

Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
Prof. Dr.-Ing. A. Voß

IER

Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy • Institut d'Economie Énergétique et d'Utilisation Rationnelle de l'Énergie

Sonderdruck / Reprint

Regelenergiemarkt in Deutschland – Ausgestaltung und Preisanalyse

D. J. Swider
C. Weber

Veröffentlicht / Published in:

*Proceedings zur 3. Internationalen Energiewirtschaftstagung an
der TU Wien, Österreich, 12.-14.02.2003 (IEWT 2003)*

<http://info.tuwien.ac.at/iew> © 2003 TU Wien. Alle Rechte vorbehalten.

Dezember / December 2000

REGELENERGIEMARKT IN DEUTSCHLAND – AUSGESTALTUNG UND PREISANALYSE

Swider*, D.J., Weber, C.

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart
Heßbrühlstrasse 49a, 70565 Stuttgart, Deutschland

Zusammenfassung

Im Rahmen dieses Beitrags werden die Charakteristika der neu entstehenden Regelenenergiemärkte in Deutschland beschrieben und der Zusammenhang zwischen der Ausgestaltung der Märkte und den zu beobachtenden Preisen analysiert. Ausgehend von einer Darstellung der aktuellen Ausgestaltung der in Deutschland eingeführten Regelenenergiemärkte zeigt sich, dass erhebliche Anreize zur strategischen Preisstellung bestehen, die v. a. durch eine Erhöhung der Marktliquidität in Folge eines Poolens der Nachfrage gemindert werden können. Eine genauere Betrachtung der Preisentwicklung und -verteilung der veröffentlichten historischen Tagesmittelwerte der Leistungspreise für positive Minutenreserve zeigt, dass erst mit Anwendung moderner ökonomischer Methoden eine ausreichende Modellierung der vorliegenden Preisverteilung erreicht werden kann.

Bitte beachten:

Der komplette Beitrag wurde veröffentlicht in
Proceedings zur 3. Internationalen Energiewirtschaftstagung an
der TU Wien, Österreich, 12.-14.02.2003 (IEWT 2003)

Für den vorliegenden Beitrag wurde der Hauptautor, D. J. Swider,
im Rahmen des *Young Scientist Best Paper Award* ausgezeichnet.

*Korrespondierender Autor. E-mail: derk.jan@swider.de

REGELENERGIEMARKT IN DEUTSCHLAND – AUSGESTALTUNG UND PREISANALYSE

Derk Jan SWIDER[#] und Christoph WEBER

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart, Deutschland
[#] Dipl.-Ing. Derk Jan Swider. Tel.: +49-711-780-6115; Fax: +49-711-780-3953. E-Mail: ds@ier.uni-stuttgart.de.

1. Motivation und zentrale Fragestellung

Bedingt durch Auflagen und angedrohte Missbrauchsverfahren des Bundeskartellamts [1-5] wurden bzw. werden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) RWE Net AG (Februar 2001), E.ON Netz GmbH (Dezember 2001), EnBW Transportnetze AG (August 2002) und Vattenfall Europe Transmission GmbH (März 2003) jeweils eigene internetbasierte Beschaffungsmärkte für Regelenergie eingerichtet [6-8], die für alle technisch geeigneten Anbieter schrittweise zu öffnen sind. Im deutschen Strommarkt wird somit ein neues Marktsegment etabliert, welches die Anbieter (Kraftwerksbetreiber und Stromhändler) vor die Wahl stellt, zur Verfügung stehende Kraftwerkskapazitäten an einem Reserve- oder aber am Spotmarkt anzubieten.

Im Rahmen des Beitrags werden die Charakteristika dieses neuen Marktsegments beschrieben und der Zusammenhang zwischen der Ausgestaltung der Märkte und den zu beobachtenden Preisen analysiert. Insbesondere wird zwei Fragen nachgegangen, (1) ob durch ein Poolen der Nachfrage und / oder durch einen Übergang von den bislang praktizierten Auktionen nach dem Gebots- auf das Höchstpreisverfahren effizientere Märkte etabliert werden können, sowie (2) wie die bislang zu beobachtenden Preise auf den Regelenergiemärkten modelliert werden können.

2. Methodische Vorgehensweise

Ausgehend von einer Darstellung der aktuellen Ausgestaltung der in Deutschland eingeführten Regelenergiemärkte erfolgt am Beispiel der veröffentlichten historischen Tagesmittelwerte der Leistungspreise für positive Minutenreserve an den Märkten der RWE Net AG und der E.ON Netz GmbH eine Analyse der Preisentwicklung und Preisverteilung. Beim Markt der RWE Net AG kann dazu für einen Teilzeitraum auch auf eine Entwicklung der Marktvolumina zurückgegriffen werden. Abgeleitet aus den Analyseergebnissen ist die Anwendung verschiedener Modelle der Zeitreihenanalyse (ARMAX, GARCH, Gaussian-Mixture, Switching-Regime) möglich, die insbesondere bezüglich ihrer Fähigkeit die zu beobachtenden Preisverteilungen wiederzugeben verglichen werden.

3. Ergebnisse

Die Analyse der bestehenden Ausgestaltung der in Deutschland eingeführten Regelenergiemärkte zeigt u. a., dass es sich um stark fragmentierte, unvollständige, oligopolistische Märkte handelt, die in Teilen ihrer Ausgestaltung zumindest fragwürdig bezüglich der Anforderungen des Bundeskartellamts sind. Durch den bestehenden uneinheitlichen Markt, den komplizierten Marktzugang sowie das unkoordinierte Timing der Regelenergieausschreibungen kommt es zu einer relativ geringen Liquidität an den einzelnen Märkten, wodurch erhebliche Anreize zur strategischen Preisstellung entstehen.

Die Analyse der historischen Zeitreihen der Tagesmittelwerte der Leistungspreise für positive Minutenreserve an den Märkten der RWE Net AG und der E.ON Netz GmbH zeigt u. a. das Vorliegen der auch vom Spotmarkt bekannten „Fat-Tails“, d. h. ein erheblich häufigeres Auftreten von hohen Preissprüngen als bei einer Normalverteilung zu erwarten wäre. Bei der Anwendung der oben erwähnten Modelle der Zeitreihenanalyse können daher die beobachtbaren Preisverteilungen sowohl mit reinen ARMAX- als auch mit GARCH-Ansätzen aufgrund der Annahme normalverteilter Störgrößen nicht in ausreichender Genauigkeit wiedergeben werden. Durch die Einführung einer Kombination von mindestens zwei Normalverteilungen (Preisregimes) ist dagegen eine Beschreibung der zu beobachtenden „Fat-Tails“ möglich. Dabei sind bereits durch einen Gaussian-Mixture-Ansatz erhebliche Verbesserungen in der Wiedergabe der vorliegenden Preisverteilungen möglich. Weitere Verbesserungen werden durch die Anwendung eines Switching-Regime-Ansatzes erhalten.

4. Schlussfolgerungen

Zur ersten eingangs gestellten Frage nach der Etablierung effizienterer Märkte kann festgehalten werden, dass bei der aktuellen Ausgestaltung der Regelenergiemärkte in Deutschland erhebliche Anreize zur strategischen Preisstellung bestehen. Effizientere Märkte könnten etabliert werden, wenn diese Anreize gemindert werden, wie dies vor allem durch eine Erhöhung der Marktliquidität in Folge eines Poolens der Nachfrage möglich ist. Dabei kann durch einen Übergang von Auktionen nach dem Gebots- auf das Höchstpreisverfahren das Hindernis der gerechten Verteilung der eingegangenen Angebote auf die beteiligten ÜNB überwunden werden.

Zur zweiten eingangs gestellten Frage nach der Modellierung der bislang zu beobachtenden Preise auf den Regelenergiemärkten lässt sich festhalten, dass durch die Anwendung moderner ökonomischer Modelle, wie dem Gaussian-Mixture- oder dem Switching-Regime-Ansatz, eine erhebliche Verbesserung der Abbildung der vorliegenden Preisverteilung und z. T. auch der Prognose möglich ist. Die aus der Modellierung ableitbaren Erwartungswerte der zukünftigen Preise sowie der zu erwartenden Preisverteilungen ermöglichen in einem nächsten Schritt die Erstellung optimierter Angebote für den Regelenergiemarkt unter Berücksichtigung der zu erwartenden Preisunsicherheiten.

Literatur

- [1] BkartA (2000): Az. B8-U-309/99 – RWE/VEW
- [2] BkartA (2000): Az. B8-40200-U-132/00 – E.ON/HeinGas/HEW
- [3] BkartA (2001): Pressemeldung vom 30.10.2001: Missbrauchsverfahren gegen Bewag, EnBW, HEW und VEAG wegen unbilliger Abrechnung von Regelenergie.
- [4] BkartA (2002): Pressemeldung vom 21.02.2002: Missbrauchsverfahren gegen EnBW im Bereich Regelenergie eingestellt.
- [5] BkartA (2002): Pressemeldung vom 19.08.2002: Missbrauchsverfahren gegen Bewag, HEW und VEAG im Bereich Regelenergie eingestellt.
- [6] RWE Net AG: <http://www.rwenet.com>, Stand: Januar 2003
- [7] E.ON Netz GmbH: <http://www.eon-netz.com>, Stand: Januar 2003
- [8] EnBW Transportnetze AG: <http://www.enbw.de>, Stand: Januar 2003

REGELENERGIEMARKT IN DEUTSCHLAND – AUSGESTALTUNG UND PREISANALYSE

Derk Jan SWIDER[#] und Christoph WEBER

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart, Deutschland

[#] Dipl.-Ing. Derk Jan Swider. Tel.: +49-711-780-6115; Fax: +49-711-780-3953. E-Mail: ds@ier.uni-stuttgart.de.

Kurzfassung

Im Rahmen dieses Beitrags werden die Charakteristika der neu entstehenden Regelenergiemärkte in Deutschland beschrieben und der Zusammenhang zw. der Ausgestaltung der Märkte und den zu beobachtenden Preisen analysiert. Ausgehend von einer Darstellung der aktuellen Ausgestaltung der in Deutschland eingeführten Regelenergiemärkte zeigt sich, dass erhebliche Anreize zur strategischen Preisstellung bestehen, die v. a. durch eine Erhöhung der Marktliquidität in Folge eines Poolens der Nachfrage gemindert werden können. Eine genauere Betrachtung der Preisentwicklung und -verteilung der veröffentlichten historischen Tagesmittlerwerte der Leistungspreise für positive Minutenreserve zeigt, dass erst mit Anwendung moderner ökonomischer Methoden eine ausreichende Modellierung der vorliegenden Preisverteilung erreicht werden kann.

1. Einleitung

Auf Grund der nur bedingten Speicherfähigkeit von Elektrizität ist stets für ein Gleichgewicht zw. Erzeugung und Nachfrage zu sorgen. Im deutschen Elektrizitätsmarkt wird diese Aufgabe von den nach der Liberalisierung des Marktes aus den ehemaligen Verbundunternehmen hervorgegangenen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) wahrgenommen. Jeder ÜNB ist dabei für ein abgegrenztes Regelgebiet alleine verantwortlich (gebietsbezogenes Monopson) und hat dazu etwaige Leistungsbilanzabweichungen mit Hilfe eines dreistufigen Regelungsvorgangs, bestehend aus Primär-, Sekundär- und Minutenreserve, auszuregeln. Die dazu notwendige Regelenergie wurde bisher weitgehend innerhalb des jeweiligen Konzerns über den zugeordneten Kraftwerksbetreiber beschafft, der somit als alleiniger Anbieter fungierte (Monopol). Diese Marktstrukturen verschafften den beteiligten Unternehmen beträchtliche Verhaltensspielräume, welche zu einem nicht nachvollziehbaren Abrechnungssystem für Regel- und Systemleistungen führten. Um einen verstärkten Anbieterwettbewerb herbeizuführen machte das Bundeskartellamt daher im Rahmen von Kartellverfahren betreffend RWE und VEW [1] sowie E.ON, Heingas und HEW [2] Auflagen, die den Regelmarkt für alle technisch geeigneten Anbieter schrittweise öffnen sollten.

Mit den Auflagen wurde den ÜNB vorgeschrieben, ab Februar 2001 (RWE Net AG) bzw. Dezember 2001 (E.ON Netz GmbH), Primär- und Sekundärreserve für einen Zeitraum von maximal sechs Monaten auszuschreiben und getrennt nach positiver und negativer Reserve kostenminimal zu beschaffen. Minutenreserve ist täglich auszuschreiben und auf Basis stündlicher Gebote zu beschaffen. Bei der Auswahl der Angebote ist allein auf technische Anforderungen, nicht auf den Standort des Anbieters abzustellen. Dazu haben die ÜNB die zu erfüllenden technischen Anforderungen für die Teilnahme an der Ausschreibung zu nennen, und die Eignung der Anbieter im Rahmen eines Präqualifikationsverfahrens zu klären. Zur Erhöhung der Markttransparenz sind die Ausschreibungsergebnisse zeitnah und in anonymisierter Form zu veröffentlichen. Eine weitere Konkretisierung erfolgte nicht.

Gegen die verbleibenden ÜNB, EnBW sowie die inzwischen zur Vattenfall Europe gehörenden HEW, VEAG und Bewag, wurden durch das Bundeskartellamt im Oktober 2001 Missbrauchsverfahren eingeleitet [3]. In diesen wurde den Unternehmen vorgeworfen, ihre Position als ÜNB auszunutzen, um so unangemessen hohe Preise bei der Abrechnung von Regel- und Systemleistungen durchzusetzen. Das Verfahren gegen EnBW wurde im Februar 2002, das gegen Vattenfall Europe im August 2002 eingestellt [4, 5]. Beide Unternehmen hatten sich zum August 2002 (EnBW Transportnetze AG) bzw. September 2002 (Vattenfall Europe Transmission GmbH) zur transparenten marktgerechten Beschaffung von Regelenergie in Übereinstimmung mit den oben beschriebenen Auflagen bereit erklärt.

Im Rahmen des Beitrags werden die Charakteristika dieses neu entstandenen Segments im deutschen Elektrizitätsmarkt beschrieben und der Zusammenhang zw. der Ausgestaltung der Märkte und den zu beobachtenden Preisen analysiert. Insbesondere wird zwei Fragen nachgegangen, (1) ob durch ein Poolen der Nachfrage effizientere Märkte etabliert werden können, sowie (2) wie die bislang zu beobachtenden Preise auf den Regelenergiemärkten modelliert werden können.

2. Marktausgestaltung

Die einzelnen ÜNB betreiben, den Auflagen folgend, jeweils eigene internetbasierte Beschaffungsmärkte und sind somit weiterhin alleinige Nachfrager. Weitere Marktteilnehmer befinden sich nur auf der Anbieterseite, wobei dort prinzipiell Kraftwerksbetreiber und Stromhändler agieren können. Der allgemeine Handelsablauf ist in Abb. 1 skizziert. Nachfolgend werden die wichtigsten Merkmale der bereits seit längerem etablierten Märkte der RWE Net AG und der E.ON Netz GmbH bzgl. der verschiedenen Phasen des Handelsablaufs vergleichend diskutiert [6- 9]. Der Schwerpunkt wird auf die täglich gehandelte Minutenreserve gelegt, da sie ein alternatives Segment zum Spotmarkt darstellt und so von besonderer Bedeutung für potenzielle Anbieter ist, vgl. Tab. 1.

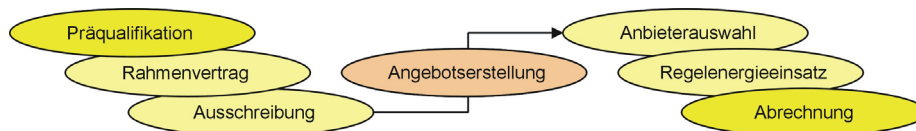


Abb. 1: Prinzipieller Handelsablauf an deutschen Regelenergiemärkten

Ein potenzieller Anbieter hat vor der Zulassung an einem Regelenergiemarkt im Rahmen der *Präqualifikation* nachzuweisen, dass die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen (v. a. technische Kompetenz) erbracht werden können. Durch die rel. hohen Anforderungen ist die Anzahl der an den Märkten präqualifizierten Anbieter gering. Am E.ON-Markt sind beispielsweise nach den Fusionen zur neuen Vattenfall Europe nur 5 Anbieter präqualifiziert [7]. Das somit vorliegende Oligopol begünstigt tendenziell strategisches Verhalten einzelner Anbieter und das Ausüben von Marktmacht. Dies gilt in besonderem Maße für Regelenergiemärkte, da die Nachfrager durch die Trennung von Netzbetrieb und Erzeugung keinerlei Möglichkeit zur Speicherung des Handelsgutes haben, mit der eine Begrenzung von Anbietermacht möglich wäre.

Nach erfolgreicher Präqualifikation wird zw. dem ÜNB und dem jeweiligen Anbieter ein *Rahmenvertrag* abgeschlossen, der alle technischen, administrativen, operativen und kommerziellen Rahmenbedingungen festlegt.

Die *Ausschreibungen* zur Beschaffung von Minutenreserve erfolgen täglich, wobei die jeweils ausgeschriebene Leistung im Vorfeld durch den ÜNB bestimmt wird. Für die Preisbildung ist von besonderer Bedeutung, dass (1) die nachgefragte Leistung nicht preiselastisch ist, sowie (2) die nachgefragte Arbeit erst nach der Erbringung vollständig bekannt ist. Ein zusätzliches Charakteristikum der aktuellen Situation ist die unterschiedliche Produktdefinition hinsichtlich der Erbringungszeiträume. Im Bereich der Minutenreserve schreibt RWE täglich für fünf Zeiträume von je 4 bzw. 8 Stunden aus, während E.ON für zwei in Hoch- und Niedertarif eingeteilte Zeiträume ausschreibt. Die uneinheitlichen Zeiträume erschweren den Vergleich der Angebotspreise und behindern so den Ausgleich bestehender Preisdifferenzen (Arbitrage). Weiterhin gilt, dass bei kürzeren Erbringungszeiträumen eine größere Zahl von Kraftwerken ihre zeitlich befristeten Überschusskapazitäten anbieten können.

Tab. 1: Ausgestaltungsmerkmale deutscher Minutenreservemärkte, nach [6- 9]

	RWE Net AG	E.ON Netz GmbH	EnBW Transportnetze AG	Vattenfall Europe Transmission GmbH
Ausschreibungszeitraum	täglich	täglich	täglich (ab Feb. 03)	täglich (ab Mrz. 03)
Leistungsnachfrage	+1030 MW / -760 MW	+1100 MW / -400 MW	+ 350 MW / - 500 MW	+ 700 MW / - 790 MW
Minimale Angebotsleistung	+ - 30 MW	+ - 50 MW	+ - 30 MW	+ - 30 MW
Angebotsgestaltung	L, P _{AP} , P _{LP} 5 Angebotszeiträume ¹⁾	L, P _{AP} , P _{LP} HT- / NT-Zeit ²⁾	L, P _{AP} , P _{LP} HT- / NT-Zeit ³⁾	L, P _{AP} , P _{LP} 5 Angebotszeiträume ¹⁾
Leistungsbereitstellungsdauer	mindestens 4 Std.	gesamter Angebotszeitraum	gesamter Angebotszeitraum	mindestens 4 Std.
Angebotsauswahl	P _{LP}	P _{LP}	P _{LP}	P _{LP} und P _{AP} (Optimierungsalgorithmus)
Abrechnung und Vergütung	Gebotspreisverfahren	Höchstpreisverfahren	Gebotspreisverfahren	Gebotspreisverfahren
Angebotsabgabe	Vortag, 14 Uhr ⁴⁾	Vortag, 10 Uhr ⁴⁾	Vortag, 12 Uhr ⁴⁾	Vortag, n. b.
Zuschlagsentscheidung	Vortag, 18 Uhr ⁴⁾	Vortag, 12 Uhr ⁴⁾	Vortag, 14 Uhr ⁴⁾	Vortag, n. b.

¹⁾

0- 4 Uhr, 4- 8 Uhr, 8- 16 Uhr, 16- 20 Uhr, 20- 24 Uhr

²⁾

HT-Zeit: Mo-Fr 6- 22 Uhr sowie Sa, So 8- 13 Uhr; NT-Zeit: sonst

³⁾

HT-Zeit: Mo-Fr 8- 20 Uhr; NT-Zeit: sonst

⁴⁾

Handel nur an Werktagen

Bei der *Angebotserstellung* wird ein Anbieter seine Angebotsleistungen und -preise nach gewinnmaximalen Gesichtspunkten ermitteln. Neben den bereits angesprochenen unterschiedlichen Erbringungszeiträumen ist dabei insb. auf den spätesten Zeitpunkt der Angebotsabgabe zu achten. Ein Anbieter steht grundsätzlich vor der Wahl, zur Verfügung stehende Kraftwerkskapazitäten an einem Minutenreserve- oder am Spotmarkt anzubieten. Am deutschen Spotmarkt, der European Energy Exchange AG (EEX), sind für die geschlossene Auktion bis 12 Uhr eines Tages die für den nächsten Tag geltenden Kaufs- und Verkaufsvolumina mit ihren jeweiligen Preisen einzustellen, die Abwicklung erfolgt bis 13 Uhr. An den Reservemärkten sind die Angebote dagegen bei E.ON bis 10 und bei RWE bis 14 Uhr einzustellen, die Zuschlagsentscheidung wird bis 12 bzw. 18 Uhr mitgeteilt. Diese unterschiedlichen Marktöffnungszeiten sorgen dafür, dass ein Anbieter am E.ON-Markt ohne, am RWE-Markt dagegen mit Kenntnis der für den Angebotstag ermittelten Spotpreise (Opportunitätskosten) anbietet, was direkte Auswirkungen auf die Angebotspreise hat.

Die *Angebotsauswahl* hat bei den ÜNB unter kostenminimalen Gesichtspunkten zu erfolgen und die Entscheidungen sind zeitnah zu veröffentlichen. Bis zum 31. Oktober 2002 veröffentlichte RWE für jeden der fünf Angebotszeiträume jedes Angebot anonymisiert mit Leistung, Preisen und der jeweiligen Zuschlagsentscheidung. E.ON veröffentlicht dagegen nur eine Arbeitspreisspanne, sowie

einen über den Tag gemittelten Leistungspreis jeweils für positive und negative Reserve. Dieses Verfahren wurde von RWE zum 1. November 2002 übernommen. Aktuell wird vom Bundeskartellamt überprüft, ob diese untransparente Veröffentlichungspraxis mit den Auflagen konform ist [10].

Der *Regelenergieeinsatz* erfolgt nach kostenminimalen Gesichtspunkten. Die ausgewählten Anbieter werden nach steigenden Arbeitspreisen (Merit Order) eingesetzt, bis die erforderliche Regelleistung zur Verfügung steht.

Der letzte Punkt des allgemeinen Handelsablaufs ist die *Abrechnung und Vergütung*. Bei der Minutenreserve wird für die Vorhaltung der Leistung ein Options- oder Leistungspreis bezahlt, durch den das Recht zur Regelenergienachfrage vergütet wird. Zusätzlich wird ein Arbeitspreis gezahlt, mit dem der tatsächliche Einsatz vergütet wird. Grundsätzlich kann dies nach dem Gebots- oder dem Höchstpreisverfahren erfolgen. Beim Gebotspreisverfahren (Pay-as-Bid) wird jedes in Anspruch genommene Angebot mit seinem individuellen Leistungs- und Arbeitspreis vergütet (Preisdifferenzierung). Beim Höchstpreisverfahren bestimmt dagegen das teuerste eingesetzte Angebot (Grenzangebot) den abzurechnenden Preis. Letzteres Verfahren hat auf den ersten Blick für die ÜNB, und damit für die Endkunden, den Nachteil, dass so höhere Bezugskosten für Regelenergie entstehen, da auch Angebote mit einem vergleichsweise niedrigen Arbeitspreis zum jeweiligen Höchstpreis abgerechnet werden. Prinzipiell ist aber zu beachten, dass Ausschreibungen nach dem Gebots- viel stärkere Anreize zur strategischen Preisstellung liefern als solche nach dem Höchstpreisverfahren. Ein Grund dafür ist, dass beim Höchstpreisverfahren aus Sicht eines Anbieters kein zwingender Zusammenhang zw. Gebotspreis und Erlösen vorhanden ist. Es wird somit eher ein niedrigerer Angebotspreis gewählt, um so die Zuschlagswahrscheinlichkeit zu erhöhen. Dementsprechend zeigen experimentelle Studien, dass die Verwendung des Gebotspreisverfahrens nicht zu niedrigeren Preisen führt, vgl. z. B. [11, 12].

3. Preisanalyse

Generell werden bei der Elektrizitätspreisanalyse stets Periodizität, Volatilität, Preissprünge und Mean-Reversion als Charakteristika herausgestellt, vgl. z. B. [13, 14]. Bei den Regelenergiemärkten in Deutschland kann somit der Frage nachgegangen werden, ob hier ähnliche Charakteristika vorliegen. Dazu ist die mittlere werktägliche Preisentwicklung am Spotmarkt der EEX in Abb. 2 und die der Leistungspreise für positive Minutenreserve an den Regelenergiemärkten von RWE und E.ON in Abb. 3 dargestellt. In Tab. 2 werden einige statistische Kenngrößen zusammengefasst.

Tab. 2: Statistische Kenngrößen der Preisentwicklung an den betrachteten Märkten

	RWE Net AG ¹⁾		E.ON Netz GmbH ²⁾		European Energy Exchange AG ³⁾	
	y_t	Δy_t	y_t	Δy_t	y_t	Δy_t
Min ³⁾	127.60	-377.52	105.44	-23.72	12.40	-131.35
Max ³⁾	872.93	235.98	210.75	17.98	240.26	182.19
Mittelwert ³⁾	271.12	0.02	156.68	0.01	27.73	-0.01
Stdabw ³⁾	111.83	28.67	27.09	4.55	16.04	14.20
Kurtosis	5.19	103.12	2.26	13.51	108.99	101.55
Schiefe	1.02	-4.37	0.50	-0.87	9.04	3.58

¹⁾

Betrachtungszeitraum:
01.08.01 bis 30.12.02

²⁾

Betrachtungszeitraum:
03.03.02 bis 30.12.02

³⁾

Regelmärkte: EUR/MW
Spotmarkt: EUR/MWh

Die *Periodizität* von Elektrizitätspreisen beruht auf periodischen Schwankungen von Ökonomie, Unternehmensaktivitäten und Wetter und kann dabei in tägliche, wöchentliche und monatliche Periodizität unterschieden werden. Am Regenergiemarkt kann beobachtet werden, dass es sowohl eine tägliche als auch eine wöchentliche Periodizität gibt. Beide verlaufen sehr ähnlich zu denen am Spotmarkt, wobei von den Nachfragern in den jeweiligen On-Peak-Zeiten deutlich höhere Preise zu zahlen sind als in den Off-Peak-Zeiten. Eine monatliche Periodizität ist bisher nicht zu identifizieren.

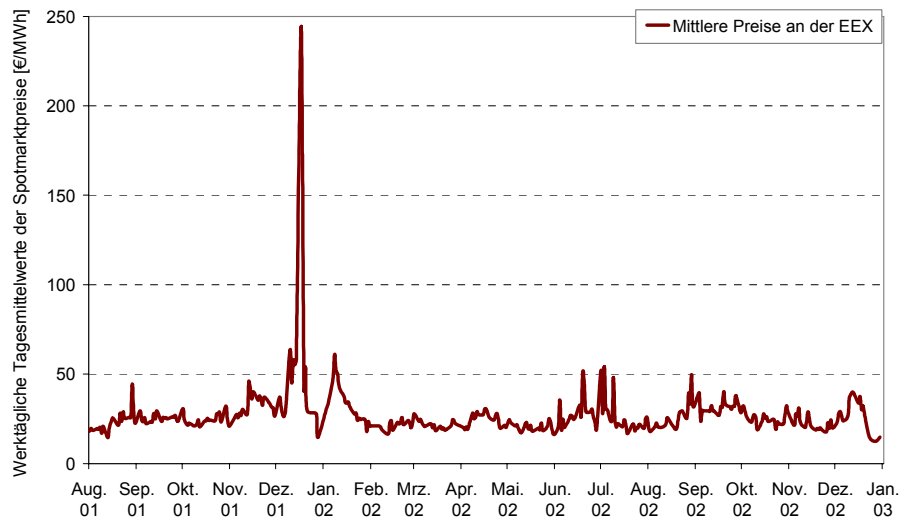


Abb. 2: Zeitreihe mittlerer Spotmarktpreise an Werktagen

Eine rel. hohe *Volatilität* und eine Tendenz zur Bildung von Volatilitätsclustern, also dass nach großen bzw. kleinen Preisänderungen tendenziell wieder große bzw. kleine Preisänderungen folgen, ist an beiden deutschen Regenergiemärkten zu beobachten (bedingte Heteroskedastizität). Dabei kann festgestellt werden, dass die bisher zu beobachtenden Preisschwankungen im Regelfall deutlich geringer als die am Spotmarkt sind. Zu den Gründen für die hohe Volatilität am Spotmarkt zählt u. a. die geringe Preiselastizität bei hoher Wetterabhängigkeit der Nachfrage. Im Gegensatz dazu ist die Nachfrage am Regenergiemarkt stets konstant, wodurch die Marktakteure deutlich weniger auf exogene Faktoren reagieren, was zu geringeren Preisschwankungen führt. Bei einem Vergleich der beiden deutschen Regenergiemärkte fällt auf, dass am E.ON-Markt eine deutlich geringere Volatilität zu beobachten ist. Dies lässt sich v. a. durch die Marktöffnungszeit erklären, die beim E.ON-Markt vor dem Start des Spotmarkthandels liegt. Bei der Abgabe möglichst optimaler Gebote sind daher am E.ON-Markt nicht die realen, sondern die zu erwartenden Spotmarktpreise als Opportunitätskosten zu berücksichtigen. Diese beruhen auf Prognosen und sind i. d. R. deutlich „glatter“ als die realen Preise. Entsprechend geringere Auswirkungen haben reale Preisschwankungen am Spotmarkt auf die Preise am E.ON-Markt. Beim RWE-Markt können dagegen durch die spätere Marktöffnung die aktuellen Preisinformationen des Spotmarktes bei der Angebotsabgabe berücksichtigt werden. Dies wird auch durch einen Korrelationskoeffizienten von 0.21 zw. den werktäglichen mittleren EEX-Spotmarkt- und den RWE-Leistungspreisen bestätigt und hat eine vergleichsweise hohe Volatilität zur Folge.

Preissprünge konnten in der Vergangenheit v. a. am RWE-Markt beobachtet werden. Durch einen Vergleich mit der Preisentwicklung am Spotmarkt wird deutlich, dass dabei alle bisherigen Preissprünge durch solche am Spotmarkt erklärt werden können. Durch einen Vergleich mit den bis zum 31. Oktober 2002 veröffentlichten Angebotsvolumina kann zusätzlich gezeigt werden, dass an den betroffenen Tagen auch die Angebotsvolumina rel. gering waren. Am 19. Juni 2002, an dem ein deut-

licher anhaltender Preissprung zu beobachten war, lag beispielsweise eine tagesdurchschnittliche Unterdeckungen der Reserveleistung vor. Dies kann v. a. dadurch erklärt werden, dass minutenreservefähige Kraftwerkskapazitäten zu rel. hohen Preisen am Spotmarkt nachgefragt wurden, und somit nicht für den nach der Spotmarktauktion startenden Regelenenergiemarkt der RWE zur Verfügung standen. Bisher scheint der E.ON-Markt auf Preissprünge am Spotmarkt kaum zu reagieren.

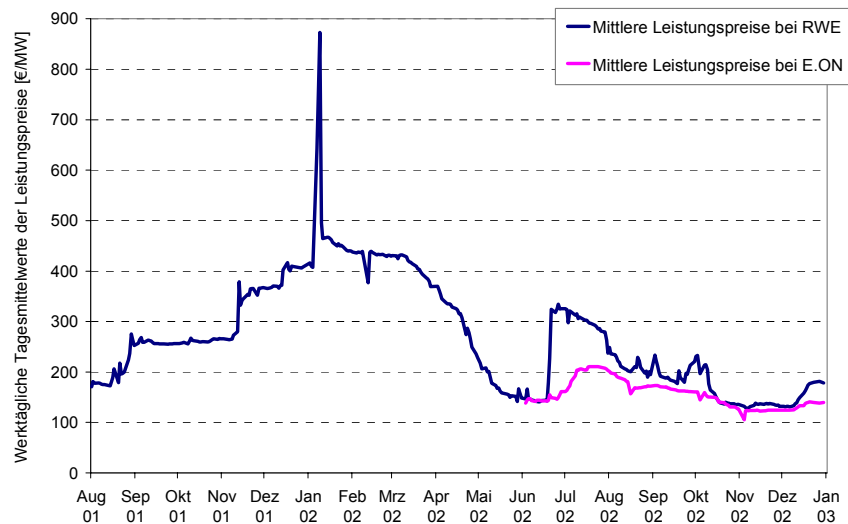


Abb. 3: Zeitreihen mittlerer Leistungspreise an Werktagen

Eine Tendenz zum *Mean-Reversion*, also der Tendenz zur Ausbildung von Schwankungen um ein langfristiges Gleichgewicht, ist im Unterschied zum Spotmarkt bei den Regelenenergiemärkten nicht zu beobachten. Es ist dagegen auffällig, dass nach Preissprüngen ein Rückgang der Preise auf ein höheres als das ursprüngliche Niveau erfolgt. Zusätzlich besteht eine Tendenz zur Preisstarrheit, von einem erreichten Preisniveau erfolgt daher nur eine langsame Rückkehr zu niedrigeren Preisen. Beides sind klare Zeichen für das Vorliegen eines unvollständigen Anbieterwettbewerbs, vgl. z. B. [15]. Beispielsweise hat sich am RWE-Markt nach dem Preissprung am 8. Januar 2002 ein Preisplateau auf hohem Niveau ausgebildet und die Preise gingen erst ab März langsam zurück. Dieser Trend wurde Anfang Juni mit der Einführung des E.ON-Marktes und der damit einhergehenden geringeren Liquidität gestoppt. Es ist weiterhin auffällig, dass sich die Märkte nach dem am 19. Juni 2002 erfolgten Preissprung deutlich auseinanderentwickelten. Die Stellung strategisch hoher Preise am RWE-Markt ist an den folgenden Tagen klar erkennbar, während die Preise am E.ON-Markt zunächst niedrig blieben und ein Ausgleich der Preise zw. den Märkten nur langsam erfolgte.

4. Ökonometrische Modelle zur Zeitreihenanalyse

Zur weiteren Untersuchung der bisherigen Preiszeitreihen an den deutschen Regelenenergiemärkten werden in diesem Beitrag ökonometrische Modellansätze verwendet, bei denen eine bestimmte Anzahl von Parametern mit Hilfe der Maximierung der Log-Likelihood-Funktion L in Gl. (1) empirisch geschätzt werden können. Die Log-Likelihood-Funktion beschreibt die Wahrscheinlichkeitsdichte der Beobachtungen und wird über die Summation der für alle diskreten Beobachtungen $t = 1, \dots, T$ bestimmten natürlichen Logarithmen der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion f in Abhängigkeit von der konditional bzgl. der zum jeweiligen Vorzeitpunkt verfügbaren Informationen ψ_{t-1} vorliegenden Störgröße ε_t berechnet.

$$\text{Maximiere } L = \sum_{t=1}^T \ln(f[\varepsilon_t | \psi_{t-1}]) \quad (1)$$

Für die durch die Funktion f beschriebene Verteilung der Störgrößen kann die Normalverteilungshypothese in Gl. (2) angenommen werden. Dabei sind die zeitinvarianten Parameter μ , Erwartungswert, und σ , Standardabweichung, der Verteilung so zu bestimmen, dass mit ihnen die Log-Likelihood-Funktion maximal wird.

$$f[\varepsilon_t | \psi_{t-1}] = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \cdot \exp\left(-\frac{\varepsilon_t - \mu}{\sigma}\right)^2 \quad (2)$$

Die Störgröße ε_t wird aus der Differenz zw. der Beobachtungsgröße y_t und einem Prognosewert \hat{y}_t gebildet. Der Prognosewert kann dabei in einem ersten Schritt über den ARMA(p, q)-Ansatz in Gl. (3) bestimmt werden. Dieser beruht auf der Berücksichtigung zeitlich zurückliegender Werte und ist eine Kombination eines autoregressiven Anteils (AR) und eines gleitenden Durchschnitts (Moving-Average, MA). Der AR-Anteil hat dabei die Ordnung p und der MA-Anteil die Ordnung q , d. h. die zu prognostizierende Größe wird mit p zurückliegenden Beobachtungsgrößen y_{t-z} , $z = 1, \dots, p$ und q zurückliegenden Prognosefehlern ε_{t-z} , $z = 1, \dots, q$ berechnet. Die zugehörigen Parameter α_z , $z = 1, \dots, p$ und β_z , $z = 1, \dots, q$ sind mit Hilfe der Maximierung der Log-Likelihood-Funktion zu schätzen.

$$y_t = \hat{y}_t + \varepsilon_t = \sum_{z=1}^p \alpha_z y_{t-z} + \sum_{z=1}^q \beta_z \varepsilon_{t-z} + \varepsilon_t \quad (3)$$

Eine Erweiterung des bisher betrachteten Ansatzes stellt die Berücksichtigung einer zeitabhängigen Standardabweichung im Rahmen des GARCH(p, q)-Modells in Gl. (4) dar. Mit diesem kann eine Berücksichtigung der häufig an Elektrizitätsmärkten zu beobachtenden bedingten Heteroskedastizität erfolgen. Die Varianz wird über einen konstanten Parameter ω , sowie einen AR-Anteil der Ordnung p und einen MA-Anteil der Ordnung q berechnet. Es ist sicherzustellen, dass die Varianz zu jedem Zeitpunkt t positiv ist, die dazu hinreichenden Bedingungen sind $\omega > 0$, $\alpha_z \geq 0$, $z = 1, \dots, p$ und $\beta_z \geq 0$, $z = 1, \dots, q$.

$$\sigma_t^2 = \omega + \sum_{z=1}^p \alpha_z \sigma_{t-z}^2 + \sum_{z=1}^q \beta_z \varepsilon_{t-z}^2 \quad (4)$$

Werden bei eine Preisverteilung sog. „Fat-Tails“ beobachtet, also das deutlich häufigere Auftreten von hohen Preisabweichungen als bei einer Normalverteilung zu erwarten wäre, dann kann die Normalverteilungshypothese zu Gunsten der Mixture-Verteilung in Gl. (5) aufgegeben werden. Bei dieser erfolgt eine über die Eintrittswahrscheinlichkeiten λ_j gewichtete Kombination von m Normalverteilungen.

$$f[\varepsilon_t | \psi_{t-1}] = \sum_{j=1}^m (P[S = j | \psi_{t-1}] \cdot f[\varepsilon_t | S = j, \psi_{t-1}]) = \sum_{j=1}^m (\lambda_j \cdot f[\varepsilon_t | S = j, \psi_{t-1}]) \quad (5)$$

Jede nach Gl. (6) bestimmte Normalverteilung f stellt dabei ein eigenes durch die zeitinvariante Zustandsvariable S gekennzeichnetes Preisregime j dar. Die Eintrittswahrscheinlichkeiten sind mit Hilfe der Maximierung der Log-Likelihood-Funktion zu schätzen. Die Erwartungswerte μ_j und Standardabweichungen σ_j der Preisregimes werden als konstant angesehen.

$$f[\varepsilon_t | S = j, \psi_{t-1}] = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_j} \cdot \exp\left(-\frac{\varepsilon_t - \mu_j}{\sigma_j}\right)^2 \quad (6)$$

Mit Hilfe des Switching-Regime-Ansatzes in Gl. (7) kann durch die Berücksichtigung zeitvariabler Eintrittswahrscheinlichkeiten für die durch die jetzt zeitvariable Zustandsvariable S_t gekennzeichneten Preisregimes j einer Mixture-Verteilung eine weitere Modellerweiterung erfolgen.

$$f[\varepsilon_t | \psi_{t-1}] = \sum_{j=1}^m (P[S_t = j | \psi_{t-1}] \cdot f[\varepsilon_t | S = j, \psi_{t-1}]) \quad (7)$$

Da der Zustand S_t des Systems nicht beobachtet werden kann, ist für die Bestimmung der Zuordnung in ein Preisregime ein rekursives Verfahren wie der Hamilton-Filter notwendig [16]. Wird von einem Markov-Switching mit zwei Regimes ($m = 2$), einer Abhängigkeit der Zustandsvariable S_t vom Vorzeitpunkt und zeitinvarianten Wahrscheinlichkeiten für den Übergang zw. den Regimes ausgegangen, so kann die Übergangsmatrix T nach Gl. (8) verwendet werden. Die Übergangsmatrix gibt die Wahrscheinlichkeiten wieder, mit denen zw. zwei Zeitpunkten entweder ein Wechsel von einem Regime auf das nächste erfolgt, oder aber der Prozess im jeweiligen Regime verbleibt.

$$T = \begin{bmatrix} P[S_t = 1 | S_{t-1} = 1] & P[S_t = 2 | S_{t-1} = 1] \\ P[S_t = 1 | S_{t-1} = 2] & P[S_t = 2 | S_{t-1} = 2] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \rho_{11} & 1 - \rho_{22} \\ 1 - \rho_{11} & \rho_{22} \end{bmatrix} \quad (8)$$

Die in Gl. (7) benötigten Eintrittswahrscheinlichkeiten werden mit Hilfe der in der Übergangsmatrix T angegebenen Übergangswahrscheinlichkeiten nach Gl. (9) berechnet.

$$P[S_t = j | \psi_{t-1}] = \sum_{i=1}^2 (P[S_t = j | S_{t-1} = i] \cdot P[S_{t-1} = i | \psi_{t-1}]) \quad (9)$$

Der Start des rekursiven Filters erfolgt mit den nach Gl. (10) berechneten konditionalen Eintrittswahrscheinlichkeiten der beiden Preisregimes zum Zeitpunkt $t = 0$.

$$P[S_0 = 1 | \psi_0] = \frac{1 - \rho_{22}}{2 - \rho_{22} - \rho_{11}} \quad \text{und} \quad P[S_0 = 2 | \psi_0] = \frac{1 - \rho_{11}}{2 - \rho_{22} - \rho_{11}} \quad (10)$$

Die Eintrittswahrscheinlichkeiten zu allen Zeitpunkten $t > 0$ werden nach Gl. (11) berechnet.

$$P[S_t = j | \psi_t] = \frac{P[S_t = j | \psi_{t-1}] \cdot f[\varepsilon_t | S_t = j, \psi_{t-1}]}{f[\varepsilon_t | \psi_{t-1}]} \quad (11)$$

5. Preismodellierung und -prognose

Bei der Analyse der Preisentwicklung konnte festgestellt werden, dass an den deutschen Regelenergiemärkten Preisschwankungen und z. T. erhebliche Preissprünge zu beobachten sind. Nachfolgend wird untersucht, welche der oben beschriebenen Modelle in diesem Fall die besten Ergebnisse liefern. Dabei wird der Schwerpunkt der Betrachtung auf eine möglichst gute Wiedergabe der Preisverteilung gelegt. Sämtliche Berechnungen wurden mit Hilfe von MATLAB™ durchgeführt. Die Schätzung der Parameter erfolgte über die Minimierung der negativen Log-Likelihood-Funktion durch Anwendung der MATLAB™-internen Berechnungsroutine *fmincon*, welche die Sequentielle Quadratische Programmierung zur Lösung des nicht-linearen Optimierungsproblems verwendet.

Eine erste Analyse der an den betrachteten Märkten vorliegenden Preisverteilungen kann mit Hilfe von Histogrammen der werktäglichen Leistungspreisänderungen erfolgen, Abb. 4. Es wird deutlich, dass die Preisverteilungen eine deutliche Häufung von sehr kleinen Preisänderungen aufweisen und im Verhältnis dazu häufiger rel. große Preisänderungen auftreten, als bei einer Normalverteilung zu erwarten wären („Fat-Tails“). Dies wird auch durch die hohen Werte für die Kurtosis in Tab. 2 bestätigt, die auf starke Abweichungen von einer Normalverteilung hinweisen. In Abb. 4 wird dieser Punkt graphisch veranschaulicht, indem an die historischen Verteilungen jeweils eine Normalverteilung und eine aus zwei Normalverteilungen gebildete Mixture-Verteilung angepasst wurde. Es ist erkennbar, dass die realen Preisverteilungen mit Hilfe von Mixture-Verteilungen deutlich besser wiedergegeben werden können als mit Normalverteilungen.

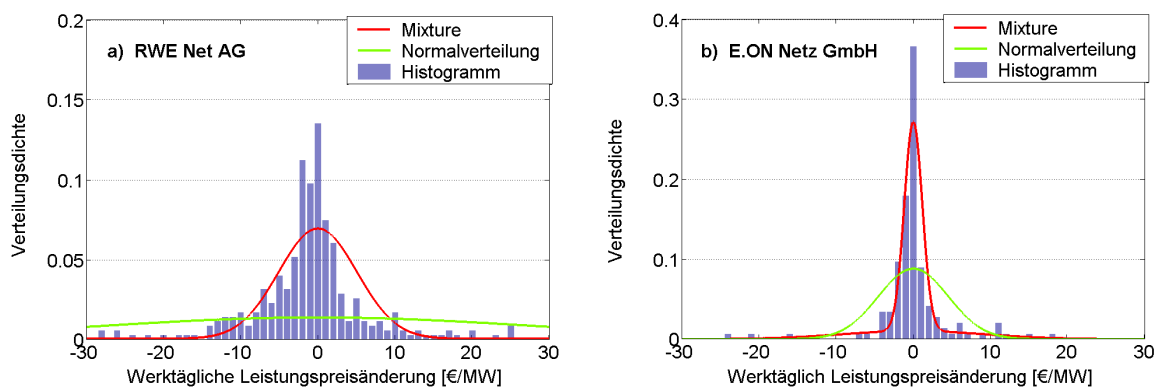


Abb. 4: Änderungen mittlerer Leistungspreise an Werktagen

Da der Schwerpunkt der Betrachtung auf einer möglichst guten Wiedergabe der Preisverteilung liegt, wird im ARMA-Modell auf eine Berücksichtigung möglicherweise relevanter exogener Einflussgrößen verzichtet. Grundsätzlich erfolgt hier nicht die Prognose der absoluten Preise, sondern der nach Gl. (12) gebildeten skalierten Preisänderungen. Die Skalierung wird gewählt, um das Auftreten eines rangdefizienten Falls der Optimierungsmatrix, wodurch das Gleichungssystem nicht mehr eindeutig gelöst werden kann, in den verwendeten Matlab™-Routinen zu vermeiden.

$$\Delta y_t^* = \frac{\Delta y_t}{s} = \frac{y_t - y_{t-1}}{s} \quad \text{hier } s = 100 \quad (12)$$

Die Schätzungen der Parameter der verwendeten Modelle, der jeweilige Wert der Log-Likelihood-Funktion sowie das prozentuale Bestimmtheitsmaß (R^2) und der maximale absolute prozentuale Fehler (MAPE) sind in Tab. 3 vergleichend dargestellt und werden nachfolgend diskutiert.

Im Rahmen von ersten Untersuchungen zur Identifikation der Modellordnung konnte festgestellt werden, dass die Preisentwicklung am RWE-Markt mit einem ARMA(3,1) und die am E.ON-Markt mit einem ARMA(1,1) mit ausreichender Genauigkeit prognostiziert werden kann. Dabei wird bei RWE ein MAPE von 3.7 % und bei E.ON von 1.5 % erhalten. Der bessere Wert am E.ON-Markt ist v. a. durch die schwankungsärmere Preisentwicklung zu erklären. Die geschätzten Parameter der angenommenen Normalverteilungen spiegeln diesen Sachverhalt wieder, wobei der Erwartungswert an beiden Märkten nahe Null liegt und die (rückskalierte) Standardabweichung am RWE-Markt mit 27.5 €/MW deutlich höher als am E.ON-Markt mit 4.5 €/MW ist.

Auf den ARMA-Modellen aufbauend wird eine zeitabhängige Änderung der Varianz mit dem GARCH-Modell berücksichtigt, wobei eine Untersuchungen zur Identifikation der Modellordnung gezeigt hat, dass an beiden Märkten mit einem GARCH(1,1) gute Ergebnisse zu erreichen sind. Besonders auffällig ist, dass an beiden Märkten kein nennenswerter Einfluss der autoregressiven Varianzkomponente festzustellen ist ($\alpha_1 = 0$). Während sich die Prognosegenauigkeit im Vergleich zum ARMA-Modell kaum geändert hat, wird bei einem Vergleich der gestiegenen Werte der Log-Likelihood-Funktion deutlich, dass insb. am RWE-Markt eine deutlich Verbesserung der Abbildung der vorliegenden Verteilung erreicht werden konnte.

Tab. 3: Verteilungs- und Prognoseergebnisse der betrachteten Modelle

	RWE Net AG				E.ON Netz GmbH			
	ARMA	+ GARCH	+ Mixture	+ Switching	ARMA	+ GARCH	+ Mixture	+ Switching
α_1 (ARMA)	0.462	-0.272	0.657	0.652	-0.315	1.059	0.695	0.783
α_2 (ARMA)	-0.078	0.036	0.034	0.074	-	-	-	-
α_3 (ARMA)	-0.218	0.020	0.032	0.036	-	-	-	-
β_1 (ARMA)	-0.487	-0.048	-0.488	-0.488	0.151	-0.727	-0.479	-0.545
λ_1	1.000	1.000	0.188	-	1.000	1.000	0.235	-
λ_2	-	-	0.812	-	-	-	0.765	-
μ_1	0.000	-0.001	0.026	0.011	0.000	-0.004	0.006	0.004
μ_2	-	-	-0.006	-0.003	-	-	-0.003	-0.003
σ_1	0.275	-	0.693	0.651	0.045	-	0.095	0.093
σ_2	-	-	0.037	0.034	-	-	0.010	0.010
ω	-	0.026	-	-	-	0.001	-	-
α_1 (GARCH)	-	0.000	-	-	-	0.000	-	-
β_1 (GARCH)	-	0.694	-	-	-	0.788	-	-
ρ_{11}	-	-	-	0.747	-	-	-	0.727
ρ_{22}	-	-	-	0.930	-	-	-	0.904
LL-Fkt	-43.81	92.83	329.81	366.80	241.99	260.01	331.45	342.89
R²	93.97%	92.49%	92.71%	92.51%	97.31%	96.58%	96.99%	96.95%
MAPE	3.73%	3.31%	3.03%	3.04%	1.53%	1.65%	1.46%	1.46%

Wird die Varianz wieder als zeitinvariant angesehen, dafür aber die Normalverteilungshypothese aufgegeben, so ist eine noch deutlichere Verbesserung der Wiedergabe der vorliegenden Verteilung möglich. Bei der Kombination von zwei Normalverteilungen im Mixture-Modell können daher an beiden Märkten erheblich gestiegene Werte der Log-Likelihood-Funktion beobachtet werden. Dabei sind die Steigerungen am RWE-Markt deutlich größer, was mit obiger Diskussion zur Preisverteilung korrespondiert (s. Tab. 2 und Abb. 4). Die Erwartungswerte der beiden betrachteten Preisregimes liegen jeweils nahe bei Null, wobei das Regime mit der geringeren Standardabweichung eine deutlich höhere Eintrittswahrscheinlichkeit aufweist. Am RWE-Markt hat Regime 1 beispielsweise eine Eintrittswahrscheinlichkeit von $\lambda_1 = 18.8\%$ und eine Standardabweichung von 69.3 €/MW, während Regime 2 mit $\lambda_2 = 81.2\%$ durch eine Standardabweichung von 3.7 €/MW gekennzeichnet ist. Am E.ON-Markt sind entsprechend obiger Diskussion zur schwankungsärmeren Preisentwicklung die Unterschiede zw. den Regimes mit Standardabweichungen von $\sigma_1 = 9.5$ €/MW ($\lambda_1 = 23.5\%$) und $\sigma_2 = 1.0$ €/MW ($\lambda_2 = 76.5\%$) deutlich geringer. Auch bei der Prognose sind Verbesserungen zu beobachten, was darauf hinweist, dass durch die Aufgabe der Normalverteilungshypothese eine verbesserte Schätzung der Parameter möglich ist.

Abschließend erfolgt eine Berücksichtigung der zeitabhängigen Änderung der Eintrittswahrscheinlichkeiten mit dem Switching-Regime-Modell. Dabei ändern sich die Erwartungswerte und Standardabweichungen der einzelnen Preisregimes im Vergleich zum Mixture-Modell nur geringfügig. Die geschätzten Übergangswahrscheinlichkeiten zw. den Regimes (ρ_{11} , ρ_{22}) zeigen, dass bei der Preisentwicklung an beiden Märkten eine sehr hohe Wahrscheinlichkeit besteht, dass von einem Zeitschritt zum nächsten kein Übergang auf ein anderes Regime erfolgt. Befindet sich beispielsweise der Preisprozess am RWE-Markt im Regime 2 ($\sigma_2 = 3.4 \text{ €/MW}$), so wird er mit einer Wahrscheinlichkeit von $\rho_{22} = 93,0 \%$ auch im nächsten Zeitschritt in diesem Regime verbleiben. Befindet sich der Prozess im Regime 1 ($\sigma_1 = 65.1 \text{ €/MW}$), so ist die Wahrscheinlichkeit in diesem Regime im nächsten Zeitschritt zu verbleiben mit $\rho_{11} = 74.7 \%$ noch immer recht hoch. Durch eine genauere Betrachtung der Preisschwankungen an beiden Märkten kann gezeigt werden, dass die Phasen hoher Volatilität rel. kurz sind und schnell in schwankungsärmere Phasen übergehen, was die höhere Wahrscheinlichkeit für einen Verbleib im schwankungsärmeren Regime 2 erklärt. Weiterhin ist zu erkennen, dass bzgl. der Prognosegenauigkeit keine Verbesserungen gegenüber dem Mixture-Modell zu verzeichnen sind, während die Wiedergabe der Verteilung insb. am RWE-Markt deutlich gesteigert werden konnte.

6. Schlussfolgerungen

Die Analyse der bestehenden Ausgestaltung der in Deutschland eingeführten Regelenergiemärkte zeigt, dass es sich um stark fragmentierte, unvollständige, oligopolistische Märkte handelt, die in Teilen ihrer Ausgestaltung zumindest fragwürdig bzgl. der Anforderungen des Bundeskartellamts sind. Durch den bestehenden uneinheitlichen Markt, den komplizierten Marktzugang sowie das unkoordinierte Timing der Regelenergieausschreibungen kommt es zu einer rel. geringen Liquidität an den einzelnen Märkten, wodurch erhebliche Anreize zur strategischen Preisstellung entstehen. Zur ersten eingangs gestellten Frage nach der Etablierung effizienterer Märkte kann somit festgehalten werden, dass effizientere Märkte etabliert werden könnten, wenn es gelingt, diese Anreize zu mindern. Die Nachfrager wollen dies durch eine Verringerung der Preistransparenz erreichen. Diesem Vorgehen ist entgegenzuhalten, dass bei einer verringerten Preistransparenz die Signalfunktion des Preises nicht mehr gewährleistet ist. Es ist zu befürchten, dass zukünftig eine mögliche Knappheit an regelfähigen Kraftwerkskapazitäten nicht rechtzeitig wahrgenommen werden kann. Daher ist zumindest eine Publikation von zeitsegment-spezifischen Arbeits- und Leistungspreisen zu fordern. Eine langfristige Verbesserung des Wettbewerbs ist dagegen zu erreichen, wenn eine Erhöhung der Marktliquidität in Folge eines Poolens der Nachfrage durch Etablierung eines einheitlichen Marktes angestrebt wird. Dabei kann durch einen Übergang von Auktionen nach dem Gebots- auf das Höchstpreisverfahren das Hindernis der gerechten Verteilung der eingegangenen Angebote auf die beteiligten ÜNB überwunden werden und eine weitere Minderung der Anreize zur strategischen Preisstellung erfolgen.

Weiterhin hat die Analyse der historischen Zeitreihen der Tagesmittelwerte der Leistungspreise für positive Minutenreserve an den Märkten der RWE Net AG und der E.ON Netz GmbH das Vorliegen der auch vom Spotmarkt bekannten „Fat-Tails“ gezeigt. Bei der Anwendung ökonomischer Modelle zur Zeitreihenanalyse konnten daher die beobachtbaren Preisverteilungen sowohl mit reinen ARMA- als auch mit GARCH-Ansätzen aufgrund der Annahme normalverteilter Störgrößen nicht in ausreichender Genauigkeit wiedergeben werden. Durch die Einführung einer Kombination von mindestens zwei Normalverteilungen (Preisregimes) mit Hilfe eines Gaussian-Mixture-Ansatzes ist dage-

gen eine erhebliche Verbesserung der Wiedergabe der vorliegenden Preisverteilungen möglich. Weitere Verbesserungen werden durch die Anwendung eines, deutlich komplexeren, Switching-Regime-Ansatzes erhalten. Zur zweiten eingangs gestellten Frage nach der Modellierung der bislang zu beobachtenden Preise auf den Regelenergiemärkten lässt sich somit festhalten, dass durch die Anwendung moderner ökonometrischer Modelle, wie dem Gaussian-Mixture- oder dem Switching-Regime-Ansatz, eine erhebliche Verbesserung der Abbildung der vorliegenden Preisverteilung und z. T. auch der Prognose möglich ist. Die aus der Modellierung ableitbaren Erwartungswerte der zukünftigen Preise sowie der zu erwartenden Preisverteilungen ermöglichen in einem nächsten Schritt die Erstellung optimierter Angebote für den Regelenergiemarkt unter Berücksichtigung der zu erwartenden Preisunsicherheiten.

Quellenverzeichnis

- [1] BkartA (2000): Az. B8-U-309/99 – RWE/VEW
- [2] BkartA (2000): Az. B8-40200-U-132/00 – E.ON/HeinGas/HEW
- [3] BkartA (2001): Pressemeldung vom 30.10.2001: Missbrauchsverfahren gegen Bewag, EnBW, HEW und VEAG wegen unbilliger Abrechnung von Regelenergie.
- [4] BkartA (2002): Pressemeldung vom 21.02.2002: Missbrauchsverfahren gegen EnBW im Bereich Regelenergie eingestellt.
- [5] BkartA (2002): Pressemeldung vom 19.08.2002: Missbrauchsverfahren gegen Bewag, HEW und VEAG im Bereich Regelenergie eingestellt.
- [6] RWE Net AG: <http://www.rwenet.com>, Stand: Januar 2003
- [7] E.ON Netz GmbH: <http://www.eon-netz.com>, Stand: Januar 2003
- [8] EnBW Transportnetze: <http://www.enbw.de>, Stand: Januar 2003
- [9] Vattenfall Europe Transmission GmbH: <http://www.veag.de>, Stand: Januar 2003
- [10] Persönliche Korrespondenz mit Mitarbeitern des Bundeskartellamts, Stand: November 2002
- [11] Bower, J. und Bunn, D.W. (2000) A Model-based Comparison of Pool and Bilateral Market Mechanisms for Electricity Trading. *Energy Journal*, Vol. 21, Nr. 3, S. 1- 29
- [12] Mount, T., Thomas, R., Vossler, Ch. und Zimmermann, R. (2002) *Empirical Evidence about the Persistence of High Prices in a Soft Cap Auction for Electricity*. Präsentation auf der IAEE International Conference, Aberdeen, 26.- 29. Juni 2002
- [13] Pilipović, D. (1998) *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives*. McGraw-Hill.
- [14] Clewlow, L. und Strickland, C. (2000) *Energy Derivatives: Pricing and Risk Management*. Larcima Publications.
- [15] Wied-Nebbeling, S. (1994) *Markt- und Preistheorie*. Springer-Verlag.
- [16] Kim, C.-J. und Nelson, C. R. (1999) *State-Space Models with Regime-Switching: Classical and Gibbs-Sampling Approaches with Applications*. MIT Press.