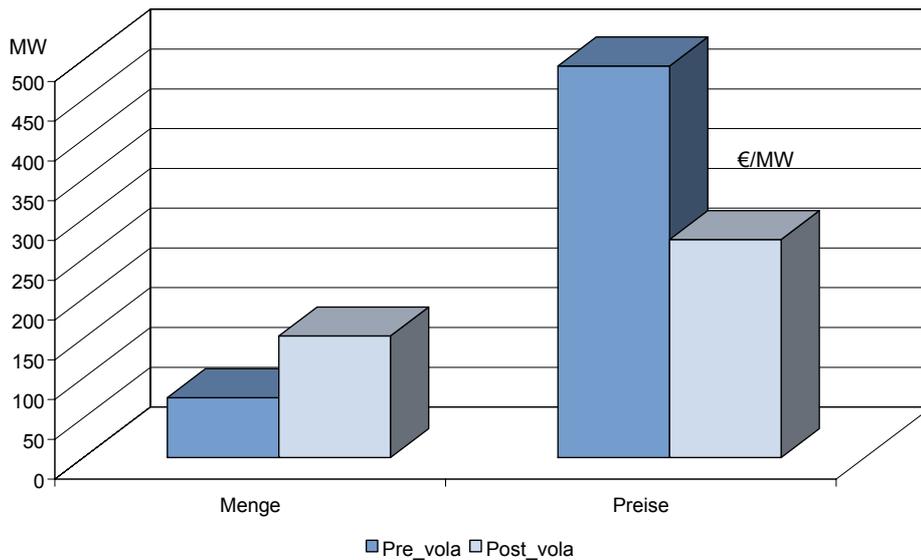
Abbildung 8: Mittelwerte vor und nach der Einführung der gemeinsamen Handelsplattform – positive Minutenreserve



⁹⁴ Die beschriebenen Mittelwerte und Varianzen beziehen sich auf den Zeitraum vom 1. Januar 2006 bis Juni 2007.

Die durchschnittlich ausgeschriebene Menge ist nach dem 1. Dezember 2006 von 3.305 MW auf 3.118 MW gefallen. Im Gegenzug dazu sind die Preise für positive Minutenreserve von durchschnittlich 201 €/MW auf 230 €/MW gestiegen.⁹⁵

Abbildung 9: Standardabweichung vor und nach der Einführung der gemeinsamen Handelsplattform – positive Minutenreserve



Bei dem Vergleich der Periode vor und der Periode nach der Umstellung auf eine gemeinsame Plattform wird deutlich, dass die Standardabweichung der ausgeschriebenen Mengen gestiegen, jedoch die Standardabweichung der Preise deutlich gefallen ist. Die extremen Unterschiede in der Standardabweichung der Preise lassen sich dabei durch folgendes Phänomen erklären: Im ersten Teil der Zeitreihe liegt eine gewisse Verzerrung nach oben vor, da zwischen dem 26. Juli 2006 und dem 28. Juli 2006 für positive Minutenreserve ein Spitzenpreis in Höhe von 4.679,25 €/MW zu beobachten war, der folglich die Standardabweichung nachhaltig nach oben verzerrt.⁹⁶

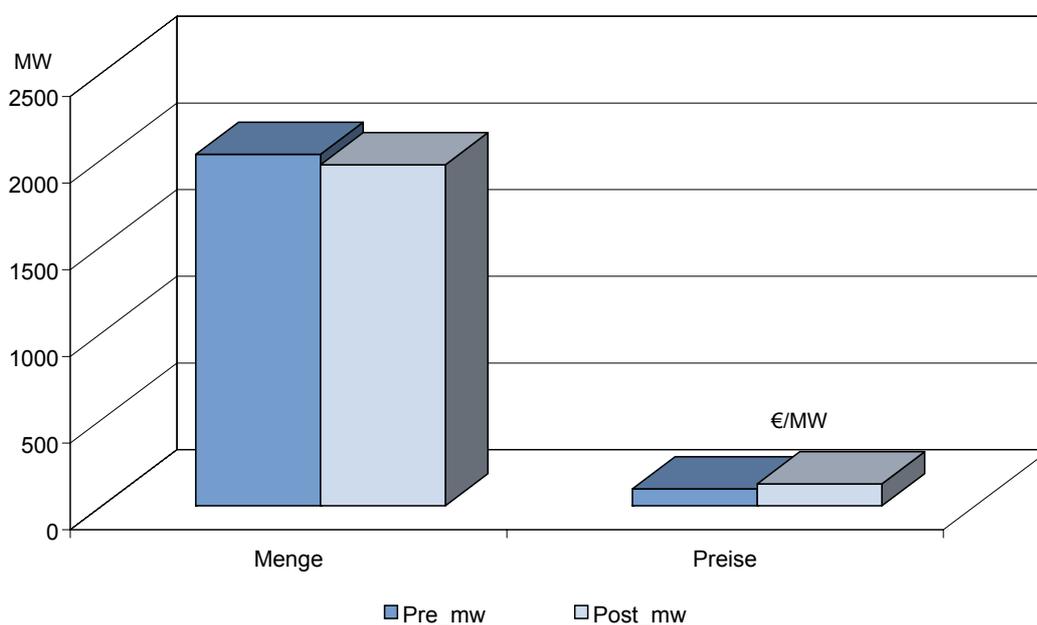
⁹⁵ Vgl. hierzu Abschnitt 5.2.

⁹⁶ Im weiteren Verlauf dieser Studie wird dieser Volatilitätsschwankung explizit Rechnung getragen.

6.2.2 Deskriptive Statistik - Negative Minutenreserve

Bei der negativen Minutenreserve gilt ebenfalls, dass für die ausgeschriebenen Mengen ein leichter Rückgang, für die ausgeschriebenen Preise jedoch ein leichter Anstieg zu verzeichnen ist (siehe Abbildung 10).⁹⁷

Abbildung 10: Mittelwert vor und nach der Einführung der gemeinsamen Handelsplattform – negative Minutenreserve

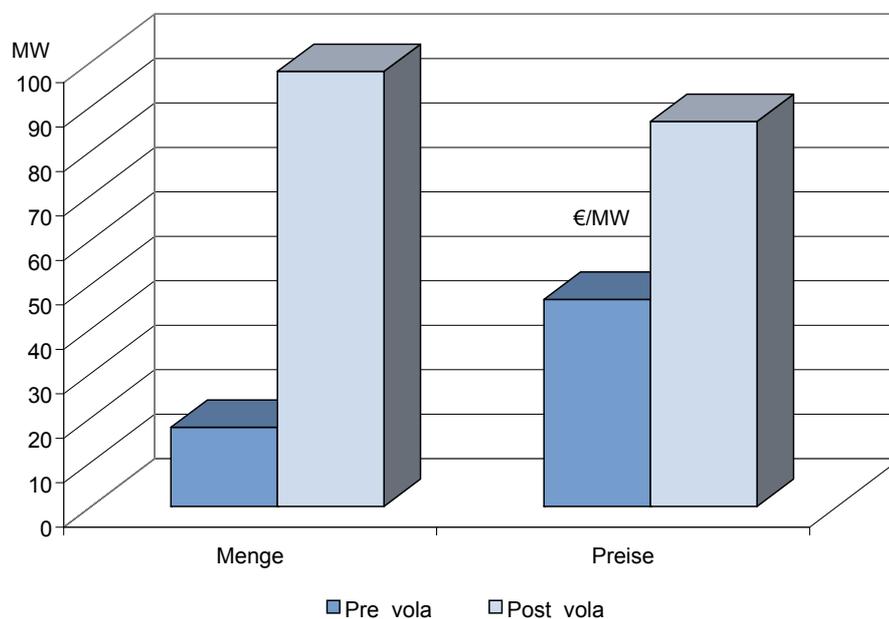


Eine Verzerrung wie in der Zeitreihe für positive Minutenreserve liegt hier nicht vor.

Bei der Betrachtung der Standardabweichungen zeigt sich ein deutlicher Anstieg für die ausgeschriebenen Mengen und Preise.

⁹⁷ Vgl. hierzu die theoretischen Ausführungen in Abschnitt 5.2.

Abbildung 11: Standardabweichung vor und nach der Einführung der gemeinsamen Handelsplattform – negative Minutenreserve



Die deskriptiven Statistiken zeigen, dass die Zeitreihen starken saisonalen Schwankungen unterliegen. Dies wurde mittels der Wochen- und Wochenendgrafiken verdeutlicht. Im weiteren Verlauf der Analyse werden die Daten um Wochenenden und bundesweite Feiertage bereinigt, um in der Analyse keine zusätzlichen Strukturparameter berücksichtigen zu müssen. Dies bedeutet, dass sich der Datensatz auf 407 Beobachtungen verkürzt. Im vorherigen Abschnitt wurde auch gezeigt, dass klare Unterschiede in Mittelwert und Varianz für die betrachteten Zeitreihen vor und nach der Veränderung des Marktdesigns vorliegen. Die Ursachen und die Signifikanzen dieser Beobachtungen werden in den folgenden Abschnitten näher analysiert.

7 Modelle zur Preisentwicklung am Minutenreservemarkt

Im Folgenden wird anhand verschiedener Modelle die Preisentwicklung für positive und negative Minutenreserve am Minutenreservemarkt abgebildet. Dabei werden unterschiedliche Spezifika der Zeitreihe berücksichtigt. Wir konzentrieren uns hier auf die Erklärung der Preiszeitreihen, da diese das Ergebnis des etablierten Marktes darstellen. Die Mengen bleiben in der Folge unberücksichtigt. Diese Zeitreihen resultieren nicht aus dem Markt, sondern werden als Ausschreibungen in den Markt eingebracht. Folglich sind sie als Input für den Markt und nicht als Resultat des Marktes anzusehen.

7.1 Integrierte Zeitreihen oder Theorie der seriellen Korrelation

Zahlreiche ökonomische Zeitreihen weisen eine Korrelation zwischen den aktuellen Beobachtungen und den Werten ihrer Vergangenheit auf (lagged values). Das Auftreten einer solchen Korrelation widerspricht jedoch einer der Standardannahmen in der Regressionsanalyse, dass die Störterme der jeweiligen Schätzer unabhängig sind. Die Berechnung der Störgröße wird fehlerhaft, sofern serielle Korrelation auftritt und diese Integration nicht im Modell berücksichtigt wird. Das Auftreten von serieller Korrelation wird vor der eigentlichen Schätzung eines Modells mittels Durbin-Watson-Tests oder über die Analyse des Korrelogramms der Zeitreihe analysiert, um das Folgemodell korrekt zu spezifizieren.

Verwendung von AR-Termen:

Der Einfluß der seriellen Korrelation wird durch die Verwendung autoregressiver Terme, oder kurz AR-Terme, bereinigt. Das AR(1)-Modell ist der einfachste Fall der AR(p)-Modelle, deren Form sich wie folgt darstellt:

$$u_t = \sum_{i=1}^p a_i u_{t-i} + \varepsilon_t$$

Die Ordnung des Modells, d.h. die Anzahl der gelagerten Parameter, die noch zur Erklärung der Zeitreihe beitragen, wird durch p bestimmt. Unter Verwendung eines AR(1)-Terms und exogener Erklärungsgrößen x erhält man ein ARX-Modell:

$$y_t = x_t \beta + u_t$$

$$u_t = \rho u_{t-1} + \varepsilon_t$$

Durch Umformen kann dieses in ein Eingleichungs-Modell überführt werden, das allerdings nichtlinear in den zu schätzenden Parametern ist:

$$y_t = \rho y_{t-1} + (x_t - \rho x_{t-1}) \beta + \varepsilon_t$$

Ohne Berücksichtigung eines zeitverzögernden Terms stellt sich die Korrelation in der Zeitreihe⁹⁸ für die Preise der positiven Minutenreserve wie folgt dar:

Tabelle 2: Korrelogramm ohne Berücksichtigung einer zeitlichen Verzögerung

	AC	PAC	Q-Stat	Prob
1	0.648	0.648	249.24	0.000
2	0.353	-0.117	323.07	0.000
3	0.415	0.411	425.32	0.000
4	0.380	-0.128	511.23	0.000
5	0.300	0.180	564.97	0.000
6	0.341	0.074	634.41	0.000
7	0.377	0.119	719.53	0.000
8	0.225	-0.226	750.04	0.000
9	0.089	-0.024	754.82	0.000
10	0.061	-0.170	757.09	0.000
11	0.066	0.099	759.68	0.000
12	0.064	-0.060	762.17	0.000
13	0.084	0.127	766.43	0.000
14	0.103	-0.025	772.92	0.000
15	0.055	0.060	774.74	0.000
16	0.004	-0.042	774.75	0.000
17	-0.022	-0.018	775.05	0.000
18	-0.030	-0.060	775.59	0.000
19	-0.018	0.001	775.80	0.000
20	0.023	0.039	776.13	0.000
21	0.057	0.043	778.14	0.000
22	0.021	-0.023	778.42	0.000
23	-0.024	-0.004	778.76	0.000
24	-0.038	-0.028	779.64	0.000
25	-0.035	0.005	780.40	0.000
26	-0.024	-0.017	780.75	0.000
27	0.011	0.031	780.83	0.000
28	0.035	-0.009	781.60	0.000
29	0.001	-0.010	781.60	0.000
30	-0.037	-0.014	782.47	0.000
31	-0.045	-0.006	783.76	0.000
32	-0.042	-0.013	784.87	0.000
33	-0.031	0.007	785.46	0.000
34	-0.003	0.007	785.46	0.000
35	0.019	0.025	785.69	0.000
36	-0.008	-0.033	785.73	0.000

Die obige Tabelle weist auf deutliche Autokorrelationen hin. Mit der Verwendung eines lags für die ersten Differenzen wird diese serielle Korrelation ausgeschaltet.

Die serielle Korrelation in den vorliegenden Preiszeitreihen führt dazu, dass eine geeignete Spezifikation des Modells nur mit Hilfe des AR(1)-Terms erfolgen kann.

⁹⁸ Dieses Korrelationsdiagramm bezieht sich auf positive Minutenreserve und den dazugehörigen Preis, für die zweite Preiszeitreihe ergibt sich ein ähnliches Bild.

Bei der Spezifikation des Modells ist zu beachten, dass die Minutenreservepreise starke zyklische Schwankungen aufweisen. An Wochenenden und an Feiertagen sind die Preise, ebenso wie diejenigen am Spotmarkt, in der Regel deutlich niedriger. Um hier eine einfache, konsistente Modellspezifikation zu erhalten, werden im folgenden die um die Wochenenden und bundeseinheitlichen Feiertage bereinigten Minutenreservepreise für die Analyse herangezogen.

Mit der Verwendung eines AR(1)- Terms und einer Konstanten werden 95 % der Varianz in der Zeitreihe für positive Minutenreservepreise und 91 % der Zeitreihe für negative Minutenreservepreise erklärt. Die Regressionsergebnisse sind in den Tabellen 3 und 4 dargestellt. Die verwendeten Erklärungsvariablen sind hochsignifikant.⁹⁹

Tabelle 3: Wochenendbereinigtes Modell – positive Minutenreservepreise

Dependent Variable: LOG_P_POS

Method: Least Squares

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	4.749855	0.402594	11.79814	0.0000
AR(1)	0.976222	0.010896	89.59470	0.0000
R-squared	0.952083	Mean dependent var		4.819222
Adjusted R-squared	0.951964	S.D. dependent var		0.877194
S.E. of regression	0.192255	Akaike info criterion		-0.455073
Sum squared resid	14.93267	Schwarz criterion		-0.435337
Log likelihood	94.37977	F-statistic		8027.210
Durbin-Watson stat	1.014786	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	.98			

Tabelle 4: Wochenendbereinigtes Modell – negative Minutenreservepreise

Dependent Variable: LOG_P_NEG

Method: Least Squares

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	4.292481	0.143234	29.96828	0.0000
AR(1)	0.959574	0.014615	65.65639	0.0000
R-squared	0.914312	Mean dependent var		4.320332
Adjusted R-squared	0.914100	S.D. dependent var		0.397010
S.E. of regression	0.116359	Akaike info criterion		-1.459364
Sum squared resid	5.469899	Schwarz criterion		-1.439628
Log likelihood	298.2509	F-statistic		4310.762
Durbin-Watson stat	2.433383	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	.96			

⁹⁹ Die zu erklärende Variable (hier Minutenreservepreise) wird in den Tabellen als abhängige Variable (dependent variable) ausgewiesen. Die Erklärungsvariablen werden in der Spalte „Variable“ aufgeführt. Die jeweiligen Koeffizienten (Coefficient) und Signifikanzniveau (t-Statistics und Prob.) stehen in der dazugehörigen Zeile. Für die Beurteilung der Güte des Modells, d.h. den Erklärungsgehalt des Modells für die abhängige Variable, wird der als R-squared ausgewiesene Wert herangezogen.

7.2 Strukturbruchanalyse

Zum 1. Dezember 2006 wurde eine gemeinsame Handelsplattform für Minutenreserve eingeführt, deren Einfluss auf die Zeitreihen der Preise in den folgenden Abschnitten analysiert wird.

Folgende Hypothesen werden dazu überprüft:

- Verursacht die Marktumstellung eine systematische Änderung in der Höhe der Preise?
- Nimmt die Veränderung des Marktsystems Einfluß auf die Volatilität der Preise?
- Beeinflußt die Marktumstellung die Integration bzw. die Abhängigkeiten zwischen Spot-und Minutenreservemarkt?

Die ersten beiden Hypothesen lassen sich mit Hilfe von Strukturbruchanalysen überprüfen. Die letzte Fragestellung wird über Einfachregressionen analysiert.

In diesem Abschnitt wird zunächst auf das Vorliegen eines Strukturbruchs getestet, und die Auswirkungen auf die Zeitreihe werden analysiert. Strukturbruchanalysen können durch zahlreiche Methoden überprüft werden.^{100,101}

7.2.1 Zusätzlicher Strukturdummy

Die einfachste und gleichzeitig am weitesten verbreitete Analysemethode ist die Einführung einer zusätzlichen Dummy-Variable in die ursprünglich geschätzten Gleichungen, die den Zeitpunkt des Ereignisses markiert (`dummy_break`¹⁰²). Aufgrund des Regimewechsels an einem Freitag verzögern sich die Abschätzungsmöglichkeiten der Auswirkungen bis zu den Zeitpunkten nach dem Wochenende (Wochenendeffekte siehe oben), so dass die Spezifikation des Dummies (`dummy_break`) nicht zum 1. Dezember 2006, sondern erst zum 6. Dezember 2006 erfolgt. Die Ergebnisse dieser Schätzungen sind in den folgenden Tabellen dargestellt:

¹⁰⁰ Vgl. hierzu Abschnitt 5.2.

¹⁰¹ Vertiefende Literatur zu Event-Studien und Strukturbruchanalysen vgl. z.B. Sawkins (1995), Wood et al. (1995) oder Prager (1992).

¹⁰² `Dummy_break` ist ein Vektor aus 0 und 1. Er nimmt für alle Zeitpunkte vor der Marktumstellung den Wert 0 und für die Zeitpunkte ab dem 6. Dezember 2006 den Wert 1 an.

Tabelle 5: Strukturbruch OLS – positive Minutenreservepreise

Dependent Variable: LOG_P_POS
Method: Least Squares

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
BREAK_DUMMY	1.160674	0.182373	6.364279	0.0000
C	4.075091	0.549625	7.414311	0.0000
AR(1)	0.982494	0.009703	101.2567	0.0000
R-squared	0.956423	Mean dependent var		4.819222
Adjusted R-squared	0.956207	S.D. dependent var		0.877194
S.E. of regression	0.183568	Akaike info criterion		-0.545097
Sum squared resid	13.58003	Schwarz criterion		-0.515494
Log likelihood	113.6547	F-statistic		4422.524
Durbin-Watson stat	1.067018	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	.98			

Tabelle 6: Strukturbruch OLS – negative Minutenreservepreise

Dependent Variable: LOG_P_NEG
Method: Least Squares

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
BREAK_DUMMY	0.205638	0.110571	1.859785	0.0636
C	4.190208	0.165087	25.38178	0.0000
AR(1)	0.962829	0.014378	66.96651	0.0000
R-squared	0.915032	Mean dependent var		4.320332
Adjusted R-squared	0.914610	S.D. dependent var		0.397010
S.E. of regression	0.116012	Akaike info criterion		-1.462877
Sum squared resid	5.423930	Schwarz criterion		-1.433274
Log likelihood	299.9641	F-statistic		2169.976
Durbin-Watson stat	2.469704	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	.96			

Der Strukturdummy ist für beide Modelle signifikant, d.h. in den Zeitreihen liegt eine Veränderung aufgrund der Marktumstellung vor. Das Vorzeichen des Koeffizienten verdeutlicht die preiserhöhende Wirkung. Wie diese Veränderung wirkt, d.h. ob es sich um langfristige oder kurzfristige, rein preiserhöhende oder zusätzlich auch volatilitätswirksame Effekte handelt, lässt sich an dieser Stelle noch nicht bestimmen. Anstatt eines konstanten Dummies wie der zuvor angegebene Dummy_break könnte auch ein exponentiell-abnehmender Dummy berücksichtigt werden. Die Überprüfung der Modellgüte mittels J-Test für die unterschiedlichen Modellspezifikation weist keines der Modelle als signifikant besser aus. Werden dagegen beide Dummies in einem Modell berücksichtigt, so bleibt der exponentielle Dummy signifikant und der Standard-Dummy verliert seine Aussagefähigkeit. Aufgrund dieser Beobachtung wird für die Modelle mit Spotpreisen der exponentielle Dummy verwendet. Dieser ist so modelliert, dass er zum 6. Dezember 2006 einen Startwert von 3 aufweist und exponentiell

abnimmt, bis er nach einem Jahr (d.h. zum 6. Dezember 2007) nahezu den Wert 0 erreichen würde.¹⁰³ Mittels dieser Spezifikation wird überprüft, ob der Strukturbruch zu einer langfristigen Strukturänderung führt oder vielmehr als temporärer Schock zu interpretieren ist. Eine weitere Methode, die das Vorliegen eines Strukturbruches überprüfbar macht ist der so genannte Chow Breakpoint Test.

7.2.2 Chow Breakpoint Test

Die Idee des Chow Breakpoint Tests ist das Anpassen von verschiedenen Gleichungen für die jeweiligen Subsamples der Serie und das Testen auf signifikante Unterschiede zwischen den geschätzten Parametern für die Gleichungen. Diese Schätzung ist auf *Chow (1960)* zurückzuführen. Ist ein signifikanter Unterschied nachweisbar, so wird die Nullhypothese „kein Strukturbruch“ verworfen. Dieser Test kann mittels OLS bzw. zweiseitigen LS durchgeführt werden.

Für diesen Test wird die Zeitreihe in zwei verschiedene Subsamples¹⁰⁴ unterteilt.

Die Nullhypothese zu diesem Test lautet: Die Parameter für die jeweiligen Subsamples sind identisch.

Für zwei aufeinanderfolgende Beobachtungsreihen ergibt sich folgende Schätzgleichung:

$$\begin{pmatrix} y_{1c} \\ y_{2c} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} X_1 & 0 \\ 0 & X_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \beta_1 \\ \beta_2 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} u_1 \\ u_2 \end{pmatrix}$$

y_{ic} signalisiert die zu erklärende Variable (hier Minutenreservepreis), β ist der Regressionskoeffizient für die Erklärungsvariablen X .

Der Breakpoint-Test basiert dann auf dem Vergleich der Summe der quadrierten Residuen für die gesamte Zeitreihe mit den Summen der quadrierten Residuen für die jeweiligen Subsamples. Das Maß für die Gleichheit der Parameter wird über die F-Statistik ausgewiesen, die sich wie folgt berechnet:

$$F = \frac{(\bar{u}'\bar{u} - u_1'u_1 - u_2'u_2)/k}{(u_1'u_1 + u_2'u_2)/(T-2)}$$

$\bar{u}'\bar{u}$ steht für die eingeschränkte Summe der quadrierten Residuen, $u_i'u_i$ für die quadrierten Residuen des Subsamples i , T für die Zeit und k für die Anzahl der Parameter

¹⁰³ Nach ca. 123 Beobachtungen erreicht der im Dummy ausgewiesene Wert die Hälfte seines Ausgangswertes (Halbwertszeit).

¹⁰⁴ Die Beobachtungen vor dem 6. Dezember 2006 und alle Beobachtungen nach dem 6. Dezember 2006 werden in separaten Teilstichproben zusammengefasst.

in der Gleichung. Wenn $\bar{u}'\bar{u}$ und $(u_1'u_1 + u_2'u_2)$ (nahezu) identisch sind, kann die Nullhypothese nicht verworfen werden. Die ausgewiesene F-Statistik gibt nun diesen Zusammenhang wieder. Die zusätzliche Log-Likelihood (LL) Ratio-Statistik basiert auf dem Vergleich des beschränkten und unbeschränkten Maximums der Gaußschen LL-Funktion und unterstützt zusätzlich die Ergebnisse der F-Statistik.

Generell ist der Chow-Breakpoint-Test allgemeiner als eine Dummy-Berücksichtigung, da bei diesem Test nicht die implizite Annahme getroffen wird, dass die Einflussstärke der erklärenden Variablen und die Varianz der Störgröße vor und nach dem Strukturbruch identisch sind. Da beim Chow-Breakpoint-Test die gleichzeitige Veränderung von k Parametern abgeprüft wird, ist er aber unter Umständen auch nicht so trennscharf wie ein Test auf alleinige Verschiebung des Preisniveaus – d.h. die Nullhypothese kann nicht so leicht widerlegt werden. Außerdem lässt sich mit dem Chow-Break-Test keine exponentiell abklingende Wirkung eines Strukturbruchs modellieren.

Die Ergebnisse der Breakpoint-Tests für die vorliegende Zeitreihe werden in den folgenden Tabellen wiedergegeben:

Tabelle 7: Chow Breakpoint Test für positive Minutenreservepreise

F-statistic	0.307770	Probability	0.735258
Log likelihood ratio	0.621188	Probability	0.733011

Tabelle 8: Chow Breakpoint Test für negative Minutenreservepreise

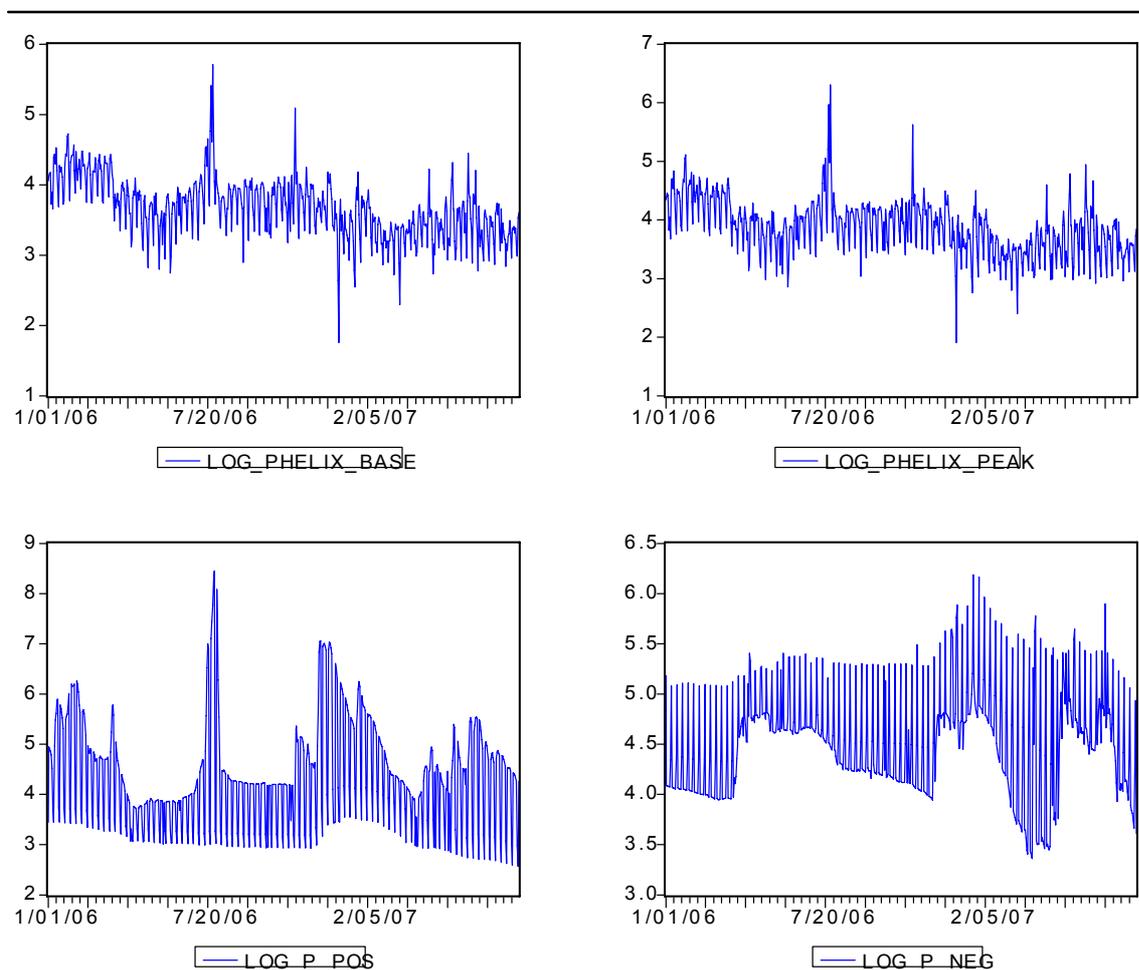
F-statistic	0.278786	Probability	0.756848
Log likelihood ratio	0.562729	Probability	0.754753

Für beide Preiszeitreihen kann die Nullhypothese „kein Strukturbruch“ nicht verworfen werden, d.h. zum 1. Dezember (respektive 6. Dezember 2006) ist kein Strukturbruch nachweisbar. Da die obige Dummy-Spezifikation jedoch gezeigt hat, dass es Änderungen in der Zeitreihe gegeben hat, wird in einem weiteren Schritt analysiert, ob diese divergierenden Ergebnisse vielleicht besser erklärt werden können, wenn die zeitgleichen Entwicklungen am Spotmarkt berücksichtigt werden. Denkbar ist, dass die preiserhöhende Wirkung der Marktstrukturänderung durch gleichzeitig sinkende Preise am Spotmarkt teilweise kompensiert worden ist. Daher sollte der Einfluss der EEX-Preise zusätzlich berücksichtigt werden.

7.3 Preismodell unter Berücksichtigung der EEX-Preise

Die in Abbildung 12 dargestellten Grafiken zeigen die Entwicklung der logarithmierten Preiszeitreihen für positive und negative Minutenreserve sowie die Phelix_Baseload- und Phelix_Peakload Zeitreihenentwicklungen. Die Daten für Phelix_Baseload und Phelix_Peakload stammen aus Bloomberg®. Es handelt sich hierbei um die durchschnittlichen Tagesspotpreise, die sich aus der Aggregation der stündlichen Spotpreise ableiten lassen.

Abbildung 12: Minutenreserverpreise und Spotpreise



Phelix_Base und Phelix_Peak verlaufen relativ identisch, da beide Werte aus den stündlichen Spotpreisen zusammengesetzt sind und sich lediglich in der berücksichtigten Anzahl der Stunden unterscheiden.

Der Phelix_Base oder Phelix_Baseload-Preis errechnet sich über folgende Formel:

$$Phelix_Base = \frac{\sum_{i=1}^{24} std.Spotpreis}{24}$$

Dieser Preis ist das arithmetische Mittel der Auktionspreise aller Stunden des Tages im Marktgebiet Deutschland-Österreich, ohne Berücksichtigung zusätzlicher Übertragungsgpässe. Für Tage der Sommerzeit- bzw. Winterzeitumstellung ändert sich die Berechnung und statt 24 zu berücksichtigende Stunden werden 23 bzw. 25 verwendet.

Für den Phelix_Peak oder Phelix_Peakload-Preis gilt folgende Gleichung:

$$Phelix_Peak = \frac{\sum_{i=9}^{20} std.Spotpreis}{12}$$

Der Phelix_Peak_Preis ist ebenfalls ein Durchschnittspreis, als arithmetisches Mittel berechnet, der sich jedoch auf die Zeit von 8.00 bis 20.00 Uhr bezieht. Auch hier werden keine Übertragungsgpässe berücksichtigt.

Da Kraftwerke zumindest teilweise sowohl für Angebote am Energiespotmarkt genutzt werden können als auch für den Minutenreservemarkt, liegt die Vermutung nahe, dass zwischen den beiden Märkten eine Abhängigkeit besteht. Dies wurde auch bereits in Abbildung 12 ersichtlich. Die abgebildeten Zeitreihen weisen zu identischen Zeitpunkten Spitzen auf. Für diese Abhängigkeit wird in den folgenden Modellen durch die Berücksichtigung der Spotpreiszeitreihe als zusätzliche Erklärungsvariable Rechnung getragen.^{105,106}

Die folgenden Ausführungen erweitern die Analysen aus den vorhergehenden Kapiteln um die erklärende Variable Phelix_Peakload (log_p_peak). Diese Zeitreihe weist ebenso wie die Zeitreihe für positive und negative Minutenreserve eine serielle Korrelation auf, die über die Berücksichtigung des zusätzlichen gelagten Terms der Zeitreihe (log_p_peak(-1)) abgebildet wird.¹⁰⁷

105 Wir konzentrieren uns bei dieser Modellierung auf den Peakload-Phelix-Spotpreis. Analog dazu sind auch alle Modellierungen mit Phelix-Baseload durchführbar und führen zu identischen Schlussfolgerungen. Die Modellierung mit Peakload-Spotpreisen weist jedoch einen marginal höheren Erklärungsgehalt auf.

106 Von einer zusätzlichen Berücksichtigung der Windprognose wird abgesehen, obwohl diese laut z.B. Swider (2005) auf die Spotpreise wirkt. Eine Abgrenzung der Wirkung der Windprognose auf die Minutenreservepreise und der Wirkung der Windprognose auf die Spotpreise, die wiederum die Minutenreservepreise beeinflussen, ist nicht ohne weiteres möglich. Hier müsste ein Gleichungssystem geschätzt werden, ohne dass damit aber notwendigerweise eine verbesserte Erklärung der Minutenreservepreise zu erhalten. Um folglich die Modelle nicht zu überladen, wird die Windprognose nicht zusätzlich als Erklärungsvariable berücksichtigt.

107 In den folgenden Modellen werden die Minutenreservepreise die Zeitreihe des Phelix_Peakload beschrieben. Da die Beobachtung dieses Spotpreises um einen Tag verzögert notiert, gehen die Spotpreise um einen Tag gelaggt als log_p_peak(-1) ein. Um die zusätzlich vorherrschende serielle Korrelation dieser Zeitreihe adäquat im Modell abzubilden, wird ein weiterer lag benötigt (log_p_peak(-2)).

7.3.1 Spotmarktmodell - Positive Minutenreserve

Mit Berücksichtigung der Spotpreise verbessert sich das Bestimmtheitsmaß gegenüber dem ursprünglichen Modell marginal. Die verwendeten Erklärungsvariablen sind alle hochsignifikant, d.h. die Spotpreise tragen zur Erklärung der Zeitreihe der positiven Minutenreservepreise bei.

Tabelle 9: Phelix_Peak – positive Minutenreservepreise

Dependent Variable: LOG_P_POS				
Method: Least Squares				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG_P_PEAK	0.185708	0.025602	7.253550	0.0000
LOG_P_PEAK(-1)	0.157339	0.025616	6.142249	0.0000
C	3.431976	0.421189	8.148311	0.0000
AR(1)	0.976891	0.010754	90.83851	0.0000
R-squared	0.958702	Mean dependent var		4.818876
Adjusted R-squared	0.958392	S.D. dependent var		0.879352
S.E. of regression	0.179370	Akaike info criterion		-0.588879
Sum squared resid	12.86946	Schwarz criterion		-0.549261
Log likelihood	122.9535	F-statistic		3095.227
Durbin-Watson stat	1.102992	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	.98			

Bei der Strukturbruchanalyse mit Break-Dummy und Strukturbruchttest werden die Schlussfolgerungen der vorhergehenden Analyse unterstützt. Die dargestellten Koeffizienten für das Modell (Tabelle 9 und Tabelle 10) sind erneut hochsignifikant.

Tabelle 10: Phelix_Peak – positive Minutenreservepreise mit Strukturbruchdummy

Dependent Variable: LOG_P_POS				
Method: Least Squares				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG_P_PEAK	0.177449	0.024452	7.256966	0.0000
LOG_P_PEAK(-1)	0.148849	0.024467	6.083622	0.0000
EXP_DUMMY_BREA K	0.370641	0.057201	6.479630	0.0000
C	3.223805	0.356099	9.053109	0.0000
AR(1)	0.973100	0.011647	83.55149	0.0000
R-squared	0.962653	Mean dependent var		4.818876
Adjusted R-squared	0.962278	S.D. dependent var		0.879352
S.E. of regression	0.170788	Akaike info criterion		-0.684485
Sum squared resid	11.63829	Schwarz criterion		-0.634963
Log likelihood	143.2660	F-statistic		2571.131
Durbin-Watson stat	1.169419	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	.97			

Der Strukturbruchtest verwirft erneut die Hypothese des Strukturbruchs.

Tabelle 11: Phelix_Peak Chow Breakpoint Test – positive Minutenreservepreise

Chow Breakpoint Test: 238		
F-statistic	1.601820	0.173036
	Probability	
Log likelihood ratio	6.484401	0.165776
	Probability	

Die folgenden Tabellen 12 und 13 verdeutlichen den Einfluss der Spotpreise vor und nach der Strukturänderung für positive Minutenreserve.

Tabelle 12: Modell positive Minutenreservepreise – vor Strukturänderung

Dependent Variable: LOG_P_POS				
Method: Least Squares				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG_P_PEAK	0.239304	0.040036	5.977245	0.0000
LOG_P_PEAK(-1)	0.188745	0.040053	4.712361	0.0000
C	3.573333	1.253137	2.851511	0.0047
AR(1)	0.985296	0.017357	56.76639	0.0000
R-squared	0.947488	Mean dependent var		4.679421
Adjusted R-squared	0.946806	S.D. dependent var		0.911051
S.E. of regression	0.210123	Akaike info criterion		-0.265368
Sum squared resid	10.19908	Schwarz criterion		-0.206482
Log likelihood	35.18077	F-statistic		1389.327
Durbin-Watson stat	1.008777	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	.99			

Tabelle 13: Modell positive Minutenreservepreise – nach Strukturänderung

Dependent Variable: LOG_P_POS				
Method: Least Squares				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG_P_PEAK	0.115812	0.026560	4.360406	0.0000
LOG_P_PEAK(-1)	0.124819	0.026550	4.701194	0.0000
C	3.557670	0.515199	6.905428	0.0000
AR(1)	0.975701	0.012082	80.75745	0.0000
R-squared	0.977184	Mean dependent var		5.024744
Adjusted R-squared	0.976772	S.D. dependent var		0.808896
S.E. of regression	0.123281	Akaike info criterion		-1.325447
Sum squared resid	2.522916	Schwarz criterion		-1.251664
Log likelihood	116.6630	F-statistic		2369.916
Durbin-Watson stat	1.501033	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	.98			

Sowohl vor als auch nach dem Strukturbruch werden die Erklärungsvariablen Phelix-Peakload-Preis und Phelix-Peakload-Preis (-1) als hochsignifikant ausgewiesen. Der Erklärungsgehalt des Modells verbessert sich von 0,95 auf 0,98, d.h. unter Berücksichtigung der Strukturänderung werden 98 % der Varianz der Preise für positive Minutenreserve über die Spotpreise, den AR-Term und eine Konstante erklärt.

7.3.2 Spotmarktmodell - Negative Minutenreserve

Auch bei den negativen Minutenreservepreisen zeigt sich die Abhängigkeit zwischen Spot- und Minutenreservemarkt. Die ausgewiesenen Koeffizienten sind hier jedoch teilweise lediglich auf dem 90 %-Niveau signifikant.

Tabelle 14: Phelix_Peak – negative Minutenreservepreise

Dependent Variable: LOG_P_NEG
Method: Least Squares

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG_P_PEAK	-0.034577	0.016691	-2.071551	0.0389
LOG_P_PEAK(-1)	-0.030340	0.016699	-1.816825	0.0700
C	4.546423	0.183308	24.80206	0.0000
AR(1)	0.960463	0.014634	65.63159	0.0000
R-squared	0.915301	Mean dependent var		4.321497
Adjusted R-squared	0.914665	S.D. dependent var		0.397647
S.E. of regression	0.116161	Akaike info criterion		-1.457830
Sum squared resid	5.397339	Schwarz criterion		-1.418212
Log likelihood	298.4816	F-statistic		1440.862
Durbin-Watson stat	2.432484	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	.96			

Tabelle 15: Phelix_Peak – negative Minutenreservepreise mit Strukturbruch-dummy

Dependent Variable: LOG_P_NEG
Method: Least Squares

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG_P_PEAK	-0.036446	0.016625	-2.192188	0.0289
LOG_P_PEAK(-1)	-0.032262	0.016634	-1.939520	0.0531
EXP_DUMMY_BREA	0.087458	0.038175	2.290988	0.0225
K				
C	4.497171	0.184107	24.42699	0.0000
AR(1)	0.960723	0.014643	65.60781	0.0000
R-squared	0.916400	Mean dependent var		4.321497
Adjusted R-squared	0.915562	S.D. dependent var		0.397647
S.E. of regression	0.115549	Akaike info criterion		-1.465948
Sum squared resid	5.327264	Schwarz criterion		-1.416425
Log likelihood	301.1214	F-statistic		1093.437
Durbin-Watson stat	2.476103	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	.96			

Strukturbruchdummy und Strukturbruchtest unterstreichen auch hier erneut die Ergebnisse der vorhergehenden Kapitel.

Tabelle 16: Phelix_Peak Chow Breakpoint Test – negative Minutenreservepreise

Chow Breakpoint Test: 238

F-statistic	0.500771	Probability	0.735194
Log likelihood ratio	2.038398	Probability	0.728696

Die Tabellen 17 und 18 verdeutlichen erneut den Einfluss der Spotpreise vor und nach der Strukturänderung. Die Darstellung erfolgt nun für die negative Minutenreserve.

Tabelle 17: Modell negative Minutenreservepreise – vor Strukturänderung

Dependent Variable: LOG_P_NEG
Method: Least Squares

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG_P_PEAK	-0.034443	0.013061	-2.637048	0.0089
LOG_P_PEAK(-1)	-0.014385	0.013071	-1.100601	0.2722
C	4.612267	0.206082	22.38073	0.0000
AR(1)	0.973956	0.016250	59.93750	0.0000
R-squared	0.942157	Mean dependent var		4.303718
Adjusted R-squared	0.941406	S.D. dependent var		0.281878
S.E. of regression	0.068232	Akaike info criterion		-2.514930
Sum squared resid	1.075447	Schwarz criterion		-2.456043
Log likelihood	299.5043	F-statistic		1254.188
Durbin-Watson stat	2.151677	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	.97			

Tabelle 18: Modell negative Minutenreservepreise – nach Strukturänderung

Dependent Variable: LOG_P_NEG
Method: Least Squares

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG_P_PEAK	-0.033220	0.035018	-0.948657	0.3442
LOG_P_PEAK(-1)	-0.051089	0.035006	-1.459429	0.1463
C	4.516749	0.365551	12.35601	0.0000
AR(1)	0.957363	0.023764	40.28607	0.0000
R-squared	0.904534	Mean dependent var		4.348710
Adjusted R-squared	0.902809	S.D. dependent var		0.516770
S.E. of regression	0.161106	Akaike info criterion		-0.790266
Sum squared resid	4.308528	Schwarz criterion		-0.716483
Log likelihood	71.17264	F-statistic		524.2808
Durbin-Watson stat	2.493148	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	.96			

Im Gegensatz zur positiven Minutenreserve ist der Erklärungsgehalt der Modelle in den Teilstichproben niedriger als der Erklärungsgehalt über den gesamten Zeitraum, d.h. die Erklärungsvariablen verlieren an Einfluss. Die schwach signifikante Variable Phelix-Peakload-Preis (-1) aus dem Modell für die gesamte Zeitreihe ist sowohl bei der separaten Schätzung vor dem Strukturbruch als auch bei der Schätzung nach dem Strukturbruch nicht signifikant und trägt folglich nicht zur Erklärung der Zeitreihe bei. Nach der Strukturänderung verliert auch Phelix-Peakload-Preis seinen signifikanten Erklärungsgehalt. Für negative Minutenreserve lässt sich demzufolge nach der Marktänderung keine Beeinflussung durch die Spotmärkte mehr nachweisen.¹⁰⁸

Die vorliegenden bereinigten Zeitreihen für Minutenreservepreise zeigen eine starke negative Abhängigkeit zu den Spotpreisen (Vorzeichen), d.h. die Preise für negative Minutenreserve verhalten sich gegenläufig zu den Spotpreisen.¹⁰⁹ Gleichzeitig liefern die angepassten Modelle keine Belege für die Hypothese eines Strukturbruchs zum 6. Dezember 2006, d.h. die Umstellung des Marktsystems führt nicht zu signifikanten Veränderungen in den Erwartungswerten und den Varianzen der untersuchten Teilstichproben. Die Analyse zeigt jedoch auch, dass die Marktumstellung dennoch einen temporären Einfluss auf die Zeitreihe hatte. Dies wird durch die Signifikanz der Dummy-Variablen verdeutlicht. Die Ausgestaltung des Dummies (`exp_dummy_break`) mit exponentiell fallenden Werten erlaubt allerdings die Folgerung, dass diese Veränderungen in absehbarer Zeit adaptiert sein werden und die Zeitreihen dann zu ihrer ursprünglichen Struktur zurückkehren werden. Der Einfluss der Spotpreise auf positive Minutenreserve erhöht sich durch die Änderung des Marktdesigns, der Einfluss auf die negative Minutenreserve wird jedoch vermindert.

¹⁰⁸ Auf Multikollinearitäten wurde kontrolliert.

¹⁰⁹ Diese Beobachtung ist auch energiewirtschaftlich plausibel. Hohe Energienachfrage führt zu hohen Spotpreisen und zu hohen positiven Minutenreservepreisen. Eine niedrige Energienachfrage führt entsprechend zu niedrigen Spot- und positiven Minutenreservepreisen. Bei dieser niedrigen Nachfrage sind tendenziell nur Grundlastkraftwerke in Betrieb, die ggf. teilweise schon im Teillastbetrieb laufen. Unter diesen Bedingungen ist eine weitere Absenkung der Produktion ökonomisch nicht attraktiv, unter Umständen sogar mit Zusatzkosten verbunden. Dies kann zu höheren Preisen für negative Reserveleistung führen.

8 Schlussfolgerungen aus der empirischen Analyse

Die vorliegende Studie der Zeitreihen des Minutenreservemarktes ermöglicht die Abschätzung der Auswirkungen, die aus der Bildung der gemeinsamen Handelsplattform und des gemeinsamen Ausschreibungsdesigns für den Minutenreservemarkt resultieren. Den Gegenstand der ökonometrischen Auswertung bilden die Zeitreihen für positive und negative Minutenreservepreise für den Zeitraum vom 1. Januar 2006 bis zum 13. August 2007.

Bei den vorliegenden Zeitreihen handelt es sich um typische ökonomische Zeitreihen, bei der Störeinflüsse aufeinander folgender Perioden nicht unabhängig von einander sind. Dies impliziert, dass für eine adäquate Modellierung ein AR(1)-Term berücksichtigt werden muss. Anhand von deskriptiven Statistiken wird gezeigt, dass innerhalb der Zeitreihe für alle vorliegenden Größen eine wöchentliche Saisonalität vorliegt, welche sich in extrem unterschiedlichen Ausprägungen der Wochenendbeobachtungen niederschlägt. Diese müsste in ökonometrischen Modellen über deterministische Größen (Dummies für Samstag und Sonntag) und über die Berücksichtigung von SAR-Termen abgebildet werden. Eine andere Möglichkeit, mit solchen zyklischen Schwankungen umzugehen, liegt in der Bereinigung der Zeitreihe. Diese Vorgehensweise wurde für die vorliegende Studie gewählt. Die Originalzeitreihen werden dafür um Wochenenden und bundesweite Feiertage bereinigt. Die resultierenden Modelle beschreiben mindestens 91 % der Streuung der beobachteten Werte.

Der eigentliche Gegenstand der Studie ist jedoch die Analyse der Umstellung des Marktdesigns zum 1. Dezember 2006. Die Analyse der Wirkung eines bestimmten Ereignisses innerhalb eines Beobachtungszeitraums auf die Zeitreihe wird durch den Chow Breakpoint Test oder durch die Zuhilfenahme einer zusätzlichen Dummyvariablen durchgeführt. Der Strukturbruchtest testet die Gleichheit der angepassten Teilstichproben, d.h. die Existenz eines langfristigen Strukturbruchs. Generell ist der Strukturbruchtest als allgemeiner und damit als aussagekräftiger einzustufen als die Analyse mittels Dummy-Spezifikation. Die Berücksichtigung eines Dummies gibt jedoch Aufschluss über diskrete messbare Veränderungen innerhalb der Zeitreihe, d.h. selbst wenn kein umfassender Strukturbruch vorliegt, kann die Dummy-Spezifikation weiterhin Aufschluss über systematische Veränderungen im Preisniveau und ihre Dauer geben.

Die Strukturbruchanalyse gliedert sich in zwei Teile: Die Analyse des simplen zyklusbereinigten Modells und die Analyse unter Berücksichtigung der EEX-Spotpreise. Sowohl für positive als auch negative Minutenreserve lässt sich in der einfachen Modellierung kein Strukturbruch nachweisen. Bei einem Vergleich der unterschiedlichen Subsamples wird ersichtlich, dass nach Umstellung auf eine gemeinsame Ausschreibungsplattform die Streuung der Beobachtungen jedoch zunimmt. Werden darüber hinaus Spotpreise berücksichtigt, so liefert Phelix_Peakload für beide Preiszeitreihen das beste Modell. Ein Strukturbruch lässt sich allerdings auch in dieser Spezifikation nicht nachweisen.

Abschließend lässt sich festhalten, dass aus Sicht der Kraftwerksbetreiber zwischen dem Markt für positive Minutenreserve und dem Spotmarkt Substitutionsbeziehungen bestehen. Die zu beobachtenden Ausprägungen hoher Regelenenergiepreise für positive Minutenreserve gehen daher häufig einher mit hohen Spotpreisen und auch die Tendenz zum Abschwächen dieser Spitzen ist für beide Zeitreihen identisch.¹¹⁰ Die Analyse mit Hilfe eines exponentiell abklingenden Dummy-Vektors legt nahe, dass die Preise für Minutenreserve nach der Veränderung der Marktstruktur kurzfristig tatsächlich angestiegen sind, mittelfristig aber auf ihr altes Preisniveau zurückkehren werden. Dies sollte in einer zukünftigen Analyse (Ende 2007/Mitte 2008) überprüft werden. Die angeführten Modelle in dieser Studie weisen allerdings bereits jetzt in diese Richtung.

110 Die Zeitreihen weisen Kointegration auf, d.h. das Ergebnis der hohen Preise nach der Umstellung am 1. Dezember 2006 ist nicht zwingend auf das Gebotspreisverfahren zurückzuführen; laut den Theorien von Swider führt das Gebotspreisverfahren zu systematisch erhöhten Preisen, die nur langsam auf ihr ursprüngliches Niveau zurückkehren. Bei den vorliegenden Zeitreihen handelt es sich vielmehr um ein Phänomen der hohen Preise und langen Anpassungszeiten, welches zeitgleich auf dem Spotmarkt zu beobachten ist.

Literaturverzeichnis

- Albers, K. (2001a), Preisbildungsmechanismus für die Abrechnung von Regelenergie und resultierende Marktreaktionen, DVG/VDN-Fachtagung „Regelenergiemarkt in Deutschland“, Berlin, 6. November 2001.
- Albers, K. (2001b), Aspekte der mittelfristigen sowie täglichen Ausschreibung und Vergabe von Regelenergie, DVG/VDN-Fachtagung „Regelenergiemarkt in Deutschland“, Berlin, 6. November 2001.
- Albers, K. und P. Stelzner (2001), Regelenergiebeschaffung durch den Übertragungsnetzbetreiber, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 51, 704-709.
- Ausubel, L. M. und P. Cramton (1998), The Optimality of Being Efficient, University of Maryland, Department of Economics, 18 June 1999.
- Ausubel, L. M. und P. Cramton (2002), Demand Reduction and Inefficiency in Multi-unit Auctions, Mimeo, University of Maryland.
- Beveridge, W. H. (1921), Weather and Harvest Cycles, *Economic Journal* 31, 429-452.
- Beveridge, W. H. (1922), Wheat Prices and Rainfall in Western Europe, *Journal of the Royal Statistical Society* 85, 412-459.
- Box, G. E. P. und G. M. Jenkins (1976), *Time Series Analysis Forecasting and Control*, San Francisco.
- Brückl, O., J. Neubarth und U. Wagner (2006), Regel- und Reserveleistungsbedarf eines Übertragungsnetzbetreibers, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 56, 50-55.
- Büchner, J. und T. Türkucar (2005), Optionen zur Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte in Deutschland, *ew* 104, 54-57.
- Bundeskartellamt (BKartA), 8. Beschlussabteilung (2000a), Beschluss B8 – 40000 – U – 309/99 vom 3. Juli 2000 in dem Verwaltungsverfahren RWE AG/VEW AG, Bonn.
- Bundeskartellamt (BKartA), 8. Beschlussabteilung (2000b), Beschluss B8 – 40200 – U – 132/00 vom 4. September 2000 in dem Verwaltungsverfahren E.ON Energie AG/HEIN GAS Hamburger Gaswerke GmbH/Hamburgische Electricitäts-Werke AG, Bonn.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2005): Konsultation zum Konzept der ÜNB zur Ausschreibung von Minutenreserveleistung, URL: <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/4595.pdf>.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2006), Beschluss BK6-06-012 der Beschlusskammer 6 vom 29.08.2006 in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Minutenreserve, Bonn.
- Cheah, C. W. (1994), Auction Design Strategies for Price-Based Allocation of Spectrum Licences, Centre for International Research on Communication and Information Technologies.
- Chow, G. C. (1960), Tests of Equality Between Sets of Coefficients in Two Linear Regressions, *Econometrica* 28, 591-605.
- Dany, G., H.-J. Haubrich, D. Schlecht und R. Joswig (2003), Bemessung des Regelleistungsbedarfs im liberalisierten Strommarkt, Internationaler ETG-Kongress 2003 „Energietechnik für die Zukunft“, Hamburg, ETG-Fachbericht 94, Berlin – Offenbach, 281-288.

- Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2005): Ausschreibung der Regelenergie nach StromNZV – Umsetzungskonzept der deutschen ÜNB, URL: <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/4598.pdf>.
- E.ON Netz GmbH (2007), Homepage der E.ON Netz GmbH, Netznutzung, Ausschreibung Regelleistung, Präqualifikation, Ergebnisse, URL: http://www.eon-netz.com/frameset_german/main_frameset_reloader.phtml?top=http://www.eon-netz.com/Ressources/frame_head.jsp&bottom=http://www.eon-netz.com/frameset_german/net/net_gridutil/net_gridutil.jsp
- European Energy Exchange (EEX) (2007), Homepage der EEX, Produkte (URL: <http://www.eex.com/de/Produkte>).
- Federico, G. und D. Rahman (2003), Bidding in an Electricity Pay-as-Bid Auction, *Journal of Regulatory Economics* 24, 175-211.
- Gärtner, M. (2007), Auskunft per E-Mail vom 31. Juli 2007.
- Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I 2005 S.1970 (3621)), zuletzt geändert durch Artikel 7 Abs. 14 des Gesetzes vom 26. März 2007 (BGBl. I 2007 S.358).
- Goswami, G., T. H. Noe und M. J. Rebello (1996), Collusion in Uniform-Price Auctions: Experimental Evidence und Implications for Treasury Auctions, *The Review of Financial Studies* 9, 757-785.
- Internetplattform (2007a), Homepage der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung, Präqualifikation, URL: <https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/statisch/praequalifikation.jsp>.
- Internetplattform (2007b), Homepage der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung, Ausschreibung Minutenreserveleistung, URL: https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/statisch/ausschreibung_mrl.jsp.
- Jevons, W. S. (1884), *Investigations in Currency and Finance*, London.
- Keuter, A., L. Nett und U. Stumpf (1996), Regeln für das Verfahren zur Versteigerung von ERMES-Lizenzen/Frequenzen sowie regionaler ERMES-Frequenzen, WIK-Diskussionsbeiträge, Nr. 165, Bad Honnef, September 1996.
- Klemperer, P. (2002), What Really Matters in Auction Design, *Journal of Economic Perspectives* 16, 169-190.
- Klemperer, P. und M. Meyer (1989), Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty, *Econometrica* 57, 1243-1277.
- Koreisha S. G. und T. Pukkila (1998), A two-step approach for identifying seasonal autoregressive time series forecasting models, *International Journal of Forecasting* 14, 483-496.
- McAfee, P. und J. McMillan (1987), Auctions and Bidding, *Journal of Economic Literature* 25, 699-739.
- Menzel, H.-B. und A. Moser (2003), Börsliche Regelenergiemärkte, FTE-Tagung „Markt und Netze“, Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung 96, 56-63.
- Milgrom, P. R. (1987), Auction Theory, in: Bewley, T. F. (Ed.), *Advances in Economic Theory*, Fifth World Congress, 1-32.
- Milgrom, P. R. und R. J. Weber (1982), A Theory of Auctions and Competitive Bidding, *Econometrica* 50, 1089-1122.

- Müller-Kirchenbauer, J. und I. Zenke (2001), Wettbewerbsmarkt für Regel- und Ausgleichsenergie, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 51, 696-702.
- Nailis, D. (2006), Steht der Regelenergiemarkt vor dem Umbruch? Auswirkungen des EnWG und der Netzzugangsverordnung auf Regel- und Ausgleichsenergie, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 56, 56-60.
- Nailis, D. und M. Ritzau (2006), Studie zur Marktgestaltung der Regel- und Ausgleichsenergie vor dem Hintergrund des neuen EnWG, R•A•E-Studie, Aachen, 16. Januar 2006.
- Prager, R. A. (1992), The Effects of Deregulating Cable Television: Evidence from financial markets, *Journal of Regulatory Economics* 4, 327-363.
- Rassenti, St. J., V. L. Smith und B. J. Wilson (2000), Controlling Market Power and Price Spikes in Electricity Networks: Demand-side Bidding, Working paper, University of Arizona.
- Rassenti, St. J., V. L. Smith und B. J. Wilson (2003), Discriminatory Price Auctions in Electricity Markets: Low Volatility at the Expense of High Price Levels, *Journal of Regulatory Economics* 23, 109-123.
- Riedel, St. und H. Weigt (2007), German Electricity Markets, Electricity Markets Working Papers, WP-EM-20, Dresden.
- Roggenbau, M., F.-R. Graf, E. U. Landeck und P. Reiners (2000), Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreservehaltung, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 50, 665-670.
- Sawkins, J. W. (1995), Measuring the Effects of Regulation: An Event Study of the English and Welsh Industry, *Applied Economic Letters* 2, 359-362.
- Schmitt, A., P. Hackländer, T. Wulff und J. Verstege (2003), Einsatzplanung von Regelkraftwerken und Angebotsermittlung für Regelleistungsmärkte, Internationaler ETG-Kongress 2003 „Energietechnik für die Zukunft“, Hamburg, ETG-Fachbericht 94, Berlin – Offenbach, 307-314.
- Staropoli, C., D. Finnon, J.-M. Glachant, C. Jullien, R. Quatrain, S. Robin und B. Ruffieux (2000), Modifying Industry Structure or Market Institution? An Experimental Analysis of the Reform of the English Electricity Pool, Working paper, Université Paris I.
- Swider, D. J. (2005), Regelenergiemarkt Deutschland, Kosteneffizienz und Perspektiven einer Weiterentwicklung, EUROFORUM-Konferenz „Regel- und Ausgleichsenergie“, Köln, 23. und 24. August 2005.
- Swider, D. J. (2006), Handel an Regelenergie- und Spotmärkten. Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber, Reihe Wirtschaftswissenschaft, Wiesbaden.
- Swider, D. J. (2007), Wettbewerb am deutschen Regelenergiemarkt?, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 57, Heft 9, 32-37.
- Swider, D. J. und I. Ellersdorfer (2005), Kosteneffizienz am deutschen Regelenergiemarkt, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 55, 802-806.
- Swider, D. J. und Ch. Weber (2003), Ausgestaltung des deutschen Regelenergiemarktes, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 53, 448-453.
- Thaler, R. H. (1988), Anomalies: The Winner's Curse, *Journal of Economic Perspectives* 2, 191-202.

- Theobald, Ch., K. Kummel, Ch. Jung, J. Müller-Kirchenbauer, D. Nailis, M. Wienands, A. Seel und P. Wolf (2003): Regelmarkt – Gutachten zu Marktgestaltung, Beschaffungskosten und Abrechnung von Regelleistung und Regelenergie durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aachen und Berlin, 31. Oktober 2003.
- Türkucar, T. (2006), Der Deutsche Regelenergiemarkt und die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber, Intensiv-Seminar: Ausgleichs- und Regelenergie für Strom und Gas, Berlin, 9. Februar 2006.
- Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) (2004a), Operation Handbook, Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, Chapter C: Tertiary Control, Brussels, 20.07.2004.
- Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) (2004b), Operation Handbook, Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, Appendix 1, Chapter C: Tertiary Control, Brussels, 16.06.2004.
- Vattenfall Europe Transmission GmbH (2007), Rahmenvertrag über die Beschaffung von Minutenreserveleistung für die Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers Vattenfall Europe Transmission (Musterrahmenvertrag), Berlin.
- Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) (2003), TransmissionCode 2003, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, August 2003.
- Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) (2006), TransmissionCode, Anhang D 3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung (Stand 31.08.2006), Berlin.
- Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I 2005, S.2225), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 7. November 2006 (BGBl. I 2006, S.2550).
- Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I 2005, S.2243), zuletzt geändert durch Artikel 3 Absatz 1 des Gesetzes vom 1. November 2006 (BGBl. I 2006, S.2477).
- Verstege, J. (2003), Regelenergie – wichtiger Baustein für hohe Versorgungsqualität in Elektrizitätsversorgungssystemen, Expertenanhörung „Regelenergie“, Berlin, 19. November 2003.
- Wawer, T. (2005), Effiziente Ausgestaltung von Regelenergieauktionen zur Verringerung der Netznutzungsentgelte, Proceedings IEWT 2005 – Energiesysteme der Zukunft: Herausforderungen und Lösungspfade, Wien.
- Wulff, Th. (2006), Integration der Regelenergie in die Betriebsoptimierung von Erzeugungssystemen, Wuppertal (Diss.).

Als "Diskussionsbeiträge" des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste sind zuletzt erschienen:

- Nr. 219: Hasan Alkas:
Preisbündelung auf Telekommunikationsmärkten aus regulierungsökonomischer Sicht, April 2001
- Nr. 220: Dieter Elixmann, Martin Wörter:
Strategien der Internationalisierung im Telekommunikationsmarkt, Mai 2001
- Nr. 221: Dieter Elixmann, Anette Metzler:
Marktstruktur und Wettbewerb auf dem Markt für Internet-Zugangsdienste, Juni 2001
- Nr. 222: Franz Büllingen, Peter Stamm:
Mobiles Internet - Konvergenz von Mobilfunk und Multimedia, Juni 2001
- Nr. 223: Lorenz Nett:
Marktorientierte Allokationsverfahren bei Nummern, Juli 2001
- Nr. 224: Dieter Elixmann:
Der Markt für Übertragungskapazität in Nordamerika und Europa, Juli 2001
- Nr. 225: Antonia Niederprüm:
Quersubventionierung und Wettbewerb im Postmarkt, Juli 2001
- Nr. 226: Ingo Vogelsang
unter Mitarbeit von Ralph-Georg Wöhl
Ermittlung der Zusammenschaltungsentgelte auf Basis der in Anspruch genommenen Netzkapazität, August 2001
- Nr. 227: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel, Rolf Schwab:
Liberalisierung, Wettbewerb und Wachstum auf europäischen TK-Märkten, Oktober 2001
- Nr. 228: Astrid Höckels:
Internationaler Vergleich der Wettbewerbsentwicklung im Local Loop, Dezember 2001
- Nr. 229: Anette Metzler:
Preispolitik und Möglichkeiten der Umsatzgenerierung von Internet Service Providern, Dezember 2001
- Nr. 230: Karl-Heinz Neumann:
Volkswirtschaftliche Bedeutung von Resale, Januar 2002
- Nr. 231: Ingo Vogelsang:
Theorie und Praxis des Resale-Prinzips in der amerikanischen Telekommunikationsregulierung, Januar 2002
- Nr. 232: Ulrich Stumpf:
Prospects for Improving Competition in Mobile Roaming, März 2002
- Nr. 233: Wolfgang Kiesewetter:
Mobile Virtual Network Operators – Ökonomische Perspektiven und regulatorische Probleme, März 2002
- Nr. 234: Hasan Alkas:
Die Neue Investitionstheorie der Realoptionen und ihre Auswirkungen auf die Regulierung im Telekommunikationssektor, März 2002
- Nr. 235: Karl-Heinz Neumann:
Resale im deutschen Festnetz, Mai 2002
- Nr. 236: Wolfgang Kiesewetter, Lorenz Nett und Ulrich Stumpf:
Regulierung und Wettbewerb auf europäischen Mobilfunkmärkten, Juni 2002
- Nr. 237: Hilke Smit:
Auswirkungen des e-Commerce auf den Postmarkt, Juni 2002
- Nr. 238: Hilke Smit:
Reform des UPU-Endvergütungssystems in sich wandelnden Postmärkten, Juni 2002
- Nr. 239: Peter Stamm, Franz Büllingen:
Kabelfernsehen im Wettbewerb der Plattformen für Rundfunkübertragung - Eine Abschätzung der Substitutionspotenziale, November 2002
- Nr. 240: Dieter Elixmann, Cornelia Stappen unter Mitarbeit von Anette Metzler:
Regulierungs- und wettbewerbspolitische Aspekte von Billing- und Abrechnungsprozessen im Festnetz, Januar 2003

- Nr. 241: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf
unter Mitarbeit von Ulrich Ellinghaus,
Joachim Scherer, Sonia Strube Mar-
tins, Ingo Vogelsang:
Eckpunkte zur Ausgestaltung eines
möglichen Handels mit Frequenzen,
Februar 2003
- Nr. 242: Christin-Isabel Gries:
Die Entwicklung der Nachfrage nach
breitbandigem Internet-Zugang, April
2003
- Nr. 243: Wolfgang Briglauer:
Generisches Referenzmodell für die
Analyse relevanter Kommunikations-
märkte – Wettbewerbsökonomische
Grundfragen, Mai 2003
- Nr. 244: Peter Stamm, Martin Wörter:
Mobile Portale – Merkmale, Marktstruk-
tur und Unternehmensstrategien, Juli
2003
- Nr. 245: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:
Sicherstellung der Überwachbarkeit der
Telekommunikation: Ein Vergleich der
Regelungen in den G7-Staaten, Juli
2003
- Nr. 246: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:
Gesundheitliche und ökologische As-
pekte mobiler Telekommunikation –
Wissenschaftlicher Diskurs, Regulie-
rung und öffentliche Debatte, Juli 2003
- Nr. 247: Anette Metzler, Cornelia Stappen
unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:
Aktuelle Marktstruktur der Anbieter von
TK-Diensten im Festnetz sowie Fakto-
ren für den Erfolg von Geschäftsmod-
ellen, September 2003
- Nr. 248: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel
with contributions of Anette Metzler:
"Next Generation Networks" and Chal-
lenges for Future Regulatory Policy,
November 2003
- Nr. 249: Martin O. Wengler, Ralf G. Schäfer:
Substitutionsbeziehungen zwischen
Festnetz und Mobilfunk: Empirische
Evidenz für Deutschland und ein Sur-
vey internationaler Studien, Dezember
2003
- Nr. 250: Ralf G. Schäfer:
Das Verhalten der Nachfrager im deut-
schen Telekommunikationsmarkt unter
wettbewerblichen Aspekten, Dezember
2003
- Nr. 251: Dieter Elixmann, Anette Metzler, Ralf
G. Schäfer:
Kapitalmarktinduzierte Veränderungen
von Unternehmensstrategien und
Marktstrukturen im TK-Markt, März
2004
- Nr. 252: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries,
Peter Stamm:
Der Markt für Public Wireless LAN in
Deutschland, Mai 2004
- Nr. 253: Dieter Elixmann, Annette Hillebrand,
Ralf G. Schäfer, Martin O. Wengler:
Zusammenwachsen von Telefonie und
Internet – Marktentwicklungen und
Herausforderungen der Implementie-
rung von ENUM, Juni 2004
- Nr. 254: Andreas Hense, Daniel Schäffner:
Regulatorische Aufgaben im Energie-
bereich – ein europäischer Vergleich,
Juni 2004
- Nr. 255: Andreas Hense:
Qualitätsregulierung und wettbewerbs-
politische Implikationen auf Postmärk-
ten, September 2004
- Nr. 256: Peter Stamm:
Hybridnetze im Mobilfunk – technische
Konzepte, Pilotprojekte und regulatori-
sche Fragestellungen, Oktober 2004
- Nr. 257: Christin-Isabel Gries:
Entwicklung der DSL-Märkte im inter-
nationalen Vergleich, Oktober 2004
- Nr. 258: Franz Büllingen, Annette Hillebrand,
Diana Rätz:
Alternative Streitbeilegung in der aktu-
ellen EMVU-Debatte, November 2004
- Nr. 259: Daniel Schäffner:
Regulierungsökonomische Aspekte des
informativischen Unbundling im Ener-
giebereich, Dezember 2004
- Nr. 260: Sonja Schölermann:
Das Produktangebot von Universal-
dienstleistern und deren Vergleichbar-
keit, Dezember 2004

- Nr. 261: Franz Büllingen, Aurélia Gillet, Christin-Isabel Gries, Annette Hillebrand, Peter Stamm:
Stand und Perspektiven der Vorratsdatenspeicherung im internationalen Vergleich, Februar 2005
- Nr. 262: Oliver Franz, Marcus Stronzik:
Benchmarking-Ansätze zum Vergleich der Effizienz von Energieunternehmen, Februar 2005
- Nr. 263: Andreas Hense:
Gasmarktregulierung in Europa: Ansätze, Erfahrungen und mögliche Implikationen für das deutsche Regulierungsmodell, März 2005
- Nr. 264: Franz Büllingen, Diana Rätz:
VoIP – Marktentwicklungen und regulatorische Herausforderungen, Mai 2005
- Nr. 265: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Stand der Backbone-Infrastruktur in Deutschland – Eine Markt- und Wettbewerbsanalyse, Juli 2005
- Nr. 266: Annette Hillebrand, Alexander Kohlstedt, Sonia Strube Martins:
Selbstregulierung bei Standardisierungsprozessen am Beispiel von Mobile Number Portability, Juli 2005
- Nr. 267: Oliver Franz, Daniel Schöffner, Bastian Trage:
Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen, August 2005
- Nr. 268: Andreas Hense, Marcus Stronzik:
Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse, September 2005
- Nr. 269: Ingo Vogelsang:
Resale und konsistente Entgeltregulierung, Oktober 2005
- Nr. 270: Nicole Angenendt, Daniel Schöffner:
Regulierungsökonomische Aspekte des Unbundling bei Versorgungsunternehmen unter besonderer Berücksichtigung von Pacht- und Dienstleistungsmodellen, November 2005
- Nr. 271: Sonja Schölermann:
Vertikale Integration bei Postnetzbetreibern – Geschäftsstrategien und Wettbewerbsrisiken, Dezember 2005
- Nr. 272: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm:
Transaktionskosten der Nutzung des Internet durch Missbrauch (Spamming) und Regulierungsmöglichkeiten, Januar 2006
- Nr. 273: Gernot Müller, Daniel Schöffner, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:
Indikatoren zur Messung von Qualität und Zuverlässigkeit in Strom- und Gasversorgungsnetzen, April 2006
- Nr. 274: J. Scott Marcus:
Interconnection in an NGN Environment, Mai 2006
- Nr. 275: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Incumbents und ihre Preisstrategien im Telefondienst – ein internationaler Vergleich, Juni 2006
- Nr. 276: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:
Wettbewerbspolitische Bedeutung des Postleitzahlensystems, Juni 2006
- Nr. 277: Marcus Stronzik, Oliver Franz:
Berechnungen zum generellen X-Faktor für deutsche Strom- und Gasnetze: Produktivitäts- und Inputpreisdifferential, Juli 2006
- Nr. 278: Alexander Kohlstedt:
Neuere Theoriebeiträge zur Netzökonomie: Zweiseitige Märkte und On-net/Off-net-Tariffdifferenzierung, August 2006
- Nr. 279: Gernot Müller:
Zur Ökonomie von Trassenpreissystemen, August 2006
- Nr. 280: Franz Büllingen, Peter Stamm in Kooperation mit Prof. Dr.-Ing. Peter Vary, Helge E. Lüders und Marc Werner (RWTH Aachen):
Potenziale alternativer Techniken zur bedarfsgerechten Versorgung mit Breitbandzugängen, September 2006

- Nr. 281: Michael Brinkmann, Dragan Ilic:
Technische und ökonomische Aspekte des VDSL-Ausbaus, Glasfaser als Alternative auf der (vor-) letzten Meile, Oktober 2006
- Nr. 282: Franz Büllingen:
Mobile Enterprise-Solutions — Stand und Perspektiven mobiler Kommunikationslösungen in kleinen und mittleren Unternehmen, November 2006
- Nr. 283: Franz Büllingen, Peter Stamm:
Triple Play im Mobilfunk: Mobiles Fernsehen über konvergente Hybridnetze, Dezember 2006
- Nr. 284: Mark Oelmann, Sonja Schölermann:
Die Anwendbarkeit von Vergleichsmarktanalysen bei Regulierungsentscheidungen im Postsektor, Dezember 2006
- Nr. 285: Iris Böschen:
VoIP im Privatkundenmarkt – Marktstrukturen und Geschäftsmodelle, Dezember 2006
- Nr. 286: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:
Stand und Perspektiven der Telekommunikationsnutzung in den Breitbandkabelnetzen, Januar 2007
- Nr. 287: Konrad Zoz:
Modellgestützte Evaluierung von Geschäftsmodellen alternativer Teilnehmernetzbetreiber in Deutschland, Januar 2007
- Nr. 288: Wolfgang Kiesewetter:
Marktanalyse und Abhilfemaßnahmen nach dem EU-Regulierungsrahmen im Ländervergleich, Februar 2007
- Nr. 289: Dieter Elixmann, Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Internationaler Vergleich der Sektorperformance in der Telekommunikation und ihrer Bestimmungsgründe, Februar 2007
- Nr. 290: Ulrich Stumpf:
Regulatory Approach to Fixed-Mobile Substitution, Bundling and Integration, März 2007
- Nr. 291: Mark Oelmann:
Regulatorische Marktzutrittsbedingungen und ihre Auswirkungen auf den Wettbewerb: Erfahrungen aus ausgewählten Briefmärkten Europas, März 2007
- Nr. 292: Patrick Anell, Dieter Elixmann:
"Triple Play"-Angebote von Festnetzbetreibern: Implikationen für Unternehmensstrategien, Wettbewerb(s)politik und Regulierung, März 2007
- Nr. 293: Daniel Schäffner:
Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energiesektors, April 2007
- Nr. 294: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:
Ex-ante-Preisregulierung nach vollständiger Marktöffnung der Briefmärkte, April 2007
- Nr. 295: Alex Kalevi Dieke, Martin Zauner:
Arbeitsbedingungen im Briefmarkt, Mai 2007
- Nr. 296: Antonia Niederprüm:
Geschäftsstrategien von Postunternehmen in Europa, Juli 2007
- Nr. 297: Nicole Angenendt, Gernot Müller, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:
Stromerzeugung und Stromvertrieb – eine wettbewerbsökonomische Analyse, August 2007
- Nr. 298: Christian Growitsch, Matthias Wissner:
Die Liberalisierung des Zähl- und Messwesens, September 2007
- Nr. 299: Stephan Jay:
Bedeutung von Bitstrom in europäischen Breitbandvorleistungsmärkten, September 2007
- Nr. 300: Christian Growitsch, Gernot Müller, Margarethe Rammerstorfer, Prof. Dr. Christoph Weber (Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen):
Determinanten der Preisentwicklung auf dem deutschen Minutenreservemarkt, Oktober 2007