



Weitere Informationen finden Sie auf unserer Website:

<http://bet-aachen.de/beratung/netzberatung/>  
<http://bet-aachen.de/beratung/marktberatung/>  
<http://bet-aachen.de/beratung/managementberatung/>



BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT  
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

**AACHEN** | HAMM | LEIPZIG

Theaterstraße 58-60  
D-52062 Aachen  
Telefon +49.(0)241.47 062-0  
Telefax +49.(0)241.47 062-60  
E-Mail [info@bet-aachen.de](mailto:info@bet-aachen.de)  
Internet [www.bet-aachen.de](http://www.bet-aachen.de)

Studie zur Marktgestaltung der  
**Regel- und Ausgleichsenergie**  
vor dem Hintergrund des neuen EnWG

**R • A • E - Studie**

**Aachen, den 16. Januar 2006**

**Bearbeitung:**

Dipl.-Ing. **Dominic Nailis**

Dr.-Ing. **Michael Ritzau**

# Inhaltsverzeichnis

Seite

<b>1</b>	<b>Aufgabenstellung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Rahmenbedingungen</b>	<b>3</b>
2.1	<b>Grundlagen und Begriffe der Regel- und Ausgleichsenergie</b>	<b>3</b>
2.1.1	Funktionsweise des Marktes	3
2.1.2	Ablauf und Bestandteile der Regelung	5
2.1.3	Beschaffung der Regelenergie	7
2.2	<b>Historische rechtliche Rahmenbedingungen</b>	<b>8</b>
2.2.1	Auflagen des Bundeskartellamtes Fusion RWE/VEW	8
2.2.2	Geltung und Wirkung für die anderen ÜNB	11
2.2.3	Vorgaben der Verbändevereinbarungen	11
2.3	<b>Heutige rechtliche Rahmenbedingungen</b>	<b>12</b>
2.3.1	Relevante Punkte in Gesetz und Verordnungen	12
2.3.2	Analyse	16
2.4	<b>Weitere Bestimmungen und Regelungen</b>	<b>18</b>
2.5	<b>Bedeutung der Thematik für die Akteure der Energiewirtschaft</b>	<b>18</b>
2.6	<b>Berücksichtigung unterschiedlicher Arten von Bilanzkreisen</b>	<b>20</b>
2.7	<b>Ziele aus Sicht der BKV</b>	<b>22</b>
2.8	<b>Zusammenfassung zu Kapitel 2</b>	<b>24</b>
<b>3</b>	<b>Fokus 1: Regelenergiemarkt</b>	<b>26</b>
3.1	<b>Verbesserung der Datenbasis</b>	<b>26</b>
3.2	<b>Analyse des Ist-Zustandes</b>	<b>27</b>
3.2.1	Liquidität des Marktes	27
3.2.2	Präqualifikations-Verfahren	29
3.2.3	Regelungsinhalte des TransmissionCode 2003, Anhang D	29
3.2.4	Auswirkung der Präqualifikation	33
3.2.5	Intransparenz des RE- Marktes und der Gebote	33
3.2.6	Historie der RE-Preise	36
3.2.7	Preisgefüge Leistungs- und Arbeitspreis	44
3.2.8	Divergenz Spot- und RE-Markt	44
3.2.9	Suboptimaler Einsatz der Minutenreserve	45

3.2.10	Frage der innerdeutschen Netzengpässe .....	47
3.2.11	"Gegeneinander-Regeln" der deutschen Regelzonen.....	48
3.2.12	Zeitlicher Ablauf der Auktionen der Regelennergie und des Spotmarktes .....	49
3.2.13	Zusammenfassung zur Ist-Situation der Regelennergie .....	51
<b>3.3</b>	<b>Eckpunkte zur Umsetzung der heutigen Gesetzeslage (RE).....</b>	<b>52</b>
3.3.1	Die Präqualifikation .....	52
3.3.2	RE-Produkte: Arten und Einsatz.....	53
3.3.3	Einbeziehen des Bilanzkreises EEG.....	54
3.3.4	Problematik der Kraftwerksreserve des Erzeugers .....	57
3.3.5	Neue Marktteilnehmer im RE-Markt.....	59
3.3.6	Gemeinsame Bewirtschaftung der vier getrennten Regelzonen .....	59
3.3.7	Transparenz.....	60
3.3.8	Zusammenfassung zur Umsetzung der heutigen Gesetzeslage, hier: Regelennergie.....	61
<b>3.4</b>	<b>Stichpunkte zu einer Weiterentwicklung des RE-Marktes .....</b>	<b>62</b>
<b>4</b>	<b>Fokus 2: Ausgleichsenergie.....</b>	<b>64</b>
<b>4.1</b>	<b>Analyse des Ist-Zustandes.....</b>	<b>64</b>
4.1.1	Intransparenz der Preisbildung der AE .....	64
4.1.2	Historie: Preise und Regelzonensalden .....	65
4.1.3	Divergenz von Spotmarkt und Ausgleichsenergie.....	68
4.1.4	"Rampeneffekt" .....	70
4.1.5	Missbrauchs begriff in Bilanzkreisverträgen.....	73
4.1.6	Zusammenfassung zum Ist-Zustand der Ausgleichsenergie.....	74
<b>4.2</b>	<b>Eckpunkte zur Umsetzung der heutigen Gesetzeslage (AE).....</b>	<b>75</b>
4.2.1	Erweiterte Datenveröffentlichung.....	75
4.2.2	Bilanzkreisabrechnung, Verfügbarkeit der Bilanzkreis-Daten.....	75
4.2.3	Bilanzabweichungen und mögliche Ursachen .....	77
4.2.4	Verringerung von Bilanzabweichungen durch Intraday-Handel.....	80
4.2.5	Verringerung der Divergenz von Spotmarkt und AE-Preisen .....	80
4.2.6	Einheitlicher Ausgleichsenergiepreis .....	83
4.2.7	Zusammenfassung zur Umsetzung der heutigen Gesetzeslage, hier: Ausgleichsenergie .....	84
<b>4.3</b>	<b>Stichpunkte zu einer zukünftigen Ausgestaltung des Bilanzkreissystems .....</b>	<b>84</b>
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung, Fazit und Ausblick .....</b>	<b>86</b>

<b>6</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>91</b>
<b>6.1</b>	<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>91</b>
<b>6.2</b>	<b>Datenanfrage ÜNB .....</b>	<b>92</b>
6.2.1	Anschreiben .....	92
6.2.2	Empfänger.....	95
6.2.3	Antwortschreiben.....	96
6.2.3.1	Antwortschreiben RWE .....	96
6.2.3.2	Antwortschreiben E.ON .....	97
6.2.3.3	Antwortschreiben EnBW.....	99
6.2.3.4	Antwortschreiben VET .....	101

## Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1:</b>	<b>Regel- und Ausgleichsenergie, Saldo der Regelzone</b>	<b>4</b>
<b>Abbildung 2:</b>	<b>Ablauf des Regelungsvorgangs zur Frequenz-Leistungs-Regelung</b>	<b>5</b>
<b>Abbildung 3:</b>	<b>Bieteranzahl E.ON</b>	<b>27</b>
<b>Abbildung 4:</b>	<b>Bieteranzahl RWE und E.ON, historisch</b>	<b>28</b>
<b>Abbildung 5:</b>	<b>Veröffentlichung Sekundärregelung, 1. Vergabeperiode RWE (alte Form)</b>	<b>34</b>
<b>Abbildung 6:</b>	<b>Veröffentlichung Sekundärregelung, 1. Vergabeperiode RWE (heutige Form)</b>	<b>35</b>
<b>Abbildung 7:</b>	<b>Primärregelung: Jahres-Leistungspreise</b>	<b>37</b>
<b>Abbildung 8:</b>	<b>Sekundärregelung: Jahres-Leistungspreise</b>	<b>38</b>
<b>Abbildung 9:</b>	<b>Positive Minutenreserve: Jahres-Leistungspreise</b>	<b>39</b>
<b>Abbildung 10:</b>	<b>Negative Minutenreserve: Jahres-Leistungspreise</b>	<b>40</b>
<b>Abbildung 11:</b>	<b>Positive Sekundärregelung: Arbeitspreise</b>	<b>41</b>
<b>Abbildung 12:</b>	<b>Negative Sekundärregelung: Arbeitspreise</b>	<b>42</b>
<b>Abbildung 13:</b>	<b>Positive Minutenreserve: Arbeitspreise</b>	<b>43</b>
<b>Abbildung 14:</b>	<b>Ablauf der Gebotsfristen Minutenreserve und EEX</b>	<b>50</b>
<b>Abbildung 15:</b>	<b>Zuordnung der Kunden zu Bilanzkreisen, hier RWE</b>	<b>56</b>
<b>Abbildung 16:</b>	<b>Mögliche Folgen eines Kraftwerksausfalls</b>	<b>57</b>
<b>Abbildung 17:</b>	<b>Bildung des Ausgleichsenergie-Preises, hier EnBW</b>	<b>65</b>
<b>Abbildung 18:</b>	<b>Saldo und Ausgleichsenergiepreis, RWE</b>	<b>66</b>
<b>Abbildung 19:</b>	<b>Saldo und Ausgleichsenergiepreis, E.ON</b>	<b>67</b>
<b>Abbildung 20:</b>	<b>Saldo und Ausgleichsenergiepreis, EnBW</b>	<b>67</b>
<b>Abbildung 21:</b>	<b>Saldo und Ausgleichsenergiepreis, VET</b>	<b>68</b>
<b>Abbildung 22:</b>	<b>Stunden-Mittelwerte der AE-Preise sowie des EEX-Spotmarktes, 01.08.2004-31.07.2005, werktags</b>	<b>69</b>
<b>Abbildung 23:</b>	<b>Stunden-Mittelwerte der AE-Preise sowie des EEX-Spotmarktes, 01.08.2004-31.07.2005, samstags/sonntags</b>	<b>70</b>
<b>Abbildung 24:</b>	<b>Viertelstunden-Mittelwerte der Ausgleichsenergie, Jahreszeitraum, RWE</b>	<b>72</b>
<b>Abbildung 25:</b>	<b>Kraftwerksausfälle in der E.ON Regelzone</b>	<b>83</b>

## Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 1:</b>	<b>Festlegungen und Gestaltungsspielräume EnWG/NZV</b>	<b>17</b>
<b>Tabelle 2:</b>	<b>Salden und Zahlbeträge der vier Regelzonen</b>	<b>76</b>

## 1 Aufgabenstellung

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen der deutschen Energiewirtschaft haben durch das Inkrafttreten des EnWG am 13. Juli 2005 sowie der zugehörigen Verordnungen am 29. Juli 2005 eine neue Ausprägung erfahren. Neben vielen anderen Bereichen ist hiervon der der Regel- und Ausgleichsenergie besonders betroffen. Erstmals besteht nun Rechtssicherheit in Bezug auf manche Festlegungen zum Regelenergiemarkt. Dies hat – dem Mechanismus des Marktes folgend – nicht nur Auswirkungen auf die konkrete Gestaltung des Regelenergiemarktes, sondern darüber hinaus auch auf den Bereich der Ausgleichsenergie, der Netznutzungsentgelte der Höchstspannungsebene.

Vor diesem Hintergrund haben die Stadtwerke Hannover AG, Stadtwerke Düsseldorf AG, RheinEnergie AG, Köln, Stadtwerke Leipzig GmbH, swb AG Bremen; SüdWestStrom - Südwestdeutsche Stromhandels GmbH, 24sieben GmbH, Kiel, citiworks AG, München sowie MVV Energie AG, Mannheim das vorliegende Gutachten in Auftrag gegeben.

Motivation und Absicht der Auftraggeber lassen sich hierbei wie folgt zusammenfassen: Der Bilanzkreisverantwortliche ist bezüglich der Ausgleichsenergie dem Angebotsmonopol der ÜNB ausgesetzt. Daher ist es erforderlich, sachgerechte Regeln zu definieren, die das Bilanzkreismanagement einerseits sicher handhabbar machen und andererseits für den BKV einen klaren und verlässlichen Rahmen bilden. Um einen weitestgehend störungsfreien Umgang mit Ausgleichsenergie etablieren zu können, ist eine deutliche Erhöhung der Transparenz notwendig sowie Regeln, die zu einem liquiden, fairen Wettbewerb auf dem Regelenergiemarkt führen. Basis für die Sachgerechtigkeit ist die Gewährleistung einer umfassenden Informationsmöglichkeit über den Markt für Regelenergie und damit die Transparenz der Daten und auch der Verfahren. In einem transparenten Regelenergiemarkt ohne unnötige Eintrittsschwellen belebt sich der Wettbewerb. Dies ist positiv, auch für die Ausgleichsenergieseite und macht regulatorische Eingriffe oder gar Pönalien überflüssig. Die im Gesetz vorgegebene erweiterte Zusammenarbeit der ÜNB kann außerdem zu Einsparungen durch Effizienzsteigerung führen. Auf diesem Wege soll somit das Ziel verfolgt werden, den Markt einem volkswirtschaftlichen Optimum näher zu bringen, ohne dass durch Regularien dauerhaft eingegriffen werden muss, wenn der Rahmen richtig gesetzt und ausgestaltet wird.

Die neuen Regelungen setzten größtenteils die Bisherigen fort: Viele Bestandteile, z. T. auch unbefriedigend geregelte Details, wurden in den aktuellen Gesetzesrahmen übernommen. In vielen Detailpunkten allerdings sind die vorliegenden Gesetzestexte nicht ausreichend detailliert bzw. interpretationsbedürftig. Um das Ziel eines wettbewerblich funktionierenden Regelenergiemarktes und eines Ausgleichsenergiemechanismus zu erreichen, bedarf es daher eben der genannten Ausgestaltung und Präzisierung durch die betroffenen Unternehmen und sicherlich auch der Festlegung weiterer Eckpunkte durch die Bundesnetzagentur. Dies stellt eine Chance dar, alte und neue Defizite zu identifizieren und zu beheben.

In diesem gedanklichen Zusammenhang soll das vorliegende Gutachten einen konstruktiven Diskussionsbeitrag liefern, der den Übertragungsnetzbetreibern (Bilanzkoordinatoren) und der Bundesnetzagentur zur Kenntnis gegeben werden kann. Mit Hilfe sachlicher und objekti-

ver Analysen und Vorschläge kann so ein Beitrag zur Wettbewerbsförderung unter Wahrung der legitimen Interessen aller Beteiligten gelingen, so dass das benannte Ziel einer volkswirtschaftlich optimalen Lösung ein Stück näher rückt. Darüber hinaus sollen mögliche, sinnvolle Weiterentwicklungen der heutigen Rahmenbedingungen umrissen werden.

## 2 Rahmenbedingungen

### 2.1 Grundlagen und Begriffe der Regel- und Ausgleichsenergie

Elektrische Energie ist wirtschaftlich nicht in nennenswerten Mengen speicherbar, ihre Erzeugung muss zu jedem Zeitpunkt genau dem Verbrauch entsprechen. Diese genaue Abstimmung von Erzeugung und Entnahme gewährleistet nicht jeder einzelne Versorger oder Händler. Stattdessen macht man sich die Systemeigenschaft der Stromnetze zunutze, dass Ausgleichsprozesse ablaufen und sich die Ungleichgewichte, die einzelne Lieferanten oder Händler nie ganz vermeiden können, stets zu Teilen kompensieren. Es ist hilfreich, die Begriffe "Regelenergie" und "Ausgleichsenergie" in diesem Zusammenhang klar zu definieren und fürderhin nicht zu vermischen, obschon dies in der alltäglichen Diskussion nicht selten geschieht.

#### 2.1.1 Funktionsweise des Marktes

Für den tatsächlichen Ausgleich der saldierten Ungleichgewichte aller Bilanzgruppen oder -kreise zeichnen die Systemoperatoren (TSO<sup>1</sup>) bzw. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verantwortlich. Aufgrund der bereits angesprochenen Vergleichmäßigungsprozesse sind die Übertragungsnetze in der UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité), die fast alle kontinentaleuropäischen Staaten umfasst, verbunden und die TSO kooperieren in einem einheitlichen Regelungsverfahren, der sog. „Frequenz-Leistungs-Regelung“.

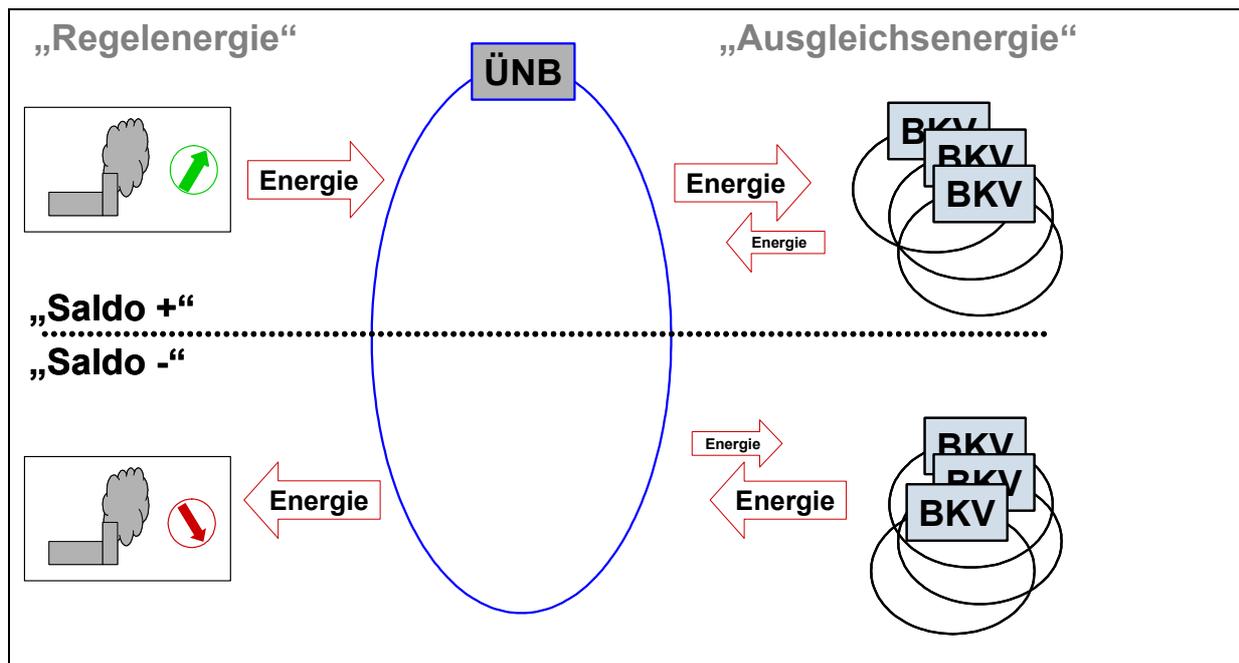
Die zu diesem Zweck physisch eingesetzte und von Kraftwerken oder Verbrauchern mehr oder weniger produzierte oder bezogene Energie (all diese Kombinationen sind denkbar) wird als "**Regelenergie**" (RE) bezeichnet und im Verhältnis zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und bestimmten vertraglich gebundenen Partnern (z. B. Kraftwerksbetreibern) gehandelt.

Jeder Bilanzkreisverantwortliche (BKV) muss in Angrenzung zum Obigen feststellen, dass auf Grund von Prognoseungenauigkeiten, Produktionsausfällen oder anderen Unwägbarkeiten seine Kundenlast von der eingekauften und/oder produzierten Menge elektrischer Energie abweicht. Diese Abweichungen werden als "Bilanzabweichung" bezeichnet und zwischen dem BKV und dem ÜNB verrechnet. Diese zwischen BKV und ÜNB verrechneten Energiemengen bezeichnet man als "**Ausgleichsenergie**" (AE).

Die zwei Begriffe beschreiben also die zwei Seiten einer und derselben Medaille, wie auch anhand von Abbildung 1 deutlich wird:

---

<sup>1</sup> TSO: Nach der englischen Bezeichnung "Transmission System Operator", im deutschen System eine durch den ÜNB erfüllte Aufgabe



**Abbildung 1: Regel- und Ausgleichsenergie, Saldo der Regelzone**

Die Abbildung fasst die Nomenklatur der deutschen ÜNB zusammen. Auf der linken Bildseite ist die Regelenergie, also das Beschaffungsverhältnis zwischen ÜNB und (z. B.) Kraftwerksbetreibern dargestellt. Auf der rechten Seite ist die Ausgleichsenergie thematisiert, die zwischen dem BKV und dem ÜNB gehandelt wird.

Außerdem sind zwei grundverschiedene Situationen der Regelzone dargestellt: In der oberen Bildhälfte die sog. "positive Regelzone", in der die Gesamtheit der BKV zusätzliche Energie benötigt (der einzelne BKV kann hiervon abweichen). Hier wird also durch den ÜNB Regelenergie angekauft und als Ausgleichsenergie an die BKV weiterverkauft. Wichtig hierbei ist die Feststellung, dass der Saldo der Ausgleichsenergie-Mengen gerade der Regelenergie entspricht, ein einzelner BKV aber in der Situation der positiven Regelzone durchaus überschüssige Energie in seinem Bilanzkreis beobachten kann. Dies wird als "gegenläufige Bilanzabweichung" bezeichnet und bei der Betrachtung der Preise von RE und AE ein wichtiger Aspekt sein.

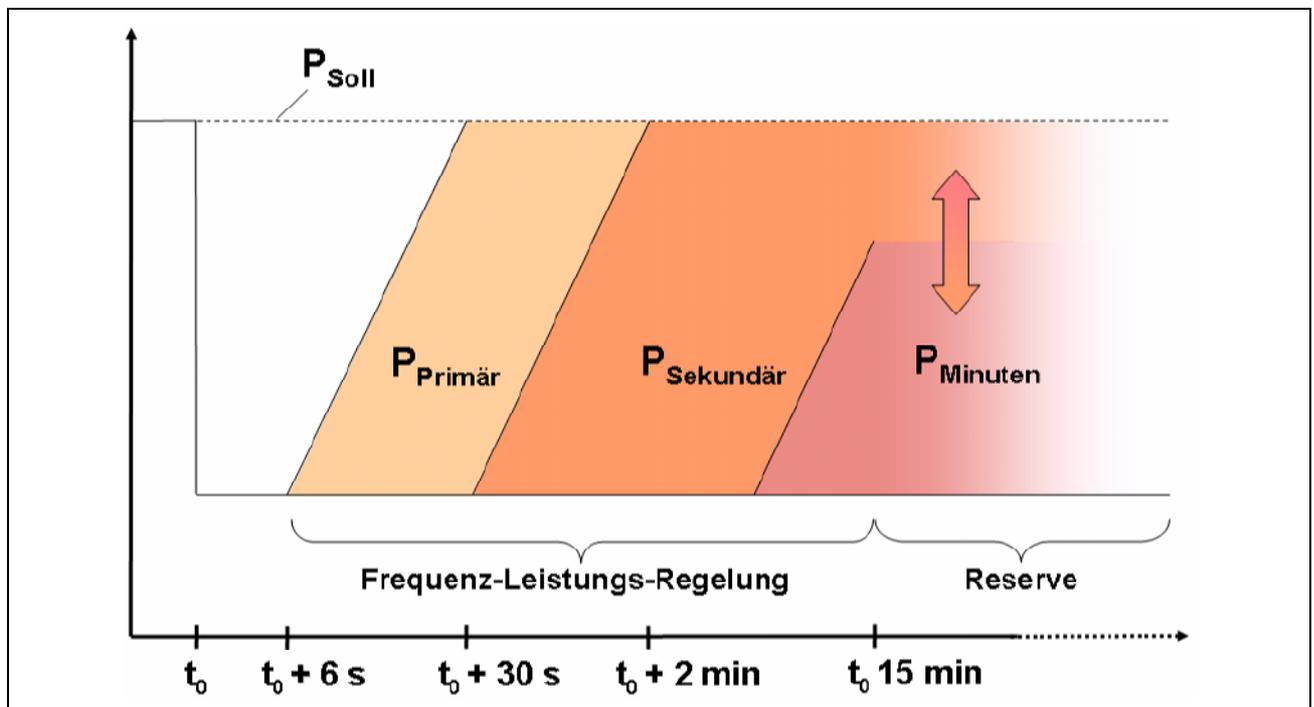
Die umgekehrte Bilanz-Situation des ÜNB wird als "negative Regelzone" bezeichnet und ist in der unteren Bildhälfte zu sehen. Hier bildet die Summe aller BKV einen Überschuss an Energie, der z. B. durch das Absenken von Kraftwerksleistung kompensiert werden muss. Auch hier können einzelne BKV gegenläufiges Verhalten aufweisen.

Das funktionierende Zusammenspiel von Regel- und Ausgleichsenergie hält also das Stromnetz in Balance und leistet so einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit.

## 2.1.2 Ablauf und Bestandteile der Regelung

### Ablauf der Regelung

Die Frequenz-Leistungs-Regelung läuft in drei Stufen ab: der Primär-, der Sekundär- und der Tertiärregelung. Daneben gibt es andere Unterteilungen nach dem Zeitrahmen für die Wirksamkeit der einzelnen Stufen (Sekunden-, Minuten-, Stunden- und Dauerreserve) oder dem Betriebszustand und der Art der technischen Bereitstellung (rotierende oder stehende Reserve, Warm-/Kaltreserve bei thermischen Kraftwerken). Für den Regelenenergiemarkt wurden die Begrifflichkeiten durch die Auflagenbeschlüsse des Bundeskartellamtes wie in Abbildung 2 dargestellt verbindlich festgelegt.



**Abbildung 2: Ablauf des Regelungsprozesses zur Frequenz-Leistungs-Regelung**

Abbildung 2 zeigt den zeitlichen Verlauf der Regelung: Nach einer Störung (beispielsweise Kraftwerksausfall oder Verbrauchsanstieg z. B. durch Wetteränderung oder Großereignis) sind die tatsächlich eingespeiste und die nachgefragte Leistung ( $P_{\text{Soll}}$ ) zunächst aus dem Gleichgewicht. Die technische Folge ist ein Absinken der Frequenz von ihrem Standardwert von 50 Hertz. Dieser Rückgang der Frequenz wirkt sich im gesamten europäischen Netzverbund der UCTE gleichermaßen aus (aufgrund der einheitlichen Frequenz ist auch die Bezeichnung 'Synchronverbund' üblich). Primärregelkraftwerke in der ganzen UCTE reagieren vollautomatisch, dezentral und innerhalb kürzester Zeit (15...30 Sekunden bis zur vollen Leistung) auf diese Frequenzänderung mit einer Leistungserhöhung. Hierfür halten diese Kraftwerke im Normalbetrieb einen geringen Teil (meist 4...5 %) ihrer Leistung frei. Damit diese Primärregelung möglichst bald wieder zur Verfügung steht, wird sie durch die Sekundärregelung ersetzt. Diese wird vollautomatisch und zentral von der Netzleitstelle eines Übertra-

gungsnetzbetreibers angefordert und muss von einem Kraftwerk innerhalb weniger Minuten bereitgestellt werden. Sie wird wiederum ganz oder teilweise durch die Minutenreserve freigesetzt, die innerhalb 5 bis 15 Minuten nach (manuellem bzw. telefonischem) Abruf erbracht werden muss.

Eine Einsatzplanung für die Sekundärregelung oder die Minutenreserve im Sinne einer Fahrplananmeldung für den nächsten Tag (wie bei Handelsprodukten) oder die nächsten Stunden ist aufgrund der Zufälligkeit von Abweichungen zwischen der Erzeugung und der momentanen Last nicht möglich.

### Bestandteile der Frequenz-Leistungs-Regelung

Die wesentlichen inhaltlichen Vorgaben für den Aufgabenbereich und -umfang der Übertragungsnetzbetreiber, insbesondere die Frequenzhaltung, sind in den Regelwerken der **UCTE**, **DVG**<sup>2</sup> und **VDEW**<sup>3</sup> enthalten .

Die **Primärregelung** ist die im Sekundenbereich automatisch wirkende stabilisierende Wirkleistungsregelung des gesamten zusammen geschalteten, synchron betriebenen Drehstrom-Verbundnetzes. Sie entsteht aus dem Aktivbeitrag der Kraftwerke bei Änderung der Netzfrequenz und wird durch den Passivbeitrag der von der Netzfrequenz abhängigen Lasten (Selbstregeleffekt) unterstützt .

Jede Regelzone des UCTE-Synchronverbundes muss ihren Beitrag zur Behebung eines Leistungsungleichgewichtes entsprechend den Vorgaben der UCTE proportional zur Frequenzabweichung liefern. Die in den einzelnen UCTE-Regelzonen vorzuhaltende Primärregelleistung wird jedes Jahr im Verhältnis der Anteile an der Netto-Stromerzeugung im UCTE-Synchronverbund festgelegt. Die gemäß dem UCTE-Anteil von Deutschland vorzuhaltende Primärregelleistung wird innerhalb der DVG gemäß einem festgelegten Schlüssel aufgeteilt.

Die Aufteilung der vorzuhaltenden Primärregelung auf die Regelzonen heißt nicht zwingend, dass alle entsprechenden Erzeugungseinheiten in der Regelzone liegen müssen. Da die Primärregelung ohnehin dezentral durch die synchrone Netzfrequenz gesteuert wird<sup>4</sup>, kann sie grundsätzlich auch in anderen Regelzonen vorgehalten werden.

---

<sup>2</sup> DVG (Deutsche Verbundgesellschaft), heute im VDN e.V. (Verband der Netzbetreiber)

<sup>3</sup> UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité): Spielregeln zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPTÉ, 16.04.1998; Spielregel für die Koordination der Verbundabrechnung und die Organisation der Frequenz-Leistungs-Regelung, 15.04.1999 (UCPTÉ: Vorgängerorganisation der UCTE, 1951 gegründet, Namensänderung in UCTE in 1999)

DVG (Deutsche Verbundgesellschaft): Anforderungen an die *Primärregelung* im UCPTÉ-*Verbundbetrieb*, Dezember 1996

VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke), (heute „Verband der Elektrizitätswirtschaft“): Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, Stand Juni 1998

<sup>4</sup> Beispielsweise löst ein Kraftwerksausfall in Frankreich einen Abfall der Netzfrequenz aus, der in der ganzen UCTE gleichzeitig wirksam wird, und zum Einsatz der Primärregelung in entsprechenden Kraftwerken auch in Portugal, Österreich oder Dänemark etc. führt.

Die von jeder Regelzone bereitzuhaltende Primärregelreserve muss bei Störungen über 1.500 MW spätestens innerhalb von 15 Sekunden aktivierbar sein, bzw. im Zeitraum von 15 bis 30 Sekunden linear von 1.500 MW auf 3.000 MW.

Die **Sekundärregelung** ist die gebietsbezogene Beeinflussung von zu einem Versorgungssystem gehörigen Erzeugungseinheiten zur Einhaltung des gewollten Energieaustausches des Gebietes (Regelzone) mit dem übrigen Verbund bei gleichzeitiger integraler Stützung der Frequenz. In der UCTE wird die Sekundärregelung durch eine Frequenz-Leistungs-Regelung durchgeführt.

Die Sekundärregelleistung dient der Ausregelung der momentanen Gesamtabweichung und darf nicht für andere Ausgleichs verwendet werden. Die Rückführung der Frequenz und der Übergabeleistung auf den Sollwert muss spätestens nach 30 Sekunden beginnen und nach 15 Minuten abgeschlossen sein.

Wenn nicht bereits durch die erforderliche Sekundärregelreserve der Ausfall der größten Erzeugungseinheit abgesichert ist, muss zur Ergänzung Minutenreserve vorgehalten werden. Diese Minutenreserve braucht nicht in der eigenen Regelzone vorgehalten zu werden. Die Bereitstellung der Sekundärregelung wird herkömmlich durch die Regelwerke der UCTE etc. innerhalb der Regelzone vorgesehen. Die Bereitstellung von außerhalb der Regelzone erfordert entsprechende Anpassungen.

Die **Minutenreserve** (synonym: Tertiärregelung) soll nach Eintritt eines Leistungsungleichgewichtes (beide Vorzeichen sind denkbar) ohne Verzögerung eingesetzt werden können und muss spätestens nach 15 Minuten die Sekundenreserve abgelöst haben. Die Minutenreserve wird vor allem aus den unter Sekundärregelung laufenden thermischen Kraftwerken, ferner durch den Einsatz von Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerken sowie Gasturbinen bereitgestellt. Je nach Größe des Kraftwerksparks kann zusätzlich schnellstartende Reserve nötig sein; die gesamte unter Sekundärregelung und manuell verfügbare Minutenreserve muss mindestens so groß sein wie die größte Kraftwerksblockleistung, um die Frequenzabweichungen durch Ausfälle schnell genug ausregeln zu können.

Die Bereitstellung von Minutenreserve von außerhalb der Regelzone ist technisch ohne großen Aufwand möglich.

### 2.1.3 Beschaffung der Regelenergie

Die unterschiedlichen Regelenergie-Arten werden in getrennten Ausschreibungen beschafft: Eine erste Ausschreibung umfasst die Primärregelung, die als Leistungsband (positiv wie negativ) angefragt wird und nur mit einem Leistungspreis behaftet ist. Die Ausschreibungsdauer beträgt ein halbes Jahr. Zwei weitere Ausschreibungen haben, getrennt nach positiver und negativer RE, die Sekundärregelung zum Gegenstand. Diese wird über einen Leistungspreis (für die Vorhaltung der Leistung) und einen Arbeitspreis (im Falle der Nutzung) entgolten und ebenfalls für ein halbes Jahr ausgeschrieben. Die Minutenreserve wird ähnlich behandelt (LP und AP, getrennt nach Vorzeichen), allerdings findet die Ausschreibung täglich für Stundenblöcke des Folgetages statt.

Um Regelleistung vorzuhalten oder Regelenergie zu erbringen, existieren je Vorzeichen zwei grundsätzliche Möglichkeiten: Positive RE, also "zusätzliche Leistung" kann durch Erhöhung einer Produktionsleistung oder aber durch Verringerung einer Last (Verbraucherabschaltung) realisiert werden. Umgekehrt verhält es sich mit negativer RE, also der "Leistungsreduzierung": Hier kann prinzipiell das Abregeln eines Kraftwerkes oder eine zusätzliche Last bzw. die Erhöhung einer vorhandenen Last in die Waagschale geworfen werden.

Verfügt ein potenzieller Bieter über eine oder mehrere der genannten Möglichkeiten, muss er vor seinem ersten Gebot nachweisen, dass er technisch und organisatorisch in der Lage ist, die Anforderungen der ÜNB an die Erbringer von RE zu erfüllen. Dieser Vorgang heißt Präqualifikation (PQ). Nach erfolgreicher PQ schließen Bieter und ÜNB einen Rahmenvertrag ab. Sodann ist es dem Bieter möglich, Gebote für RE einzustellen. Nach wirtschaftlichen und technischen Kriterien werden zunächst Bieter in die "Vorhaltung" genommen, also verpflichtet, ihre RE-Anlage im Angebotszeitraum für den Einsatz bereitzuhalten. Als Gegenleistung hierfür wird vom ÜNB an den Bieter der LP gezahlt, der also den Charakter einer Optionsgebühr hat. Kommt die Anlage dann tatsächlich zum Einsatz ("Abruf"), wird für die genutzte Energiemenge außerdem der AP fällig. Im Falle der positiven RE (die Energie fließt vom Bieter zum ÜNB) zahlt der ÜNB den Arbeitspreis an den Bieter. Im Falle der negativen RE (die Energieflussrichtung ist umgekehrt) zahlt der Bieter den AP an den ÜNB, in diesen Fällen ist der AP oft sehr niedrig oder null.

Aus dieser Beschaffungstätigkeit erwachsen dem ÜNB zunächst Kosten, die er auf verschiedenen Wegen an die beteiligten Marktteilnehmer weiterverrechnet. Die Kosten aus den Leistungspreisen aller drei RE-Arten werden den Systemdienstleistungen des Höchstspannungsnetzes zugeordnet. Die Kosten aus Arbeitspreisen der Sekundärregelung und Minutenreserve bilden die Preise der Ausgleichsenergie, welche mit den BKV abgerechnet wird. Aus dieser Preisbildungs-Systematik folgt, dass die Preise für AE erst im Nachhinein bekannt gegeben werden können, da zunächst die Menge der benötigten Regelenergie abgewartet werden muss.

## 2.2 Historische rechtliche Rahmenbedingungen

### 2.2.1 Auflagen des Bundeskartellamtes Fusion RWE/VEW

Im Rahmen des Fusionskontrollverfahrens **RWE/VEW (Az: B8-309/99)** befasste sich das Bundeskartellamt auch mit dem Markt für Regelenergie. Das Bundeskartellamt stellte fest, dass auf dem Markt für die Bereitstellung von Regelenergie zum Ausgleich von Gesamtabnahmeschwankungen der Regelzone durch Minutenreserve RWE und VEW die einzigen Nachfrager seien. Da sie diese Art der Regelenergie nur bei ihren eigenen Kraftwerken bzw. Kraftwerken, mit denen sie über langfristige Lieferverträge verfügten, beziehen würden, seien RWE und VEW gleichzeitig jeweils alleiniger Anbieter dieser Energieart.

Auch auf dem nachgelagerten und auf die jeweilige Regelzone räumlich beschränkten Markt für den Bezug von Regelenergie zum Ausgleich der Bilanzkreis-Salden („Ausgleichsenergie“) stünden die Nachfrager nach Ausgleichsenergie RWE bzw. VEW als alleinigem Anbieter

gegenüber. Die Nachfrager bestünden hier im Wesentlichen aus den Verantwortlichen der in der Abrechnungsperiode Mindereinspeisungen aufweisenden Bilanzkreise.

Monopolstrukturen stellt das Bundeskartellamt auch auf den Märkten für die Bereitstellung und den Bezug von insbesondere zur Frequenzerhaltung automatisch eingesetzter Regelenergie im Rahmen der Primär- und Sekundärregelung fest. Auf Grund dieser Marktstrukturen verfügten RWE und VEW in ihrer Eigenschaft als Übertragungsnetzbetreiber und Anbieter von Regelenergie über beträchtliche Verhaltensspielräume. Die Kosten für die Bereithaltung der Leistung würden nach Angaben von RWE/VEW zum Teil, d. h. innerhalb des Toleranzbandes der VV II Strom, durch das Netznutzungsentgelt abgegolten und außerhalb des Toleranzbandes den Beziehern der Ausgleichsenergie getrennt in Rechnung gestellt, was nach Auffassung des Bundeskartellamtes nicht nachvollziehbar sei, da es sich insbesondere nicht an den im Tagesverlauf erheblich schwankenden Beschaffungskosten für Regelenergie orientiere. Von diesem wettbewerblich nicht kontrollierten Abrechnungssystem profitierten insbesondere RWE und VEW, da die Regelenergiekosten von ihrer Struktur und Höhe her insbesondere die Handelsgeschäfte der Wettbewerber von RWE und VEW mit Kunden im Übertragungsnetzgebiet von RWE und VEW belasteten.

Als wesentliche Ursache für die Regelenergieproblematik gaben die Händler und Stadtwerke das Fehlen von Wettbewerb auf der Beschaffungsseite an. RWE und VEW würden auf eigene Regelkraftwerke zurückgreifen, statt in einem Ausschreibungsverfahren konkurrierende Angebote einzuholen und entsprechend einer „Merit Order“ zum bestmöglichen Preis abzurufen. Das gegenwärtige Abrechnungssystem auf Basis pauschaler Arbeitspreise orientiere sich nicht an den im Tagesverlauf erheblichen Schwankungen unterliegenden Beschaffungskosten für Regelenergie. Das deutsche Abrechnungssystem setze damit im Vergleich zu wettbewerblich organisierten Regelenergiemärkten ineffiziente Preissignale, die den Wettbewerb beschränkten, indem sie ein Vordringen von Newcomern und etablierten Stromversorgungsunternehmen in das Regelgebiet des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers erheblich behinderten.

### **Inhalt und Begründung der Auflagen**

Die vorstehend dargestellten Bedenken führten zum Erlass von Auflagen seitens des Bundeskartellamtes. Das Bundeskartellamt hat RWE/VEW aufgegeben, bis spätestens 31.12.2000 ihre damaligen Regelzonen zu einer gemeinsamen Regelzone zusammenzufassen. Durch das Verschmelzen der Regelzonen gehe nach Auffassung des Bundeskartellamtes zum einen der Bedarf aller Händler an Ausgleichsenergie zurück, da sie statt bisher zwei nur einen Bilanzkreis bilden müssten. Zum anderen sinke aus dem gleichen Grund die von RWE/VEW zu beschaffende elektrische Energie zum Ausgleich der Gesamtabnahmeschwankungen in der Regelzone. Gleichzeitig würden die Beschaffungskosten für Regelenergie sinken, da für eine größere Regelzone die große Zahl von Anbietern die technischen Voraussetzungen zur Bereitstellung von Regelenergie erfülle, so dass die Wettbewerbsintensität zunehme.

RWE/VEW wurde außerdem aufgegeben, die Beschaffung der in ihrer Regelzone anfallenden Regelenergie (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve einschließlich

abschaltbarer Leistung) auszuschreiben. Dabei sollten RWE/VEW am 01.08.2000 ein ab dem 01.10.2000 laufendes öffentliches Präqualifikationsverfahren ankündigen, an dem sich potentielle Anbieter für alle Arten von Regelenergie beteiligen können. Die technischen Anforderungen zur Teilnahme an der Ausschreibung sollten auf der Grundlage der Richtlinien der Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie (UCTE) und der allgemeinen Regeln des deutschen Verbundnetzes beruhen und unter Außerachtlassung des Standortes des Anbieters für das Präqualifikationsverfahren allein entscheidend sein. Bis zum 01.12.2000 sollte das Präqualifikationsverfahren abgeschlossen sein und feststehen, welche Anbieter für die einzelnen Reservearten qualifiziert sind und an den periodischen Ausschreibungen teilnehmen können. Das Präqualifikationsverfahren sollte für die Zukunft offen für weitere Anbieter bleiben, wenn sie die technischen Voraussetzungen erfüllen. Das Bundeskartellamt hat RWE/VEW in diesem Zusammenhang aufgegeben, am 02.01.2001 die Ausschreibungen für die Bereithaltung bzw. Lieferung von Regelenergie zum 01.02.2001 zu beginnen. Die Primär- und Sekundärregelenergie (Leistung und Arbeit) sollten dabei ab dem 01.02.2001 für einen Zeitraum von maximal 6 Monaten ausgeschrieben und anschließend beschafft werden. Für die Zukunft sollte eine noch kürzere Ausschreibungsperiode angestrebt werden. Die Minutenreserve sollte ab dem 01.02.2001 zunächst für drei, anschließend für maximal zwei Monate und schließlich für höchstens einen Monat Leistung und Arbeit ausgeschrieben und beschafft werden. Die Ausschreibung der Minutenreserve sollte sowohl die Regelung durch Erhöhung der Einspeisung bzw. des Bezuges als auch die Reduzierung beider Vorgänge zulassen, wobei die Anbieter berechtigt sein sollten, auch zeitlich und mengenmäßig Teilleistungen anzubieten. Sie sollten ferner in der Preisstellung (Leistung und/oder Arbeit) frei sein. Durch diese Auflagen sollte gewährleistet werden, dass auf der Angebotsseite der Märkte für die Bereitstellung der verschiedenen Arten von Regelenergie schrittweise Wettbewerb geschaffen wird.

Spätestens ab dem 01.08.2001 sollte jedenfalls die Minutenreserve zumindest auf Tagesbasis stündlicher Gebote von RWE/VEW ausgeschrieben und zum Marktpreis (Arbeitspreis) beschafft werden. Die Ausschreibungsergebnisse sollten in anonymisierter Form zeitnah veröffentlicht werden. Dies sei nach Auffassung des Bundeskartellamtes erforderlich, da längerfristige Gebots- und Abrechnungszeiträume dem naturgemäß kurzfristigen Charakter dieser Handelsgeschäfte zuwiderliefen und erhebliche Beeinträchtigungen der Wettbewerbsprozesse aufgrund verzerrter Preissignale hervorriefen. Ein kurzfristiger Gebotszeitraum sei für einen wirksamen Wettbewerb erforderlich. Je kurzfristiger der Gebotszeitraum, desto mehr Kraftwerke könnten ihre zeitlich befristeten Überschusskapazitäten anbieten.

Bezüglich des Abrechnungssystems wurde RWE/VEW ferner aufgegeben, die Abrechnung der Netzkunden für die Systemdienstleistungen Primär- und Sekundärregelung vom 01.02.2001 so umzustellen, dass die Preisstellung den Ausschreibungsergebnissen entspreche. RWE/VEW wurden auch verpflichtet, dies in geeigneter Form zu veröffentlichen.

In Bezug auf die Abrechnung von Ausgleichsenergie für Bilanzabweichungen gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen sollte RWE/VEW schließlich nach dem Willen des Bundeskartellamtes die Abrechnung auf einen Arbeitspreis umstellen und dies in geeigneter Form veröffentlichen.

## Umsetzung und Zielerreichung

Die Auflagen des BKartA zielten offenbar darauf ab, den Wettbewerb auf dem Markt für Regenergie zu beleben und so auch positive Effekte für die Ausgleichsenergie-Seite zu zeitigen. Dies sollte z. B. durch das öffentliche Ausschreibungsverfahren in kürzeren Zeithorizonten und durch die Schaffung von Transparenz bewirkt werden.

Zum heutigen Zeitpunkt ist aber – wie in den folgenden Kapiteln noch dokumentiert werden wird – festzustellen, dass dieses Ziel nicht vollumfänglich erreicht wurde. Nicht zuletzt, weil die Auflagen halbherzig umgesetzt wurden, kann auch heute von Wettbewerb auf dem RE-Markt kaum die Rede sein. Die Divergenz zwischen Spot- und Ausgleichenergiepreisen ist nach wie vor überhöht und stellt ein vermeidbares potenzielles Spekulationsobjekt dar. Transparenz und offener Marktzutritt sind nicht gegeben.

Die Einhaltung der durch das BKartA erlassenen Auflagen wird durch das Amt selbst nicht kontrolliert (dies würde § 40 GWB zuwiderlaufen<sup>5</sup>). Obschon also manche der erlassenen Auflagen durch die betroffenen Unternehmen nicht erfüllt wurden (z. B. Veröffentlichung aller Ausschreibungsergebnisse, stündliche Gebote der Minutenreserve...), hatte dies bislang folgerichtig keinerlei Konsequenz.

### 2.2.2 Geltung und Wirkung für die anderen ÜNB

Für E.ON erließ das Bundeskartellamt textgleiche Auflagen im Rahmen des Zusammenschlussvorhabens **E.ON/Heingas (B 8-132/00)**, die mit Vollzug der Anteilsübernahme wirksam wurden. Die beiden anderen Übertragungsnetzbetreiber VET und EnBW verpflichteten sich im Jahr 2002 zur Einführung eines Ausschreibungsverfahrens, nachdem das Bundeskartellamt Verfahren gegen sie eingeleitet hatte. Diese wurden aufgrund der Verpflichtungen wieder eingestellt.

### 2.2.3 Vorgaben der Verbändevereinbarungen

Aus den Texten der VV I von 1998 lassen sich keine gestalterischen Vorgaben für den Regemarkt ableiten, da dieser in der Diskussionen der Entstehungszeit der VV I nicht präsent war. Die VV I hielt lediglich fest, dass Durchleitungsverträge die Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme bzw. von einem vereinbarten Sollwert in geeigneter Weise technisch und vertraglich geregelt sein müssen, und merkte in einer Fußnote hierzu an, dass die Details hierzu in weitere Verhandlungen zu klären seien (Tz. 1.5). Ansonsten wurden die Kosten für die Frequenzhaltung dem Systemdienstleistungsentgelt zugeordnet (Tz. 2.1.4), das als separate Entgeltkomponente neben dem Netznutzungsentgelt erhoben wurde.

Die VV II von 1999 machte zur Regenergiebeschaffung die knappen Vorgaben, dass die Übertragungsnetzbetreiber die erforderliche Regelleistung und Regenergie wettbewerbs-

---

<sup>5</sup> "Die Freigabe kann mit Bedingungen und Auflagen verbunden werden. Diese dürfen sich nicht darauf richten, die beteiligten Unternehmen einer laufenden Verhaltenskontrolle zu unterstellen." § 40 (3)GWB

orientiert und transparent („z. B. durch Ausschreibung mit Angabe des realisierten Bezugspreises“) durchführen müssten. Diese Regelungen wurden allerdings nicht umgesetzt. Es blieb stattdessen bei der Bereitstellung im Konzern und einer komplexen und überhöhten Abrechnung, die in die genannten Aktivitäten des Bundeskartellamtes und unter Abschnitt 2.2.1 bereits beschriebenen Auflagen mündete.

In der VV II plus von 2001 wurde dann mit Blick auf den Regelmarkt im Wesentlichen nur nachvollzogen, was durch die Kartellamtsauflagen bereits in Gang gekommen war.

**Fazit zu Kap. 2.2:** Der historische Rechtsrahmen bietet, besonders durch die Festlegungen des BKartA, vielversprechende Ansätze zur Schaffung eines funktionierenden Regelenergiemarktes und des daraus resultierenden Effektes auf die Ausgleichsenergieseite. Allerdings sind die Auflagen einerseits nicht zur Gänze umgesetzt worden, andererseits gehen sie (wie die Betrachtung des aktuellen Rechtsrahmens zeigen wird) stellenweise nicht weit genug. Folge ist, dass bis heute kein echter Wettbewerb auf dem Regelenergiemarkt existiert und die nachteiligen Folgen für die Ausgleichsenergiebereitstellung nicht ausbleiben.

## 2.3 Heutige rechtliche Rahmenbedingungen

### 2.3.1 Relevante Punkte in Gesetz und Verordnungen

#### Energiewirtschaftsgesetz EnWG

Im EnWG wird der Begriff "Regelenergie" vielfach genannt. Zunächst wird in **§ 3** im Rahmen der Begriffsbestimmungen klar gestellt, dass die Regelenergie Teil der sog. Ausgleichsleistungen ist.

In **§ 13** wird die Systemverantwortung der ÜNB thematisiert. Zu dieser gehört die Berechtigung und Verpflichtung der ÜNB, u.a. durch marktbezogene Maßnahmen, wie den Einsatz von Regelenergie, Gefährdungen oder Störungen der Energieversorgung zu beseitigen.

Zur konkreten Besprechung des hier gegenständlichen Themas kommt es in **§ 22**, der mit "Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen" übertitelt ist. In diesem wird festgelegt, dass die Beschaffung der im Titel genannten Energiemengen, also auch der Regelenergie nach einem

- **transparenten**
- auch im Bezug auf verbundene oder assoziierte Unternehmen **nicht diskriminierenden** und
- **marktorientierten**

Verfahren durchzuführen ist. Außerdem wird das Ziel der möglichst preisgünstigen Beschaffung bezüglich der Ausgestaltung des Verfahrens betont.

Das Ausschreibungsverfahren RE soll einheitlich zwischen den ÜNB gestaltet werden, soweit technisch möglich, und auf einer (noch zu errichtenden) gemeinsamen Internetplattform durchgeführt werden. Außerdem werden die ÜNB ausdrücklich **zur Zusammenarbeit verpflichtet**, wenn dies den Aufwand für Regelenergie zu verringern vermag.

Der Begriff der Ausgleichsenergie wird im Gesetzestext lediglich unter § 112 (Evaluierungsbericht) verwendet. Inhaltlich geht aber § 23 bereits auf die Thematik ein und schreibt bezüglich der Ausgleichsleistungen, deren Teilmenge die Regelenergie ja ist, vor, dass die zu zahlenden Entgelte **sachlich gerechtfertigt, transparent, nicht diskriminierend** und nicht ungünstiger zu sein haben, als in vergleichbaren Fällen innerhalb des Unternehmens (verbundene und assoziierte Unternehmen inbegriffen) tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt.

**§ 24** enthält die Verordnungsermächtigung, die Bedingungen des Netzzuganges festzulegen (=> NZV). Speziell wird auf Satz 2 Nr. 3 verwiesen, in dem die Beschaffung und Erbringung von Ausgleichsleistung, speziell das Ausschreibungsverfahren, der Verordnung anheim gestellt wird.

Schließlich wird in **§ 112** der Evaluierungsbericht thematisiert, den die Bundesregierung bis zum 1. Juli 2007 den gesetzgebenden Körperschaften vorzulegen hat. Dieser beleuchtet die Auswirkungen der Regulierung und schließt auf eine eventuell vorhandene Notwendigkeit, gesetzgeberische Maßnahmen zu ergreifen. Nr. 5 dieses Paragraphen bestimmt eine Überprüfung des hier besprochenen Zusammenhanges bezüglich der Bedingungen der Beschaffung und des Einsatzes von Ausgleichsenergie (gemeint sein muss Regelenergie). Gegebenenfalls sollen Empfehlungen enthalten sein zur

- Verbesserung des Beschaffungsverfahrens
- gemeinsamen, regelzonenüberschreitenden Ausschreibung
- möglichen Zusammenarbeit der ÜNB
- Verringerung des Aufwandes für Regelenergie

Dies ist zwar keine gestalterische Einlassung, aber eine umfassende Aufforderung, die bis zu diesem Zeitpunkt eingetretenen Zustände zu beleuchten, zu hinterfragen und ggf. per Gesetz zu ändern und daher von großer Relevanz.

Das EnWG tritt am Tage nach der Verkündung (geschehen im Bundesgesetzblatt Nr. 42 vom 12. Juli 2005) in Kraft.

### **Netzentgeltverordnung (NEV)**

Der Begriff der Regelenergie erscheint in der gesamten NEV ein einziges mal, nämlich in Anlage 2. Hier wird definiert, dass die Kosten aus Leistungs- und Arbeitspreis der Primärregelung sowie aus Vorhaltung von Sekundärregelung und Minutenreserve (also aus LP der-

selben) eine eigene Nebenkostenstelle zur Hauptkostenstelle "Systemdienstleistungen" bilden.

Zum einen fixiert diese Einlassung die heutige Praxis der Kostenzuordnung, dass nämlich die LP-Kosten den Systemdienstleistungen und damit den NNE zugeschlagen werden. Zum andern ist somit festgelegt, dass die genannten Kosten der Bundesnetzagentur offen gelegt werden.

### **Netzzugangsverordnung (NZV)**

Die größte Detailtiefe in der Behandlung des Themas findet sich erwartungsgemäß in der Netzzugangsverordnung Strom.

Nach der Erstnennung der Regelenergie in der Begriffsbestimmung **§ 3** beginnt die inhaltliche Auseinandersetzung mit dem Thema in **§ 6**. Hier wird die Beschaffung von Regelenergie thematisiert und festgelegt, dass

- eine gemeinsame, anonymisierte, regelzonenübergreifende Beschaffung aller ÜNB stattzufinden hat, sofern nicht technische Zwänge die Ausschreibung innerhalb der Regelzone notwendig machen. Dies gilt (gemäß § 30) für die Minutenreserve ab dem 1. Januar 2006, für Primär- und Sekundärregelung ab dem 1. Juli 2006.
- die Primärregelung als Leistungs-Band (pos. und neg.) auszuschreiben ist<sup>6</sup>,
- Sekundärregelung und Minutenreserve getrennt nach Vorzeichen auszuschreiben sind,
- der ÜNB Mindestangebote festlegen darf (Höhe unbestimmt),
- der Bieter Teilleistungen (zeitlich wie mengenmäßig) anbieten darf,
- Bieter sich zusammenschließen dürfen, um ein Mindestangebot zu erreichen,
- die technische Fähigkeit zur Erbringung nachgewiesen werden muss.

Die konkrete Auswirkung dieses Paragraphen und anderer auf die Beschaffung der Regelleistung und -arbeit wird in Kap. 3.3.6 analysiert.

**§ 7** befasst sich mit der Erbringung von Regelenergie. Es wird beschrieben, dass die Angebotskurven ausschlaggebend für den Einsatz der Gebote zu sein haben. Hierbei wird explizit betont, dass das günstigere Angebot Vorrang vor dem ungünstigeren hat (Ausnahme: Netzeinschränkung). Außerdem wird neben den drei altbekannten Arten der Regelenergie von "sonstigen beschafften und eingesetzten Regelenergieprodukten" gesprochen: hierbei muss es sich um längerfristige Produkte wie Stundenreserve handeln, die der Marktsicht bislang entzogen waren.

---

<sup>6</sup> Hier fehlt die Option der Erhöhung des Bezuges, alle anderen Varianten sind explizit benannt.

Die Abrechnung von Regelenergie behandelt **§ 8**. Zunächst wird die heute praktizierte Zuordnung der Leistungspreise zu den Systemdienstleistungen bestätigt, um die "weiteren" RE-Produkte erweitert, dem Übertragungsnetz zugeordnet (wie bisher) und bestimmt, dass diese als separate Systemdienstleistung auszuweisen ist. Des Weiteren wird das Pay-as-bid-Verfahren zur Preisbildung vorgeschrieben.<sup>7</sup>

Im Weiteren wird die viertelstündliche Abrechnung der Arbeitspreise von Sekundärregelung und Minutenreserve (nicht "weitere Produkte"! ) dem BKV gegenüber nach dem heutigen Verfahren beschrieben. Ebenso wird der symmetrische Arbeitspreis der Ausgleichsenergie festgelegt. Für die Abrechnung der AE wird dem ÜNB eine Frist von zwei Monaten eingeräumt, die auf Antrag verlängert werden kann.

Mit der Transparenz des Verfahrens befasst sich **§ 9**. Bezüglich der Ausschreibung der Regelenergie soll

- in einem einheitlichen Format
- getrennt nach den RE-Arten (incl. "sonstige")
- unter Nennung des Grenzanbieters

das Ergebnis unverzüglich der Bundesnetzagentur mitgeteilt und zwei Wochen<sup>8</sup> später im Internet anonymisiert veröffentlicht werden. Außerdem ist die gemeinsame Angebotskurve der ÜNB je Ausschreibung zu veröffentlichen.

Ein weiteres Mal (zuvor z. B. in § 22 EnWG) werden die Netzbetreiber in **§ 16** verpflichtet, zur Senkung der Transaktionskosten des Netzzugangs zusammenzuarbeiten. Dies erstreckt sich ebenfalls auf den unverzüglichen Austausch der hierfür benötigten Daten.

**§ 17** nennt explizite Veröffentlichungspflichten des Netzbetreibers<sup>9</sup>. Im hier besprochenen Zusammenhang von besonderer Bedeutung sind:

- der viertelstündliche Regelzonensaldo (§17 (4) NZV)
- die tatsächlich abgerufene Minutenreserve (dito, sie folgende Anmerkung)
- die vorgesehene Einspeisung von Windenergie (§ 17 (8) NZV)
- die tatsächliche Einspeisung von Windenergie (dito)

---

<sup>7</sup> Die Alternative wäre ein sog. "Market Clearing Price", bei dem der Grenzanbieter den Preis für alle Bieter setzt, wie derzeit noch in der E.ON Regelzone praktiziert.

<sup>8</sup> Es ist fraglich, warum die Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse zwei Wochen in Anspruch nehmen soll, obschon das Ergebnis unmittelbar (für die Minutenreserve also für den Folgetag) vorliegen muss. Eine deutliche Verkürzung dieser Frist wäre wünschenswert.

<sup>9</sup> Gelegentlich wird von ÜNB-Seite mangelhafte Transparenz als Mittel zur Verhinderung strategischen Bietens dargestellt. Siehe hierzu Kap. 3.3.7.

**Anmerkung:** Die Veröffentlichung der eingesetzten "sonstigen Regelenergieprodukte", sprich Stundenreserve, wird inkonsequenterweise nicht gefordert. Diese ist aber zur Herstellung von Nachvollziehbarkeit notwendig, da ohne diese Information die viertelstündliche Gesamtregelenergie (aus dem RZ-Saldo) nicht eindeutig auf die Regelenergiearten aufgeteilt werden kann. Hier ist auf die Festlegungen der Regulierungsbehörde nach § 27 (12) NZV zu hoffen!

In anderen europäischen Ländern ist der Regelzonensaldo und Einsatz der Minutenreserve innerhalb weniger Stunden im Internet nachzuverfolgen.<sup>10</sup>

§ 27 ermächtigt die Regulierungsbehörde, weitere Festlegungen zu treffen, wenn diese dem Ziel eines effizienten Netzzuganges dienen. Insbesondere sind hier zu nennen: Festlegungen...

- zum Verfahren der Ausschreibung von RE
- zu einheitlichen Bedingungen für Anbieter der RE
- zum Einsatz von RE
- zu Kriterien für die "missbräuchliche" Bewirtschaftung von Bilanzkreisen
- zur Veröffentlichung weiterer Daten

Außerdem wird die Regulierungsbehörde explizit aufgefordert, festzulegen ("soll festlegen"), dass weitere Daten bezüglich der RE durch die ÜNB veröffentlicht werden müssen, wenn dies zu größerer Transparenz führt und damit

- entweder zu besseren Angebotsbedingungen oder
- zu verringerter Vorhaltung oder verringertem Einsatz der Regelenergie

führt.

Gemäß §§ 30 und 31 tritt die Verordnung grundsätzlich am Tag nach Verkündung in Kraft, die Verpflichtung zur gemeinsamen öffentlichen Ausschreibung nach § 6 Abs. 1 jedoch verzögert (siehe oben). Die Verkündung der Verordnung geschah im Bundesgesetzblatt Nr. 46 vom 28. Juli 2005.

### 2.3.2 Analyse

Die Durchsicht des EnWG und der zugehörigen Verordnungen macht deutlich, dass die getroffenen Festlegungen sich in drei Kategorien gliedern lassen. Es existieren Problemstellungen und Fragen, die durch den existierenden Rahmen

---

<sup>10</sup> z. B. Österreich, Austrian Power Grid, unter:  
<http://www.verbund.at/at/apg/bilanzgruppe/deltarz/index.asp>

- eindeutig geregelt, also bereits **fix**,
- geregelt, aber interpretationsbedürftig, also **zu gestalten** oder aber
- (noch) ungeregelt und somit **unklar** sind.

Tabelle 1 gibt, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, einen ersten Überblick über diese unterschiedliche Festlegungstiefe und den resultierenden Gestaltungsspielraum, den EnWG und Verordnungen lassen. Außerdem ist in der rechten Spalte rot markiert, welche Punkte derzeit abweichend zur Gesetzeslage gehandhabt werden (!) bzw. in welchen Punkten auf Grund der Marktintransparenz nicht einmal eine solche Feststellung getroffen werden kann (?). Die Zellen mit Inhalt "sonstige unklar" markieren Bereiche, in denen die Bestimmungen bezüglich der neuen RE-Produkte noch nicht getroffen sind.

**Tabelle 1: Festlegungen und Gestaltungsspielräume EnWG/NZV**

	Fix	zu gestalten	unklar	derzeit nicht erfüllt
<b>Ausschreibung</b>				
"transparent"	§ 22 EnWG			!
Definition der Transparenz		X		
"nichtdiskriminierend"	§ 22 EnWG			!
Abbau der Markteintrittsbarrieren		X		
"marktorientiert"	§ 22 EnWG			!
Ausgestaltung des Marktes		X		
"möglichst preisgünstig"	§ 22 EnWG			?
Preisgestaltung unbekannt		X		
z.B. untertägige Ausschreibung	§ 22 EnWG			!
einheitliche Anforderungen an Bieter	§ 22 EnWG			!
Art der Anforderungen		X		
gem. Internetplattform der ÜNB	§ 22 EnWG			!
Aussagekraft der Plattform		X		
Benutzerfreundlichkeit der Plattform		X		
Optimierung durch Zusammenarbeit	§ 22 EnWG			!
Ausschreibung gemeinsam	§ 6 NZV			!
<b>Produkte (I= Primärreg., II=Sekundärreg., III=Minutenres.)</b>				
ausgeschriebene Mengen	I: UCTE	X	"sonstige" unklar	?
Optimierung der Mengen?		X		
Kostenzuordnung	I-III: § 8 NZV		"sonstige" unklar	?
Ausschreibungs-Fristen		X		
Ergebnisveröffentlichung	§ 9 NZV	s.o.		!
stärkere Detaillierung		X		
<b>Bedarf an Ausgleichsenergie</b>				
Saldo umfasst alle BK	§ 8 NZV			?
<b>Abruf der Regelenergie</b>				
Der ÜNB ruft ab!	§ 13 EnWG			
Einsatz entsprechend merit order	§ 7 NZV			?
pay-as-bid Verfahren RE	§ 7 NZV			!
gem. Bewirtschaftung der Regelzonen	§ 22 EnWG			!
<b>Abrechnung der Ausgleichsenergie</b>				
symmetrischer Arbeitspreis	§ 8 NZV			
Frist: 2 Monate	§ 8 NZV			!
Kosten- und Erlösgleichheit des ÜNB	§ 8 NZV			?

In den Abschnitten 3 und 4 dieser Studie erfolgt eine Betrachtung der heutigen Situation, auf welcher aufbauend die Folgen aus den Gesetzestexten dargestellt werden. Darüber hinaus werden mögliche Weiterentwicklungen des Marktes, die über den heutigen Rahmen hinaus reichen, angesprochen.

## 2.4 Weitere Bestimmungen und Regelungen

Neben den gesetzlichen Vorgaben und den Verbändevereinbarungen existieren diverse technische Regelwerke, deren Bestimmungen zu beachten sind.

### Technische Regeln, "Netz Codes"

Der "**DistributionCode**", kurz DC, legt die technischen und organisatorischen Regeln für den Zugang zu Verteilnetzen fest und stammt aus der Feder des VDEW Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. Eine erste Fassung von Mai 1999 wurde mit dem DC 2000 an die geänderten Rahmenbedingungen der Verbändevereinbarung vom 13. Dezember 1999 angepasst. Im August 2003 erschien die überarbeitete Version, der Distribution Code 2003.

Regeln für den Zugang zu den Übertragungsnetzen waren im "**GridCode**" bereits 1998 in den beiden Teilen "Netz/System" und "Kooperation" durch die Deutsche Verbundgesellschaft e.V., Heidelberg, (DVG) festgelegt worden. Der GridCode erfuhr eine Neuauflage zum 20. April 2000 und nannte sich daraufhin "GridCode 2000". Nachdem der GridCode 2000 bei der DVG und der TransmissionCode 2000 bei VDEW entwickelt wurden, wurden diese NetzCodes koordiniert unter dem Dach des Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW weiter entwickelt. Das Ergebnis nannte sich **TransmissionCode 2003**.

Außerdem zu nennen ist der "**MeteringCode**", die Festlegung bezüglich Abrechnungszählung und Datenbereitstellung. Vorgänger des heute gültigen MeteringCode 2004 war der MeteringCode 2000.

Des Weiteren existiert die "**Richtlinie Datenaustausch und Mengenzuweisung**", kurz "**DuM**", zuletzt mit Datum von Januar 2005 aus der Feder des VDN. Diese beschreibt die in der Energiewirtschaft auftretenden Prozesse und Abläufe und gibt Lösungsvorschläge zur Standardisierung derselben im Massengeschäft.

**Fazit zu Kap. 2.3/2.4:** Die neue bzw. aktuelle Gesetzeslage orientiert sich stark an den bisherigen Festlegungen. Dies bedeutet zum einen Kontinuität in einem funktionierenden System. Zum anderen heißt es aber auch, dass Schwächen der bisherigen Situation mit übernommen wurden. In den besonders kritischen Fragen, in denen die alten Vorgaben bereits nicht erfüllt wurden (Stichwort: Ausschreibung der Regelenergie/Transparenz der Ergebnisse...) sind Gesetz und Verordnung nicht konkret genug. Die Weiterentwicklung des Marktes ist stark von den erforderlichen Festlegungen der Bundesnetzagentur abhängig, die Gesetz und Verordnung konkretisieren müssen. Vorschläge zur Interpretation dieser Freiräume werden in den Kapiteln 3 und 4 unterbreitet und begründet.

## 2.5 Bedeutung der Thematik für die Akteure der Energiewirtschaft

Für den bilanzkreisverantwortlichen **Lieferanten** (BKV) stellen die Preise der Ausgleichsenergie einen Teil seiner Beschaffungskosten dar, da er niemals eine zu 100 % ausgeglichene Bilanz aufweisen kann. So ist er bezüglich der Kostensituation, mehr noch aber bezüglich einer korrekten Risikobetrachtung den AE-Preisen ausgeliefert. Der Umstand, dass

in der derzeitigen Marktlogik die AE-Preise erst nachträglich bekannt gegeben werden können, macht jede Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie zur risikobehafteten Transaktion. Für den Lieferanten ist die Kostenstellung der Ausgleichsenergie also Teil seiner Kalkulation, die zu förderst ihn selbst, nachrangig aber seine Preisgestaltung und damit seine **Kunden** betrifft. Dieser ist in einer weiteren Hinsicht Betroffener von den Preisen der Regelenergie: Die Systemdienstleistungen der Höchstspannungsebene sind Teil der Netznutzungsentgelte (NNE). Vermittels der Kostenwälzung der Netznutzungsentgelte werden diese Kosten zum Verteilnetzbetreiber (VNB) durchgereicht. Über diesen Weg betreffen die Regelenergie-Gebote jeden Nutzer der Elektrizitätsnetze, somit jeden **Kunden** ein zweites mal.

Der Bedarf an Ausgleichsenergie und deren Bereitstellung als Regelenergie, die in diesem Markt gezahlten Preise und das Funktionieren des Marktes, betrifft also die Bilanzkreisverantwortlichen, die Netzbetreiber aller Netzebenen, die Kraftwerksbetreiber und andere Bieter von RE und die Stromkunden – schlicht alle Teilnehmer des Elektrizitätsmarktes.

### **Anreize und Abhängigkeiten**

Wie vorstehend bereits grob umrissen, bestimmen die Gebote der Regelenergie und deren AP-Anteil die Kosten und Preise der Ausgleichsenergie. Unterstellt man einen Markt für Regelenergie, hat natürlich die Nachfragekurve (Saldo der Regelzone) in anderer Wirkrichtung eine Auswirkung auf den sich einstellenden Preis, gekoppelt über die Merit Order. Es besteht also eine gegenseitige Abhängigkeit.

Art und Weise der Marktgestaltung können nun zu unterschiedlich volatilen AE-Preisen oder zu einem insgesamt niedrigeren oder höheren Preisniveau führen. Hierfür sind, neben dem organisatorischen Rahmen, Bieter- Händler- und Nachfragerverhalten ausschlaggebend.

Wenn z. B. den Bilanzabweichungen des BKV ein unkalkulierbares finanzielles Risiko innewohnt, wird es grundsätzlich das Ziel des BKV sein, diese Abweichungen zu minimieren. Dies ist vorliegend der Fall: Der unkalkulierbare Verlauf der AE-Preise und deren extrem hohe Maximalwerte von z. T. mehreren tausend €/MWh stellen einen wirksamen Anreiz zur ordentlichen Bilanzkreisführung dar. Hierzu mehr in Kap. 4.2.4.

Für den ÜNB, den Beschaffer bzw. Händler der Regelenergie aber stellt sich keinerlei Anreizwirkung ein: Die Kosten der Regelenergie werden auf die Ausgleichsenergieseite und die Netznutzungsentgelte umgelegt, sodass eine "teure" Beschaffung der Regelenergie ihm wirtschaftlich nicht schadet. Dies ist ein bemängelnswerter Umstand.

Der Regelenergie-Anbieter, in Person der Kraftwerksbetreiber, hat naturgemäß kein Interesse an niedrigen RE-Preisen. Der einzige Weg, auf Seiten dieses Marktteilnehmers für kostenorientierte Preise zu sorgen, liegt in der Schaffung von Konkurrenz: Ein funktionierender Markt bietet die Lösung. Was zur Schaffung eines solchen Marktes geschehen muss, ist unter Kap 3.3 beschrieben.

## 2.6 Berücksichtigung unterschiedlicher Arten von Bilanzkreisen

Bei prinzipiell gleichen Voraussetzungen und Regelungen für alle BKV kann dennoch ein einfacher Sachverhalt zur Verzerrung der Verhältnisse führen: Die in der Realität auftretenden Bilanzkreise und Gruppen von Bilanzkreisen sind in Art und Größe sehr unterschiedlich. Dies muss bei einer Beurteilung der Auswirkung verschiedener regulatorischer Maßnahmen beachtet werden. Fünf reale Beispiel-Fälle sollen als Stellvertreter-Bilanzkreise herangezogen werden:

### **"BK ÜNB-Konzern"** Der dominierende BK

Dieser Bilanzkreis umfasst die Kunden der Vertriebschwester des jeweiligen ÜNB. Er ist (vermutlich) der größte Bilanzkreis der Regelzone (bezogen auf den physischen Bedarf von Endkunden und Weiterverteilern). In diesem BK sind die Durchmischungseffekte auf Grund seiner Größe am stärksten. Die Prognose fällt mithin verhältnismäßig leicht, da ein einzelner Ausreißer in Relation zum Gesamtbilanzkreis geringwertig ist. Unregelmäßigkeiten wie z. B. Prognoseabweichungen dieses dominanten Bilanzkreises haben u. U. massive Auswirkungen auf die gesamte Regelzone. Aus dieser bestimmenden Eigenschaft resultiert, dass der größte BK der Regelzone sich in aller Regel gleichläufig zur Regelzone verhält: Wenn er überspeist, ist die Regelzone tendenziell überspeist, Umgekehrtes gilt entsprechend. Dies gereicht ihm zum Nachteil, da er im Mittel Ausgleichsenergie teuer kauft und billig verkauft.

### **"BK EEG"** Der EEG-Bilanzkreis

Alle Erzeugungen der Anlagen, die nach EEG vergütet werden, laufen in diesem Bilanzkreis zusammen. BKV dieses BK ist der ÜNB. Die genauen Verhältnisse um diesen Bilanzkreis liegen im Dunkeln. Grundsätzlich muss aber die sog. "Veredelung" der Windeinspeisungen über eben diesen BK abgewickelt werden. Nach heutiger gesetzlicher Vorgabe (§ 8 (2) NZV) ist der BK EEG ebenso wie alle anderen BK Teil des Regelzonensaldos. Die Prognose des BK EEG ist langfristig schwierig, im Stundenbereich aber gut machbar. Zur Relevanz des BK EEG folgen weitere Aussagen.

### **"Stamm-BK"** Der Heimat-Bilanzkreis des Händlers

Ein Händler mit einem lange bestehenden Kundenstamm (z. B. ein regional ausgerichtetes Stadtwerk) verfügt in der Heimatregelzone typischerweise über seinen größten Kundenbilanzkreis. Ein neuer Marktteilnehmer hat einen solchen BK üblicherweise nicht. Dieser BK ist in der Regel relativ gut prognostizierbar, da die Datenbasis und Kundenbindung sowie die Größe des BK hier von Vorteil sind. Die Relevanz des Stamm-BK ist abhängig von dem Verhältnis desselben zur Gesamtregelzone und kann nur individuell bewertet werden.

### **"BK fremd"** Der BK in der fremden Regelzone

Händler, die außerhalb der Stamm-Regelzone Kunden versorgen, netzunabhängige Händler, sowie neue Marktteilnehmer, verfügen in der Fremd-Regelzone häufig über einen verhältnismäßig kleinen Bilanzkreis. Für die genannten Netzunabhängigen und Newcomer besteht diese Situation grundsätzlich, also in allen Regelzonen. Mitunter beinhaltet dieser schwer prognostizierbare Kunden. In diesem Beispiel ist einerseits die Relevanz des Bilanzkreises für die Gesamtregelzone minimal, andererseits ist die Prognose des BK unverhältnismäßig schwierig: Im Gegensatz zum "Stamm-BK" sind Datenbasis und Kenntnis der Kunden üblicherweise geringer.

**"BK Diff"** Der Differenzen-Bilanzkreis des VNB

Nach § 12 (3) NZV sind die Verteilnetzbetreiber verpflichtet, die Differenzmengen der Kleinkundenbilanzierung in einem eigenen BK zusammenzufassen.<sup>11</sup> Die Summe dieser BK Diff einer Regelzone umfasst also alle Abweichungen der nicht gemessenen Kunden größerer Verteilnetze<sup>12</sup>; seine Relevanz ist nach erster Schätzung durchaus gegeben. In dieser Gruppe von Bilanzkreisen (also in der Summe) ist eine gute Durchmischung zu erwarten. Andererseits summieren sich systematische Profilfehler auf (z. B. Nicht-Anpassung der Standardlastprofile auf geänderte Ladenöffnungszeiten oder eine Lastspitze bei unvorhergesagtem Kälteeinbruch). Erfahrungen mit diesen Bilanzkreisen müssen zunächst noch gesammelt werden.

**Anmerkung:** Der EEG-Bilanzkreis ist von großer Relevanz. Die aktuelle Veröffentlichung des VDN Berlin<sup>13</sup> geht für das vierte Quartal 2005 von einer EEG-Quote von über 12 % aus. Der Regelenergiebedarf, der auf EEG-Einspeisungen zurückzuführen ist, ist nicht präzise zu beziffern, da die eingesetzten Mittel nicht öffentlich bekannt sind (Frage der Stundenreserve bzw. Frage der Veredelung der Windeinspeisungen). Im Internetauftritt der VET zur Ausschreibung der Minutenreserve heißt es aber:

*"Ab 01.10.2003 werden 730 MW in positiver sowie 530 MW in negativer Richtung ausgeschriebenen. Darin enthalten sind jeweils 180 MW für den Ausgleich der Einspeiseschwankungen des EEG-Bilanzkreises."*<sup>14</sup>

Auch wenn der Ausgleich der EEG-Bilanzkreis-Schwankungen mit dem Mittel der Minutenreserve grundsätzlich als fragwürdig einzustufen ist, macht der Anteil von 25 % bzw. 34 % an der vorgehaltenen Minutenreserve die Relevanzeinschätzung des ÜNB deutlich. Im Vergleich zu anderen Bilanzkreisen kommt also dem Bilanzkreis EEG eine große Bedeutung zu.

Die Relevanz der einzelnen BKV und der jeweiligen Unausgeglichenheit der Bilanzkreise muss also im Kontext der Bilanzkreisgröße zur Regelzonengröße gesehen werden. Allerdings stellt E.ON Netz<sup>15</sup> gegenüber Unternehmen der Bilanzkreiskooperation – also vor allem bezogen auf Handelsbilanzkreise und Bilanzkreise, die der Endkundenversorgung dienen – selber fest:

*"Bislang hat die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie durch Bilanzkreisverantwortliche zu **keiner Gefährdung der Systemsicherheit** geführt. Aktuell gibt es **keine Tendenz**, die belegt, dass die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie durch Bilanzkreisverantwortliche die Systemsicherheit in naher Zukunft gefährden wird."*

---

<sup>11</sup> Einschränkung: "De-minimis-Regel"! Verteilnetze mit weniger als 100.000 Kunden sind von der Regelung ausgenommen.

<sup>12</sup> Für eine Quantifizierung müsste die Menge der Abweichungen der Kleinkunden, die nicht in "De-minimis-Netzen" angeschlossen sind, um die Menge der Differenzen der Netzbetreiber bereinigt werden, bei welchen das analytische Kleinkundenverfahren angewendet wird, da beim analytischen Verfahren dem VNB keine Differenzmengen erwachsen.

<sup>13</sup> Recherche am 30/11/2005 unter [http://www.vdn-berlin.de/aktuelledaten\\_eeg.asp](http://www.vdn-berlin.de/aktuelledaten_eeg.asp)

<sup>14</sup> Recherche am 28/11/2005 unter <http://transmission.vattenfall.de/>

<sup>15</sup> E.ON Netz gegenüber der Bilanzkreiskooperation am 10. Juni 2005)

Wenn also die Prognosegenauigkeit der Bilanzkreisverantwortlichen heute und in naher Zukunft offenbar ausreicht, damit die Systemstabilität nicht gefährdet wird, ist eine weitere Verbesserung der Prognosegenauigkeit an dieser Stelle nicht notwendig. Wohl aber wäre diese Erhöhung der Güte mit immensen Kosten und großem Aufwand verbunden und mithin volkswirtschaftlich nicht sinnvoll. Letztlich ist die Stabilität der Regelzone ein Ziel, das durch den ÜNB sichergestellt werden muss, denn dieser verfügt hierzu über die Mittel der Vorhersage (eine Netzlastprognose wird sicherlich von jedem der ÜNB angefertigt) und des Eingreifens (nämlich die Regelenergie).

**Fazit zu Kap. 2.6:** Die realen Bilanzkreise sind bezüglich ihrer Größe, ihrer Prognostizierbarkeit und ihrer Relevanz für die Regelzone höchst unterschiedlich zu bewerten. Zumindest von Handelsbilanzkreisen und Bilanzkreisen, die der Endkundenversorgung dienen, ist, wie E.ON Netz bestätigt, derzeit keine Systemgefährdung zu erwarten. Jede Regelung, die den Zusammenhang der Regelenergiebereitstellung und des Ausgleichsenergieeinsatzes betrifft, sollte im Idealfall für alle fünf genannten Beispielbilanzkreise zu einem guten, nämlich einem den im Folgenden beschriebenen Zielen entsprechenden Ergebnis führen.

## 2.7 Ziele aus Sicht der BKV

Eine konstruktive Beschäftigung mit der Thematik der Ausgleichsenergie, von der jeder BKV betroffen ist, darf gewisse Randbedingungen nicht vernachlässigen. Die legitimen Interessen des BKV, aber auch der anderen Marktteilnehmer müssen in Einklang gebracht werden. Wichtige Eckpunkte für einen solchen Lösungsansatz sind – aus Sicht des BKV – die Folgenden:

### **Förderung des Wettbewerbs auf dem Regelenergiemarkt**

Die Preise für Regelenergie betreffen alle Marktteilnehmer. Den BKV treffen sie insbesondere über den Weg der AE-Preise und des diesen innewohnenden Preisrisikos. Ein liquider Markt für RE wäre angetan, marktkonformere Preise hervorzubringen. Daher ist eine Belebung des RE-Marktes im Interesse der BKV. Unterschiedliche Maßnahmen können, wie im Folgenden noch ausgeführt werden wird, hierzu einen Beitrag leisten. Grundsätzlich sind die positiven Effekte, die sich durch eine Belebung des Beschaffungsmarktes für RE erzielen lassen, regulatorischen Eingriffen auf der AE-Seite bei weitem vorzuziehen.

### **Wahrung der Systemstabilität**

Der ÜNB ist verantwortlich für die Systemstabilität im Übertragungsnetz. Dies ist kein Selbstzweck, sondern geschieht im Interesse aller Marktteilnehmer – auch der BKV, die das Netz nutzen. Ein jeder Lösungsvorschlag muss sich daher an der Frage messen lassen, ob die Systemstabilität gewährleistet bleibt.

Die Frage nach dem notwendigen bzw. gewollten Maß an Versorgungssicherheit tritt hierbei auf den Plan. Eine Bemessung der vorzuhaltenden Regelleistung erfolgt, neben der Beachtung der Vorgaben der UCTE, auf Basis eben dieser Größe. Unterstellt man, dass das heuti-

ge Niveau der Versorgungssicherheit beibehalten werden soll, müssten die hierfür erforderlichen Maßnahmen (Vorhaltung und Einsatz der Regelenergiearten) transparent bestimmt und quantifiziert werden. Dies würde aber den Rahmen der vorliegenden Studie übersteigen.

Qualitativ kann aber festgehalten werden: Ein BKV, der sich neutral oder sogar stabilisierend bezüglich des Gesamtsystems verhält, sollte in keinem Fall auf Grunde dieses Verhaltens benachteiligt werden. Dies ist, vereinfachend gesprochen, immer dann der Fall, wenn der einzelne Bilanzkreis sich gegenläufig zur Mehrheit der Bilanzkreise verhält, also z. B. überspeist, wenn die Mehrheit unterspeist.

### **Effiziente Lösung des Gesamtproblems**

Für den Übertragungsnetzbetreiber ist, nach heutiger gesetzlicher Lage, der Gesamtzusammenhang von der Beschaffung der RE bis zur Abrechnung der Kosten als AE oder NNE ein Nullsummenspiel. Dies hat zwei Konsequenzen:

Zum einen ist der Anreiz zur Kostenminderung zunächst nicht erkennbar, da derjenige, der die Steuerung des Systems inne hat, und derjenige, der die Kosten trägt, nicht identisch sind. "Teure" RE führt nicht zu einem wirtschaftlichen Nachteil für den ÜNB. Dies ist im Hinblick auf eine effiziente Lösung unbefriedigend.

Zum anderen entstand in der Vergangenheit bei manchen der betroffenen BKV der Eindruck, dass die Konzernstrukturen zwischen den ÜNB und den Kraftwerksgesellschaften des jeweiligen Konzerns, zu einer Verzerrung und Abschottung des RE-Marktes geführt haben. "Teure" RE führt schließlich zu größeren Gewinnen bei den am RE-Markt beteiligten Kraftwerksbetreibern.

Da die gesetzliche Lage die Kosten- und Erlösgleichheit des ÜNB vorsieht, muss durch andere Maßnahmen diese Marktverzerrungen verhindert werden:

### **Transparenz**

Diesem Verdacht der Quersubventionierung ist auf einfache Weise durch absolute Transparenz des Verfahrens zu begegnen. Transparenz gehört daher zu den Hauptinteressen der Marktteilnehmer, auch der BKV. Die Forderung nach Transparenz umfasst hierbei die Eingangsdaten (etwa Ergebnisse der Ausschreibungen, Gebotspreise, Merit Order...) ebenso wie die Berechnungsverfahren (ein Hinweis auf eine gesamtwirtschaftliche Optimierung reicht nicht aus) und Entscheidungsabläufe. Der BKV hat ein legitimes Interesse daran, die Preisbildung der Ausgleichsenergie en détail nachvollziehen zu können, da er sich einem Angebotsmonopol gegenüber sieht.

### **Praxistauglichkeit**

Der BKV ist täglich mit den Regelungen der Ausgleichsenergiebeschaffung konfrontiert. Ein System der RE und AE muss daher hinreichend einfach zu handhaben und die Kosten und Risiken müssen vertretbar sein.

## **Verhältnismäßigkeit/Verursachungsgerechtigkeit**

Wie in Kap. 2.6 umrissen, sind die Bedingungen unterschiedlicher Bilanzkreise grundverschieden. Diese Unterschiedlichkeit sollte in jeder getroffenen Regelung ihren Niederschlag finden, um nicht z. B. kleinere Marktteilnehmer gegenüber Größeren schlechter zu stellen. Die Verursachung eines Ungleichgewichtes auf Regelzonenebene würde sich idealerweise in der Abrechnung der Ausgleichsenergie widerspiegeln.

## **Sachlichkeit**

Um zu einer befriedigenden Lösung zu gelangen, ist es unumgänglich, die sachlichen Aspekte zu identifizieren, prüfen und bewerten, und nicht miteinander zu vermischen. Beispielsweise muss die zweifellos wichtige Frage der Systemstabilität stets berücksichtigt werden, sie darf aber nicht zur Bemäntelung anderer, etwa pekuniärer Interessen herangezogen werden, da sie hierdurch zum Schaden Aller verwässert würde. Interesse der BKV ist es, eine transparente, sachgerechte und handhabbare Lösung aufzusuchen.

## **2.8 Zusammenfassung zu Kapitel 2**

Die heutige gesetzliche Lage stellt in großen Teilen eine Fortsetzung der historischen Gegebenheiten, insbesondere der Kartellamtsauflagen dar. Die Auflagen des BKartA zielten darauf ab, den Wettbewerb auf dem Markt für Regelenergie zu beleben und so auch positive Effekte für die Ausgleichsenergieseite, z. B. durch das öffentliche Ausschreibungsverfahren in kürzeren Zeithorizonten und durch die Schaffung von Transparenz zu bewirken. Nicht zuletzt, weil die Auflagen nicht immer im möglichen Umfang umgesetzt wurden (z. B. verkürzte Ausschreibungsintervalle), kann aber auch heute von Wettbewerb auf dem RE-Markt kaum die Rede sein. Die Divergenz zwischen Spot- und Ausgleichenergiepreisen ist nach wie vor überhöht und stellt ein vermeidbares potenzielles Spekulationsobjekt dar. Die Transparenz und der offene Marktzutritt sind nicht gegeben.

Die Orientierung der neuen bzw. aktuellen Gesetzeslage an den bisherigen Festlegungen bedeutet zum einen Kontinuität in einem funktionierenden System. Zum anderen aber heißt dies, dass auch Schwächen der bisherigen Situation mit übernommen wurden. In den besonders kritischen Fragen, in denen die alten Vorgaben bereits nicht erfüllt wurden, sind Gesetz und Verordnung nicht konkret genug. Die Weiterentwicklung des Marktes ist somit stark von den ausstehenden Festlegungen der Bundesnetzagentur abhängig, die Gesetz und Verordnung konkretisieren müssen.

Die realen Bilanzkreise sind bezüglich ihrer Größe, Prognostizierbarkeit und Relevanz für die Regelzone höchst unterschiedlich zu bewerten. Keiner der Bilanzkreise der endkundenversorgenden Lieferanten scheint derzeit das Potenzial zu haben, die Systemsicherheit zu gefährden. Jede Regelung, die den Zusammenhang der Regelenergiebereitstellung und des Ausgleichsenergieeinsatzes betrifft, sollte im Idealfall für alle Bilanzkreise zu einem guten Ergebnis führen.

Aus Sicht der BKV muss zusammenfassend eine Lösung gefunden werden, die den folgenden stichwortartig genannten Zielen genügt und diese so weit wie möglich erfüllt:

- Förderung des Wettbewerbs auf dem Regelenergiemarkt
- Wahrung der Systemstabilität
- Effiziente Lösung des Gesamtproblems
- Transparenz
- Praxistauglichkeit
- Verhältnismäßigkeit/Verursachungsgerechtigkeit
- Sachlichkeit

Unter Wahrung dieser Maxime ist eine konstruktive Ausgestaltung der Freiheitsgrade in den Gesetzestexten auf informatischer Augenhöhe und mit der Zielvorstellung der volkswirtschaftlichen Optimierung möglich.

### 3 Fokus 1: Regelenergiemarkt

#### 3.1 Verbesserung der Datenbasis

Die neue gesetzliche Lage verpflichtet die ÜNB zu einer weiterreichenden Veröffentlichung von Daten, als dies bisher praktiziert worden ist. Um die Analyse des Marktes auf eine möglichst sichere Basis zu stellen sind daher alle vier ÜNB parallel per E-Mail und mit Schreiben vom 14. Oktober 2005 aufgefordert worden, ihrer Veröffentlichungspflicht nachzukommen. Die jeweiligen Ansprechpartner im Unternehmen sind, soweit nicht namentlich im Internet genannt, zuvor explizit telephonisch erfragt worden, um eine Fehlleitung des Schreibens und der E-Mail sicher auszuschließen.

Bei den angefragten Daten handelt es sich insbesondere um die Folgenden:

- Gemäß **§ 9 NZV**: Die Ausschreibungsergebnisse der Regelenergie getrennt nach
  - Primärregelung,
  - Sekundärregelung (vorzeichengetrennt),
  - Minutenreserve (vorzeichengetrennt) und
  - sonstigen Regelenergieprodukten (vorzeichengetrennt)unter Nennung des jeweiligen Grenzgebotes (bezüglich Leistungs- und Arbeitspreis),
- Die zugehörigen Angebotskurven (Merit Order) je RE-Produkt
- Gemäß **§ 17 NZV**: Die Daten zur Windeinspeisung:
  - Prognosewerte der Windeinspeisung, die auch die ÜNB verwenden (je Regelzone, min. im 1-h-Zeitraster)
  - Istwerte der Windeinspeisung, je Regelzone, min. im 1-h-Zeitraster
- Gemäß **§ 17 NZV**: Die tatsächlich abgerufene Minutenreserve je Regelzone je 1/4-Stunde.

Das Anschreiben ist im Anhang beigefügt.

Bis zum 4. November ist keiner der ÜNB der Aufforderung nachgekommen, der gesetzlichen Verpflichtung Folge zu leisten oder hat in irgendeiner anderen Weise reagiert. Erst auf telephonische Nachfrage (4. und 7.11.2005) haben im Folgenden alle vier ÜNB ein Antwortschreiben angekündigt sowie auf die anstehende Ausweitungen der Internet-Veröffentlichungen verwiesen. Diese Antwortschreiben finden sich im Anhang des Gutachtens.

Ohne auf diese Schreiben im Detail einzugehen kann eine grundlegende Diskrepanz in der Auslegung der gesetzlichen Veröffentlichungspflichten festgestellt werden. So ist z. B. die Anforderung nach Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse nach Ansicht der ÜNB bereits erfüllt – folgerichtig verweisen diese in höflicher Form auf ihre jeweiligen Internetauftritte. Nach Auffassung des Gutachters ist dies aber durch die gemachten Aussagen (etwa bloße Nennung der Maximal- und Minimalwerte der AP sowie Mittelwerte der LP und z. T. des Grenzanbieters) bei weitem nicht geschehen (siehe hierzu Kap. 3.2.5 und 3.3.7).

Diesem Umstand der unterschiedlichen Auslegung des Transparenzbegriffes ist in Anbetracht seines langen Bestehens wohl nur durch Konkretisierungen der Anforderungen seitens der BNetzA beizukommen: Es besteht konkreter Handlungsbedarf.

Der Versuch der Erweiterung der Datenbasis hat somit zu keinen neuen Erkenntnissen geführt, sondern lediglich die bekannte Auffassung der ÜNB dokumentiert.

## 3.2 Analyse des Ist-Zustandes

### 3.2.1 Liquidität des Marktes

Die konkreten Hinweise auf die Zahl oder gar die Identität der Bieter im Regelenergiemarkt sind nur sehr unvollständig öffentlich verfügbar. In den aktuellen Internetauftritten der ÜNB findet sich lediglich bei E.ON eine Aussage zu diesem Punkt:

**Ergebnisse der Präqualifikation**

Ergebnisse der Präqualifikation	
Anzahl qualifizierter Anbieter	
Primärregelleistung	4
Sekundärregelleistung	4
Minutenreserve	11
(Stand: 27.02.2004)	

Die Teilnahme am Präqualifikationsverfahren ist permanent möglich und von E.ON Netz ausdrücklich erwünscht.

Quelle: E.ON Internetauftritt, 27/9/2005

**Abbildung 3: Bieteranzahl E.ON**

Die dargestellte Angabe ist zum Zeitpunkt der Recherche bereits 19 Monate alt.

Bei den übrigen ÜNB ist die heutige Informationslage noch schlechter. Bezüglich der Regelzone RWE existiert aus vergangenen Recherchen die folgende Aussage, die heute aber weder aktualisiert ist, noch in der damaligen Version fortbesteht:

	RWE Net	E.ON Netz
Primärregelleistung	8 (PQ) 6 (RV)	4 (PQ)
Sekundärregelleistung	4 (PQ) 3 (RV)	4 (PQ)
Minutenreserve	11 (PQ) 9 (RV)	5 (PQ)

PQ: Präqualifizierte Bieter  
RV: Abgeschlossene Rahmenverträge

Quelle: RWE Stand 11/2001

**Abbildung 4: Bieteranzahl RWE und E.ON, historisch**

Von Seiten möglicher Bieter wird die eventuelle Beteiligung an den Regelenergiemärkten nicht oder kaum öffentlich gemacht. Eine Ausnahme stellt das "Virtuelle Kraftwerk" der Saarenergie<sup>16</sup> dar: In diesem werden die Kraftwerks-Überschusskapazitäten von über 20 kleinen Erzeugungseinheiten gepoolt und als Minutenreserve in allen vier Regelzonen vermarktet.

Als weitere Bieter sind, schon aus Gründen der technischen Fähigkeiten, die Kraftwerksgesellschaften der großen Stromkonzerne zu vermuten. Auch die sog. "Independent Power Producer" (IPP) kommen als Bieter grundsätzlich in Frage.<sup>17</sup>

Zusammenfassend lassen die wenigen verfügbaren Beobachtungen aber nur einen Schluss zu: Die Anzahl der Bieter im RE-Markt ist äußerst gering. Ist im Minutenreservemarkt noch ein gewisser Wettbewerb zu vermuten, lassen die Zahlen bei Primär- und Sekundärregelung einen solchen kaum möglich erscheinen. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang außerdem, dass in der kleinen Zahl der Bieter auch noch die Kraftwerksschwester der ÜNB enthalten sein werden.

Die Gründe für eine so geringe Liquidität der betrachteten Märkten sind sicherlich in den bestehenden Markteintrittsbarrieren zu sehen (siehe auch 3.2.4). Eine Belebung des Marktes würde sich positiv auf die Preise der Regel- und Ausgleichsenergie und die NNE der Höchstspannungsebene auswirken und allen Marktteilnehmern zu Gute kommen.

<sup>16</sup> STEAG Saar Energie AG, Saarbrücken

<sup>17</sup> Unter IPP sind an dieser Stelle auch z. B. Stadtwerke-Kooperationen subsumiert, die Unabhängigkeit von den vier Konzernen der ÜNB ist ausschlaggebend.

### 3.2.2 Präqualifikations-Verfahren

Das Präqualifikationsverfahren (PQ) dient der Sicherstellung technischer und organisatorischer Fähigkeiten der potenziellen RE-Bieter und ist Voraussetzung für die Teilnahme an den RE-Auktionen. Die vier deutschen ÜNB haben sich auf gemeinsame Standards zur Präqualifikation geeinigt und diese im "Anhang D" zum TransmissionCode 2003 (TC) niedergelegt. Nichtsdestotrotz existiert bei VET eine "Umsetzung" des Anhang D auf die Verhältnisse in der Regelzone. Entsprechende Ergänzungen finden sich bei EnBW. E.ON behält sich vor, weitere Informationen anzufordern. Lediglich RWE gibt sich (folgt man den Angaben im Internetauftritt) mit den Angaben aus TC Anhang D zufrieden.

Eine solche Ausweitung macht die Vorteile der zuvor durchgeführten Vereinheitlichung der PQ teilweise wieder zunichte und hält potenzielle Bieter vom Markt fern.

### 3.2.3 Regelungsinhalte des TransmissionCode 2003, Anhang D

#### Primärregelung

Die Vorhaltung von Primärregelleistung wird als Verantwortung von allen ÜNB im Synchronbereich der UCTE beschrieben und kann somit grundsätzlich auch durch nicht in Deutschland bereitgestellte Primärregelleistung innerhalb des Synchronbereiches der UCTE vorgehalten werden. Die Primärregelleistung der jeweiligen ÜNB, die jedes Jahr neu ermittelt wird, muss öffentlich ausgeschrieben werden. Der Erfüllungsort entspricht im Falle der Primärregelung dem Bereitstellungsort, also dem jeweiligen Kraftwerksstandort.

Der Anbieter muss für jede technische Einheit den Einspeiseort (Netzknoten) und den zugehörigen Anschluss-ÜNB angeben (ÜNB der Regelzone, in der der Anbieter im Netz angeschlossen ist). Für jede technische Einheit muss die Art und Weise der technischen Realisierung der Primärregelung benannt werden. Der angebotene Regelbereich je technischer Einheit muss mindestens  $\pm 2\%$  der Nennleistung (bestellte Dauerleistung einer Erzeugungseinheit, bei KWK entsprechend der elektrischen Nennleistung) der Erzeugungseinheit (abgrenzbare Anlage eines Kraftwerkes: z. B. Kraftwerksblock, Sammelschienenkraftwerk, GuD-Anlage etc.), jedoch mindestens  $\pm 2$  MW betragen. Der Anbieter teilt das einstellbare Primärregelband und die Nennleistung der technischen Einheit in einer Anlage mit. Die Vorhaltung und Erbringung soll entsprechend der veröffentlichten Produktstruktur der ÜNB erfolgen. Unsymmetrische Primärregelbänder sind gesondert zu benennen. Die Frequenzmessung muss eine höhere Genauigkeit als  $\pm 10$  mHz aufweisen. Der Unempfindlichkeitsbereich, in dem die technische Einheit unter Einbeziehung der Primärregeleinrichtung konstruktionsbedingt keine Primärregelleistung erbringen kann, muss kleiner  $\pm 10$  mHz sein (dies entspricht auch den Vorgaben aus den Spielregeln der UCTE). Die Aktivierungsgeschwindigkeit muss bei jeder quasistationären Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz gleichmäßig 30 Sekunden und muss mindestens jeweils 15 Minuten lang abgegeben werden können. Die Pri-

märregelung muss über den gesamten Angebotszeitraum verfügbar sein. Die Statik<sup>18</sup> jeder technischen Einheit, die der Anbieter dem ÜNB benannt hat, muss auf Anweisung des ÜNB einstellbar sein. Die Primärregelungsfähigkeit muss auch unter Lastfolgebetrieb und/oder Sekundärregelung abgegeben sein.

Der Anbieter stellt dem Anschluss-ÜNB für jede Erzeugungseinheit die Ist-Leistung und/oder die Status-Information als Online-Information zur Verfügung.

Der Anbieter nennt dem Vertrags-ÜNB (ÜNB, mit dem der Vertrag zur Bereitstellung der Primärregelung geschlossen wurde) eine Kontaktstelle bzw. einen Ansprechpartner, der täglich 24 Stunden telefonisch und zusätzlich schriftlich per E-Mail oder optional über Leittechnik oder Telefax erreichbar sein muss. Der Anschluss-ÜNB kann den Anbieter auffordern, die zuständigen Kraftwerksleitwarten, die ebenfalls durchgehend besetzt sein müssen, zu benennen. Der ÜNB kann Funktionskontrollen im laufenden Betrieb oder eigens angeordnete Überprüfungen der angebotenen technischen Einheiten vornehmen. Der Anbieter muss auf Wunsch des Anschluss-ÜNB einer Nachweispflicht nachkommen und innerhalb von fünf Arbeitstagen ein Betriebsprotokoll der letzten zwei Wochen mit zeitlichem Verlauf der Frequenz und der Ist-Leistung nachweisen. Die zentrale Kontaktstelle des Anbieters muss bis 17:00 Uhr des Vortages die zu betreibenden Erzeugungseinheiten und die Primärregelung je Erzeugungseinheit für die entsprechenden Vertrags-ÜNB und den Anschluss-ÜNB mitteilen. Im Beauftragungsfall muss der Anbieter seine Erzeugungseinheiten selbstständig in Betrieb nehmen. Wenn die kontrahierte Primärregelung nicht in voller Höhe erbracht werden kann, muss der Anbieter dem Vertrags-ÜNB und Anschluss-ÜNB dies unverzüglich melden.

### **Sekundärregelung**

Die Sekundärregelung gewährt einerseits bei kleinen Frequenzabweichungen die Aufrechterhaltung der vereinbarten Übergabeleistung, die an den Reglern der Regelzonen eingestellt ist und andererseits bei größeren Frequenzabweichungen die Beteiligung an der Primärregelung, bis die vom Erzeugungsausfall betroffene Regelzone die fehlende Leistung wieder ausgeglichen hat.

Die Sekundärregelung soll die Frequenz auf ihren Soll-Wert zurückführen und die aktivierte Primärregelung wieder als Reserve freisetzen. Der jeweilige ÜNB ist für die Vorkhaltung eines ausreichenden Sekundärregelbandes in seiner Regelzone verantwortlich. Der Übertragungsnetzbetreiber muss darauf achten, dass die gesamte kontrahierte Sekundärregelung in maximal fünf Minuten zur Verfügung steht.

Im Gegensatz zur Primärregelung gilt für die Sekundärregelung unabhängig vom Erbringungsort die Regelzone des Vertrags-ÜNB als Erfüllungsort. Im TransmissionCode wird unter Punkt 3.2.2. ff. insbesondere darauf hingewiesen, dass der Anbieter von Sekundärregel-

---

<sup>18</sup> Die Statik bezeichnet den dimensionslosen Quotienten der relativen quasistationären Frequenzabweichung im Netz und der relativen Leistungsänderung der Maschine unter dem Einfluss des Primärreglers.

energie den Einspeiseort zu benennen hat und mit allen beteiligten ÜNB – neben Vertrags-ÜNB, Anschluss-ÜNB möglicherweise auch noch der Regelblockführer eine informationstechnische Anbindung zu schaffen hat. Die Lieferung muss dann frei Regelzone des Vertrags-ÜNB erfolgen, die Zahlung und Regelung aller Netznutzungsfragen für die Lieferung, inklusive Koordination und Kapazitätsvergabe obliegen damit dem Anbieter.

Der Anbieter muss für jede technische Einheit den Einspeiseort (Netzknoten) und den zugehörigen ÜNB der Regelzone angeben. Das angebotene und vom Anbieter benannte Sekundärregelband pro technische Einheit (ebenfalls keine Spezifikation des Begriffes im TransmissionCode) muss mindestens  $\pm 30$  MW betragen. Die positive und negative Sekundärregelleistung kann in verschiedenen Erzeugereinheiten erbracht werden.

Die Leistungsänderungsgeschwindigkeit bei hydraulischen technischen Einheiten muss mindestens 2 % der Nennleistung pro Sekunde und bei sonstigen technischen Einheiten mindestens 2 % der Nennleistung pro Minute betragen. Für alle Sekundärregelungen muss der maximale Leistungsgradient benannt werden. Die Aktivierungsgeschwindigkeit wird aufgrund konstruktiver technischer Möglichkeiten in hydraulische sowie thermische und sonstige Anlagen unterteilt.

Hydraulischen Anlagen können sich auf Verantwortung des Betreibers im Stillstand befinden, müssen aber innerhalb von maximal fünf Minuten die bestellte Regelleistung dauerhaft erbringen. Thermische und sonstige technische Einheiten müssen über die offerierte Zeitscheibe unverzüglich nach Anforderung an der Regelung teilnehmen können.

Die Sekundärregelfähigkeit muss auch unter Lastfolgebetrieb und/oder Primärregelung gegeben sein. Die Sekundärregelleistung muss auch im Falle der Regelrichtungsumkehr kontinuierlich erbracht werden können. Die Arbeitsverfügbarkeit der Erzeugungseinheit muss 100 % des jeweiligen Angebotes betragen. Pumpenspeichieranlagen müssen mindestens 4 Stunden, hydraulische Jahresspeicher unbegrenzt nach vereinbartem Gesamtarbeitsvolumen und die thermischen und sonstigen technischen Einheiten unbegrenzt in der Lage sein, die kontrahierte Sekundärenergie zu erbringen. Die Zeitverfügbarkeit der technischen Einheiten muss mindestens 95 % aufweisen und kann ggf. nach Abstimmung mit dem ÜNB durch Minutenreserve ersetzt werden.

Jede technische Einheit (oder zusammengefasste technische Einheiten – Poolungsvoraussetzungen werden vom Vertrags-ÜNB vorgegeben – beschränken sich aber auf die Regelzone) muss online in den Sekundärregelkreis in der Hauptschaltleitung des jeweiligen ÜNB eingebunden sein. Der Anbieter muss ebenfalls zu den anderen betroffenen ÜNB eine informationstechnische Anbindung realisieren. Der Regelzyklus beträgt ein bis zwei Sekunden, die Messwerterneuerungszeit entsprechend weniger als ein Sekunde. Der Mindestumfang des Informationsaustausches ist im TransmissionCode 2003 dokumentiert. Der verbindliche Umfang und die Übertragungsart werden vom jeweiligen ÜNB vorgegeben. Der Anbieter unterstützt den ÜNB bei Funktionskontrollen der Sekundärregelfähigkeit.

Der Anbieter nennt dem Vertrags-ÜNB und dem Anschluss-ÜNB eine Kontaktstelle bzw. einen Ansprechpartner, die/der ständig telefonisch und zusätzlich schriftlich per E-Mail oder optional über Leittechnik, Telefax erreichbar sein muss. Die zentrale Kontaktstelle muss bis

17:00 Uhr des Vortages die zu betreibenden Erzeugungseinheiten dem ÜNB mitteilen. Wenn die kontrahierte Sekundärregelleistung nicht in voller Höhe erbracht werden kann, muss der Anbieter dem Vertrags-ÜNB dies unverzüglich melden.

### **Minutenreserve**

Die Minutenreserve dient zur Wiederherstellung des Sekundärregelbands und zur Abdeckung des Ausfalls technischer Einheiten innerhalb von 15 min. Die Bereitstellung von Minutenreserve kann auch durch abschaltbare Verbraucherlasten realisiert werden.

Die Minutenreserve der jeweiligen ÜNB muss öffentlich ausgeschrieben werden. Der Erfüllungsort für Minutenreserve ist – wie bei der Sekundärregelung – unabhängig vom Erbringungsort die Regelzone des Vertrags-ÜNB.

Die gebotene Minutenreserve kann vom ÜNB durch Anforderung in Bereitschaft oder Betrieb versetzt werden. Der ÜNB kann mindestens je technische Einheit +30 MW oder –30 MW abrufen.

Der Anbieter muss für jede technische Einheit den Ort der physikalischen Erbringung (Netzknoten) und den zugehörigen ÜNB der Regelzone angeben. Die Lieferung muss frei Regelzone des Vertrags-ÜNB erfolgen (inkl. Netznutzungsentgelte). Anbieter mit einem Kraftwerkspool oder Bietergemeinschaften innerhalb einer Regelzone sind zulässig. Die Aktivierungsgeschwindigkeit der Minutenreserve beträgt nach Abruf maximal 15 min. Die Arbeitsverfügbarkeit und Zeitverfügbarkeit müssen jeweils 100 % betragen. Der Abruf durch den Vertrags-ÜNB soll in der Regel mit mindestens 7,5 Minuten Vorlauf im Fahrplanraster erfolgen. In Ausnahmen ist aber auch ein unverzüglicher Abruf möglich.

Der Anbieter stellt dem Anschluss ÜNB für jede Erzeugungseinheit die Ist-Leistung und/oder die Status-Information als Online-Information zur Verfügung. Der jeweilige ÜNB legt den verbindlichen Umfang der Datenanfrage fest.

Analog zur Sekundärregelung benennt der Anbieter eine ständig erreichbare Kontaktstelle. Die Fahrplanübermittlung muss redundant mittels FTP über ISDN erfolgen. Der Lieferant muss bis 17:00 Uhr des Vortages dem Anschluss-ÜNB mitteilen, welche technischen Einheiten mit welcher Leistung für welchen Anbieter eingesetzt werden. Wenn die kontrahierte Minutenreserve nicht in voller Höhe erbracht werden kann, muss der Anbieter dem Vertrags-ÜNB dies unverzüglich melden.

### **Sonstige Regelungen**

Als Erfüllungsort für Sekundärregelung und Minutenreserve legt der TransmissionCode die jeweilige Regelzone des Vertrags-ÜNB fest. Des Weiteren ist die Regelung in Ziffer 4.2 zu beachten, nach der die Anbieter sämtliche technischen und organisatorischen Regelungen treffen und Maßnahmen mit allen betroffenen Netzbetreibern klären müssen. Damit wurde bei Abfassung des TransmissionCode die Gelegenheit nicht genutzt, innerhalb Deutschlands eine gegenseitige Anerkennung der Präqualifikationen und eine koordinierte Abwicklung auf Basis einheitlicher Rahmenvereinbarungen zu erreichen. Ferner müssen sich die Anbieter

verpflichten, die Strukturvorgaben der Übertragungsnetzbetreiber zur Angebotslegung zu berücksichtigen. Schließlich können die Übertragungsnetzbetreiber gemäß TransmissionCode jederzeit die Anforderungen verändern und eine neue Präqualifikation durchführen.

### 3.2.4 Auswirkung der Präqualifikation

Die Vereinheitlichung der PQ (nach TransmissionCode Anhang D) ist ein begrüßenswerter Umstand, wenn dieser auch durch die zusätzlichen Anforderungen der einzelnen ÜNB stark relativiert wurde. Allerdings enthalten auch die vereinheitlichten Anforderungen immer noch Bedingungen und Forderungen, die in ihrer praktischen Auswirkung als Markteintrittshemmnis einzustufen sind. Die folgenden Schlagworte sollen zunächst das Probleme umreißen:

- zu hoher Transaktionsaufwand für den Bieter
- restriktive Anforderungen an den Bieter
- intransparente Vergabepaxis durch die ÜNB
- lange Ausschreibungsperioden (besonders Primär- und Sekundärregelung)
- getrennte Regelzonen führen zu getrennten Märkten
- Wissensvorsprung des derzeitigen vor dem potenziellen Bieter

Für eine effektive Beflügelung des Marktes müssen diese altbekannten Problemfelder einer zufriedenstellenden Lösung zugeführt werden, Details hierzu unter 3.4.

### 3.2.5 Intransparenz des RE- Marktes und der Gebote

In den Kartellamtsauflagen zur Fusion RWE/VEW heißt es: "RWE/VEW wird aufgegeben, alle Ausschreibungsergebnisse in anonymisierter Form zeitnah zu veröffentlichen."<sup>19</sup> Dies wurde vom betroffenen Unternehmen (RWE) tatsächlich zunächst in einer aus heutiger Sicht befriedigenden Weise durchgeführt. Abbildung 5 zeigt als Beispiel die Veröffentlichungspraxis der RWE für die erste Vergabeperiode, hier die Sekundärregelung:

---

<sup>19</sup> BKartA: Fusionskontrollverfahren Az. B8-309/99 RWE/VEW; Kap. 7.2 b) Abs. 4

Ausschreibungszeitraum:

Angebots-Nr. <sup>1)</sup>		Bezug durch RWE Net				Bezug durch Anbieter <sup>4)</sup>				Bemerkungen
		LP <sup>2)</sup> in €/kW	Arbeitspreis in €/kWh		AL <sup>5)</sup> in MW	LP <sup>2)</sup> in €/kW	Arbeitspreis in €/kWh		AL <sup>5)</sup> in MW	
			HT <sup>3)</sup>	NT <sup>3)</sup>			HT <sup>3)</sup>	NT <sup>3)</sup>		
S1	<input checked="" type="checkbox"/>	22,78	5,00	2,50	500,00	4,02	2,00	1,50	500,00	
S2	<input checked="" type="checkbox"/>	24,90	5,00	2,50	250,00	4,40	2,00	1,50	250,00	
S3	<input checked="" type="checkbox"/>	27,03	5,00	2,50	300,00	4,77	2,00	1,50	300,00	
S4	<input type="checkbox"/>	17,00	4,10	-	40,00	17,00	4,10	-	40,00	nur werktags 8:00 - 20:00 h

**Abbildung 5: Veröffentlichung Sekundärregelung, 1. Vergabeperiode RWE (alte Form)**

Es sind (natürlich anonymisiert) einzelne Gebote ausgewiesen. Außerdem ist anhand der Checkbox erkenntlich, welche Gebote genutzt wurden. Auch Preiseinzelheiten zu den Geboten sind zu sehen. Von Detailkritik abgesehen, sind zum damaligen Zeitpunkt also die auflagen des BKartA bezüglich der Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse erfüllt worden.

Die Veröffentlichung zum selben Gebotszeitraum desselben ÜNB hat in der heutigen Form eine deutlich geringere Aussagekraft, es handelt sich um die erste Zeile der folgenden Tabelle:

Ausschreibungszeitraum	Sekundärregelleistung in MW	Bedarf gedeckt	Mittlerer Leistungspreis €/kW	Minimaler Arbeitspreis €/ct/kWh	Maximaler Arbeitspreis €/ct/kWh
01.02.2001 - 31.07.2001	1050	ja	24,50	2,50	5,00
01.02.2001 - 31.07.2001	-1050	ja	4,32	1,50	2,00
01.08.2001 - 31.01.2002	1050	ja	28,19	4,00	10,00
01.08.2001 - 31.01.2002	-1050	ja	9,45	0,00	1,50
01.02.2002 - 31.07.2002	1050	ja	46,30	6,50	9,00
01.02.2002 - 31.07.2002	-1050	ja	10,63	0,00	1,60
01.08.2002 - 31.01.2003	1000	ja	46,40	6,40	9,50
01.08.2002 - 31.01.2003	-1000	ja	11,07	0,00	1,10
01.02.2003 - 31.07.2003	1230	ja	45,48	6,40	9,70
01.02.2003 - 31.07.2003	-1230	ja	12,25	0,00	0,70
01.08.2003 - 31.01.2004	1230	ja	51,08	4,90	9,12
01.08.2003 - 31.01.2004	-1230	ja	13,41	0,00	0,80
01.02.2004 - 31.07.2004	1230	ja	52,66	5,60	8,75
01.02.2004 - 31.07.2004	-1230	ja	15,36	0,00	1,00
01.08.2004 - 31.01.2005	1230	ja	53,09	5,60	8,75
01.08.2004 - 31.01.2005	-1230	ja	16,53	0,00	1,20
01.02.2005 - 31.07.2005	1230	ja	48,86	5,35	8,50
01.02.2005 - 31.07.2005	-1230	ja	14,22	0,00	0,10
01.08.2005 - 31.01.2006	1230	ja	49,25	5,85	8,95
01.08.2005 - 31.01.2006	-1230	ja	16,63	0,00	0,60

**Abbildung 6: Veröffentlichung Sekundärregelung, 1. Vergabeperiode RWE (heutige Form)**

Dieses Beispiel dokumentiert die rückläufige Transparenz in der Regelzone RWE. In den übrigen Regelzonen wurde niemals eine Transparenz erreicht, die der ursprünglichen RWE-Veröffentlichung entspräche.<sup>20</sup> Die Veröffentlichungen der vier ÜNB sind formal weitgehend gleich; auch für Primärregelung und Minutenreserve gilt derselbe Befund. Eine konkrete Berechnung der Ausgleichsenergiepreise aus den Regelenergiegeboten erlauben diese Veröffentlichungen nicht.

In jüngerer Vergangenheit werden mit und mit zusätzliche Informationen auf den Internetseiten der ÜNB veröffentlicht. So nennt z. B. VET seit dem 1. September 2005 den Preis des Grenzanbieters für Primärregelung, auch der Grenzanbieter (bezüglich des LP) für Sekundärregelung wird, getrennt nach Gebotsblöcken, genannt.

Auch wenn hiermit den Informationspflichten der ÜNB nach Netzzugangsverordnung noch nicht genüge getan ist, ist jeder Schritt in Richtung einer größeren Transparenz zu begrüßen. In den kommenden Wochen und Monaten ist mit weiteren Veränderungen der Veröffentlichungen (bis hin zum gemeinsamen Internetportal) auf Grund der Pflichten aus NZV zu rechnen.

Für den Status quo ist aber zu attestieren, dass die Veröffentlichungspraxis der ÜNB

<sup>20</sup> Im übrigen wird aus diesen Zahlen ersichtlich, dass RWE Sekundärregelleistung deutlich über den Mindestvorgaben nach UCTE vorhält: Lt. UCTE ca. 350 MW gegenüber den vorliegenden ca. 1.200 MW.

1. nicht den geltenden Anforderungen des EnWG und der NZV genügt
2. keine Nachvollziehbarkeit der AE-Preisbildung ermöglicht
3. die Auflagen des BKartA nicht erfüllt.

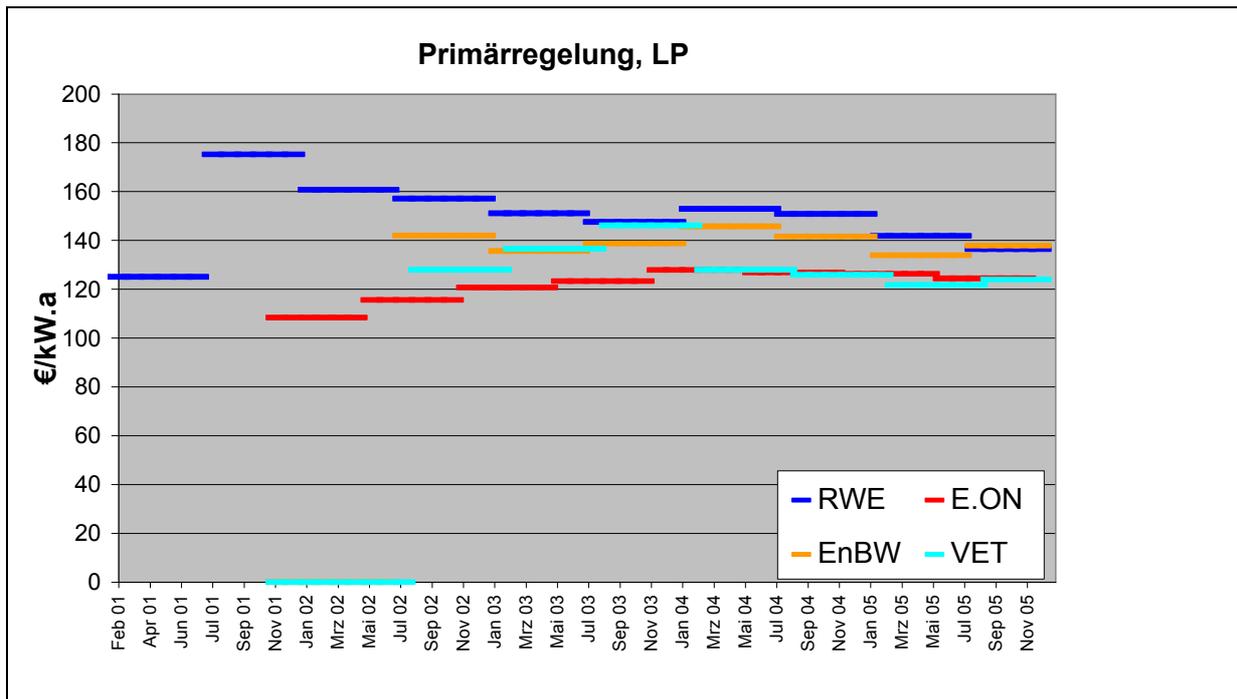
### 3.2.6 Historie der RE-Preise

*Vorab eine Bemerkung zur Nomenklatur: Im Allgemeinen gelten für die Begrifflichkeiten die unter 2.1.1 Abbildung 1 dargestellten Zusammenhänge. In manchen Veröffentlichungen der ÜNB (EnBW, E.ON) erscheinen negative Arbeitspreise der negativen Minutenreserve. Andere (RWE, VET) geben diese AP positiv an. In beiden Veröffentlichungsvarianten ist für den Fall der negativen Minutenreserve bezüglich des Arbeitspreises von einer Zahlung des Bieters an den ÜNB sowie von einem bilanziellen Energiefluss vom ÜNB an den Bieter auszugehen. In den folgenden Graphiken werden die Arbeitspreise stets positiv abgetragen. Die im Folgenden dargestellten Leistungspreise sind zur besseren Vergleichbarkeit auf Jahresleistungspreise umgerechnet<sup>21</sup>. Die Arbeitspreise bedürfen einer solchen Umrechnung nicht.*

Abbildung 7 stellt die Leistungspreisentwicklung der Primärregelung dar. Die Preiskurven setzen wie bei den weiteren Regelenergiearten auch zeitlich versetzt ein, da die ÜNB nacheinander die Ausschreibung der RE begonnen haben. In der Primärregelung haben wir nur einen einzelnen Leistungspreis zu beobachten, der für das ausgeschriebene Band, also positive und negative Primärregelung gilt. Es bilden sich jeweils für Zeitspannen von sechs Monaten gleiche Preise aus, entsprechend den Ausschreibungsperioden.

---

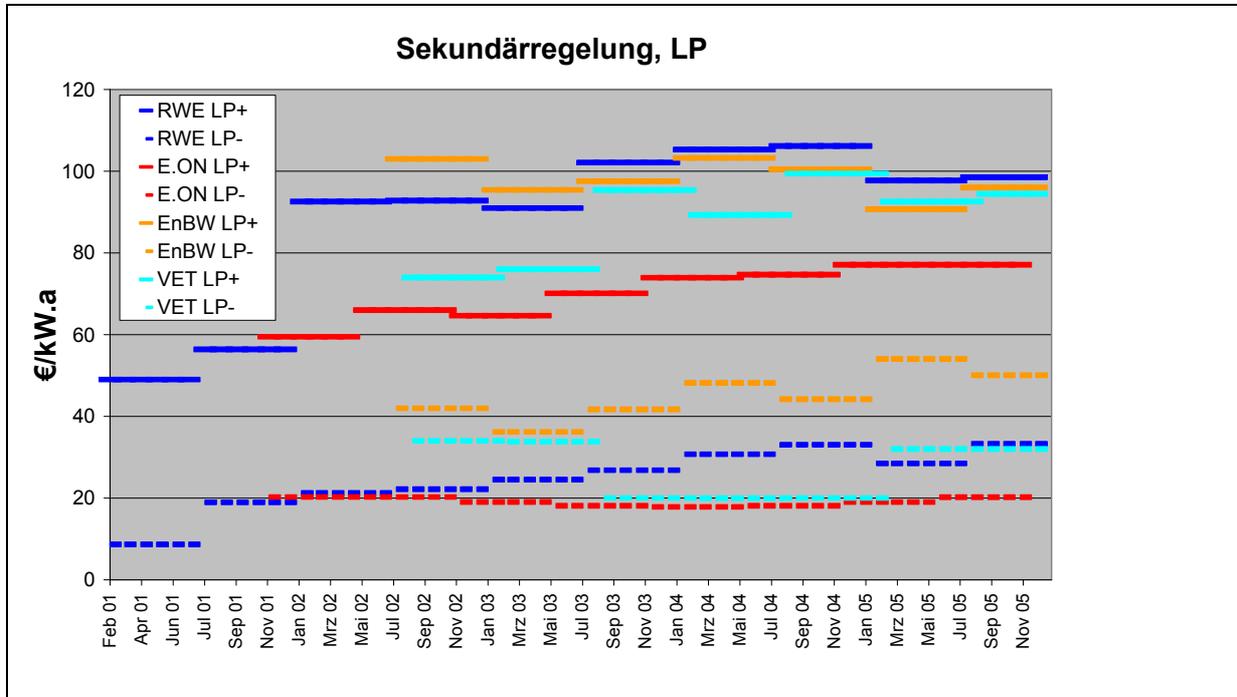
<sup>21</sup> durch Multiplikation mit dem Faktor (Jahr/Gebotszeitraum)



**Abbildung 7: Primärregelung: Jahres-Leistungspreise**

In einer Schwankungsbreite von ca. 100 bis 170 €/kW.a (Jahresleistungspreis) zeigen die Preise eine leichte Tendenz zur Konsolidierung bei ca. 135 €/kW.a. Ein eindeutiger Trend, etwa steigende Preise, ist nicht feststellbar.

Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der Sekundärregelungs-Leistungspreise. Hier ist zwischen positivem LP (durchgezogen) und negativem LP (gestrichelt) zu unterscheiden.

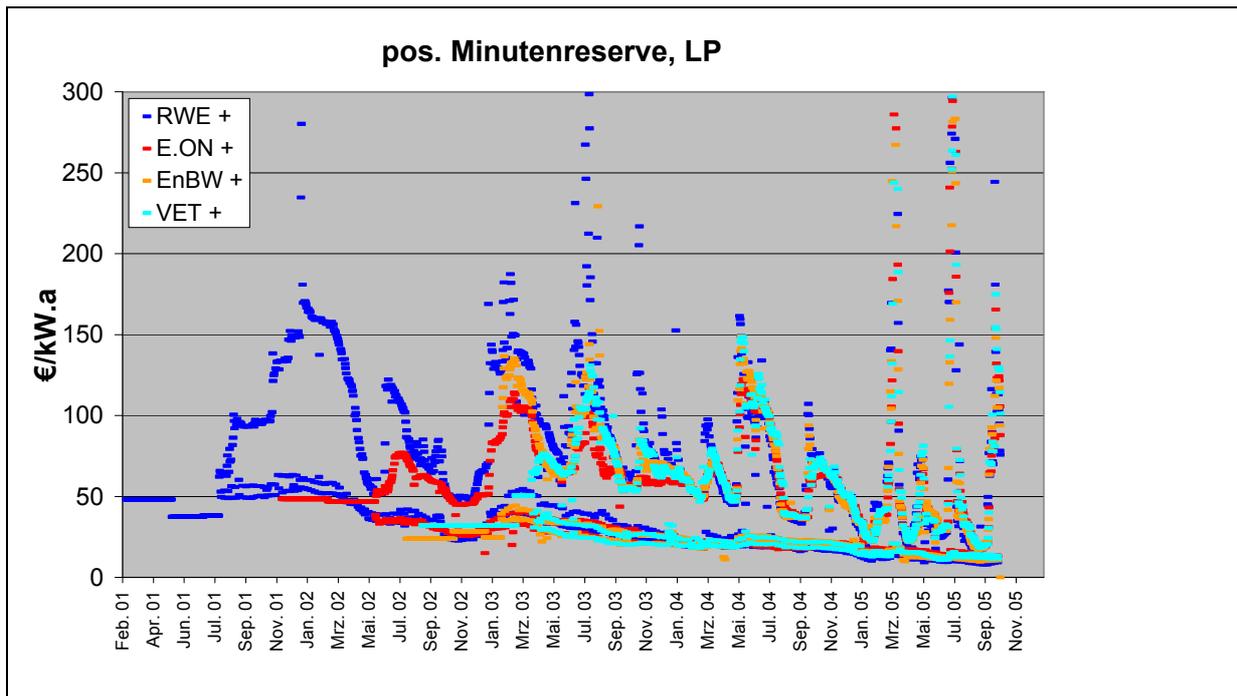


**Abbildung 8: Sekundärregelung: Jahres-Leistungspreise**

Mit 20 bis 50 €/kW.a für negative Regelung und 60 bis 110 €/kW.a für positive Regelung bewegen sich die Preise der Sekundärregelung insgesamt auf niedrigerem Niveau als die der Primärregelung. Außerdem ist ein leichter Trend zu höheren Preisen bei allen ÜNB zu beobachten, der sich allerdings in 2005 nicht eindeutig fortsetzt. Wie bei der Primärregelung sind des Weiteren unterschiedliche Preisniveaus zwischen den ÜNB auszumachen. So ist z. B. die Preislage im RWE-Gebiet fast ausnahmslos signifikant höher als in der E.ON-Regelzone, was gegen einen funktionierenden Markt spricht.

Im Bereich der Minutenreserve wird das Bild schwerer überschaubar, da die Ausschreibung täglich stattfindet. Die Darstellung erfolgt aus diesem Grund getrennt nach positiver und negativer Minutenreserve.

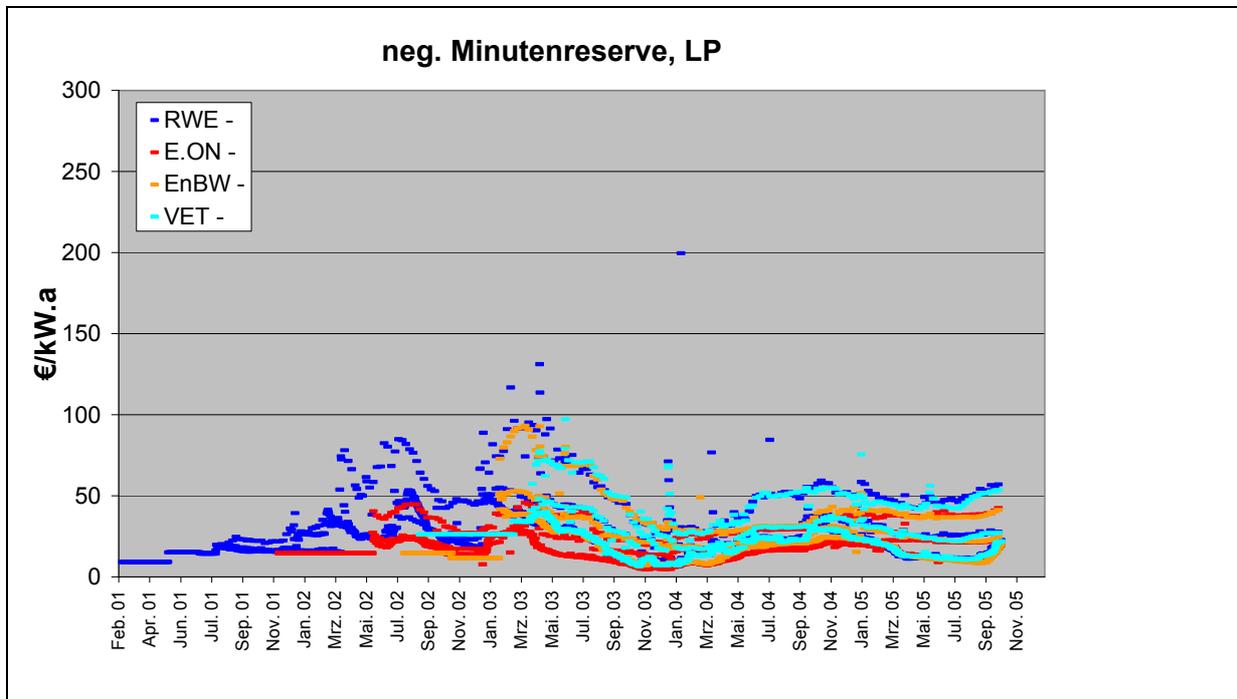
In der positiven Minutenreserve beginnen die Preiszeitreihen mit Plateaus über drei, zwei und einen Monat bzw. fünf und einen Monat im Fall der VET. Dies repräsentiert die Testphasen der jeweiligen Ausschreibung und wird von den stark fluktuierenden täglichen Werten abgelöst.



**Abbildung 9: Positive Minutenreserve: Jahres-Leistungspreise**

Das Preisniveau ist extrem schwankend. Deutlich unterschiedlich sind die Werte von Werktagen und Wochenenden, sodass die Zeitreihe eines ÜNB optisch wie mehrere Zeitreihen wirkt (ebenso in Abbildung 10). Die Werktagswerte liegen zwischen 60 und 200 €/kW.a, Extreme auch darüber, die Wochenendwerte eher bei 20 bis 50 €/kW.a. Innerhalb dieser extremen Schwankungen ist ein fallender Trend zu verzeichnen.

Im Bereich der negativen Minutenreserve ist das Preisniveau insgesamt deutlich niedriger: Hier sind Preise zwischen 10 und 60 €/kW.a festzustellen.



**Abbildung 10: Negative Minutenreserve: Jahres-Leistungspreise**

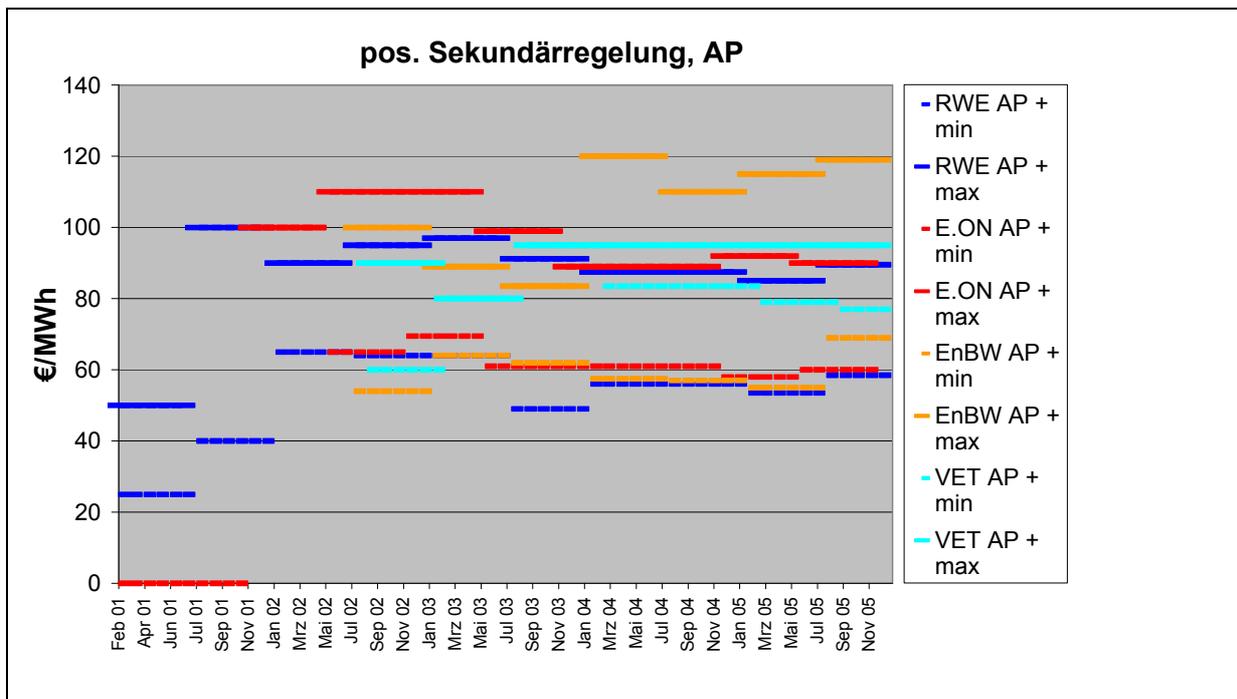
Auf Grund der starken Schwankungen ist eine Trendaussage schwer zu treffen. Im Rahmen dieser Aussagegenauigkeit kann aber eher von sinkenden als von steigenden Preisen gesprochen werden.

Deutlicher und bemerkenswert ist für beide Vorzeichen der parallele Verlauf der Preiszeitreihen auf sehr ähnlichem Niveau. Im Gegensatz zu Primär- und Sekundärregelung weist dies auf einen vorhandenen Markt für Minutenreserve hin – dies entspricht den ansatzweise erfolgten Beobachtungen der Bieterzahlen.

Die bisher dargestellten Leistungspreise finden in den Netznutzungsentgelten der Höchstspannungsebene ihren Niederschlag. Für den Preis der Ausgleichsenergie sind die Arbeitspreise der Sekundärregelung und Minutenreserve ausschlaggebend.

Diese Arbeitspreise sind in der Einheit €/MWh dargestellt. Da hier der Zeitraum der Vorhaltung keine Rolle spielt, sondern lediglich die erbrachte Arbeit zur Abrechnung kommt, ist eine Umrechnung auf Jahreswerte, wie bei den Leistungspreisen geschehen, nicht notwendig.

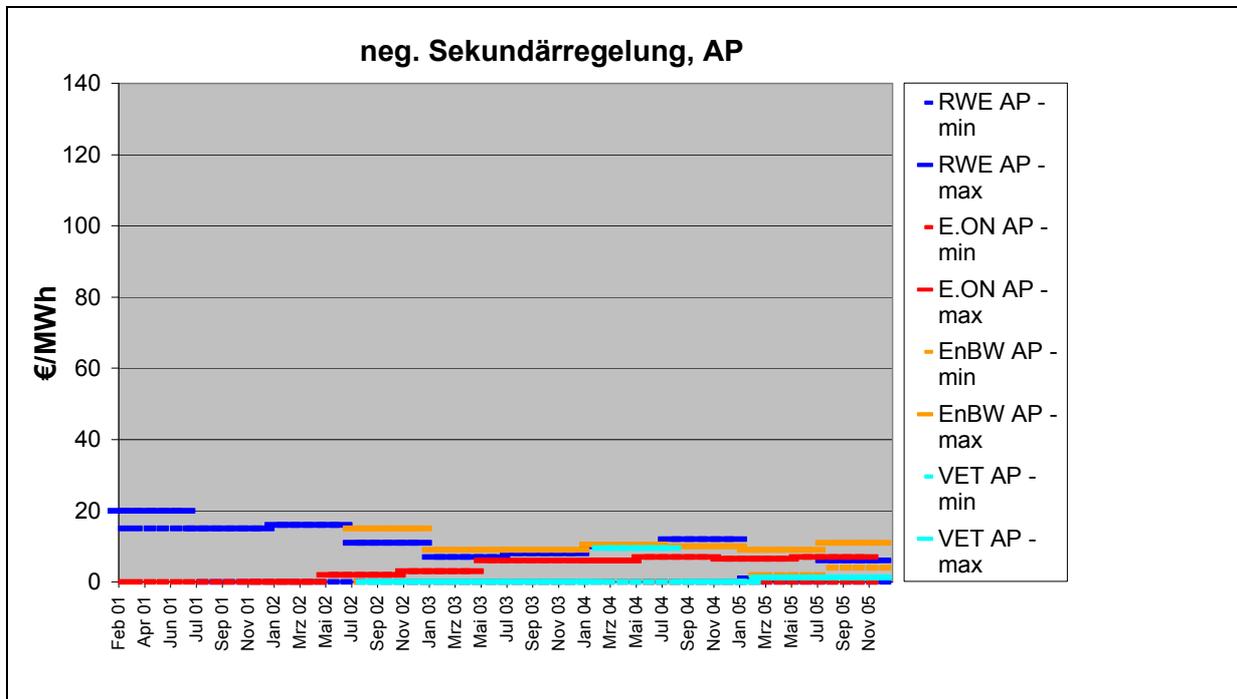
Abbildung 11 zeigt die Arbeitspreise der positiven Sekundärregelung, gemäß der Veröffentlichungspraxis der ÜNB als Spanne von minimalem und maximalem Arbeitspreis:



**Abbildung 11: Positive Sekundärregelung: Arbeitspreise**

Die dargestellten Preise, die nach Stand der Kenntnis maßgeblich für die Preise der Ausgleichsenergie sind, befinden sich in einem Korridor von ca. 50 bis 120 €/MWh – ein Preisbereich, der auch bei positiver Regelzone den Preisen für Ausgleichsenergie entspricht. Eine allgemeine Tendenz der Preise ist nicht auszumachen.

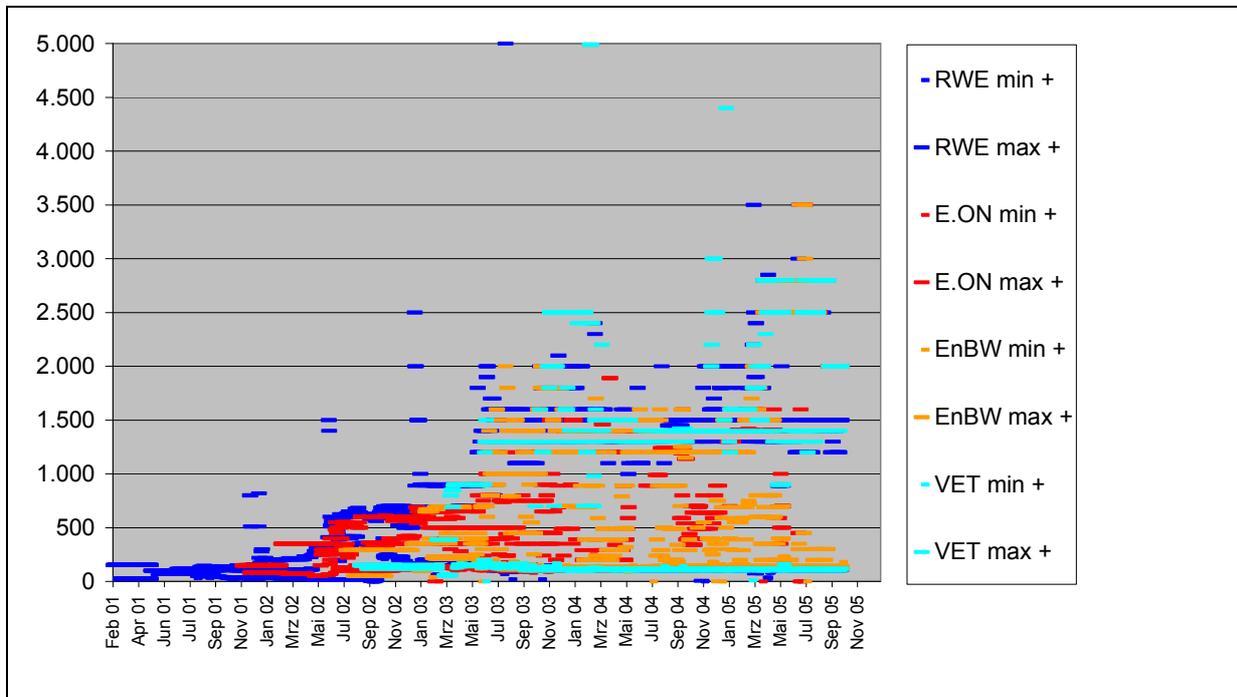
Im Bereich der negativen Sekundärregelung liegen die Arbeitspreise erwartungsgemäß (nämlich wie die AE-Preise bei negativer Regelzone) sämtlich unter 25 €/MWh.



**Abbildung 12: Negative Sekundärregelung: Arbeitspreise**

Auch hier ist eine Trendfeststellung nur im Ansatz möglich: Die Preise scheinen eher zu fallen als zu steigen.

Bezüglich der Minutenreserve-Arbeitspreise ist die bisher angewandte graphische Darstellung unübersichtlich. Die Streuung reicht regelmäßig bis zu Arbeitspreisen von ca. 4.000 €/MWh, in Einzelfällen über 11.000 €/MWh<sup>22</sup>.



**Abbildung 13: Positive Minutenreserve: Arbeitspreise**

Die Häufigkeit hoher Preise hat im Laufe der vergangenen Jahre zugenommen. Außerdem lässt sich auf Grund der diskreten Gebotslinien vermuten, dass hier jeweils derselbe Bieter in unterschiedlichen Regelzonen am Werk war. Wie aus den Leistungspreisen bereits abgeleitet, scheint der Markt für die Vorhaltung der Minutenreserve also wenigstens in Ansätzen zu bestehen. Der Tatsächliche Abruf findet nur in Ausnahmefällen statt (siehe auch 3.2.9).

### Zusammenfassung: Aussagekraft der Preischarts

Die Leistungspreise werden den Netznutzungsentgelten zugeordnet. Sie haben also keine Auswirkung auf den AE-Preis. Die Entwicklung der Preise ist von keiner deutlichen Tendenz gezeichnet, lediglich die der Sekundärregelung scheinen leicht anzusteigen. Deutlich erkennbar ist aber ein Unterschied in der Parallelität der Preiskurven der verschiedenen ÜNB: Während die Preiskurven bei Primär- und Sekundärregelung eher unabhängig voneinander verlaufen, ist im Bereich der Minutenreserve eine Kopplung der Märkte zu vermuten.

Zieht man die Arbeitspreise (Sekundärregelung und Minutenreserve) mit hinzu, fällt auf, dass die Minutenreserve extrem hohe Arbeitspreise aufweist. Diese lassen sich durch Kosten zunächst nicht begründen und legen daher den Verdacht des strategischen Bietens nahe. Des

<sup>22</sup> RWE, 28.10.2003: 1.140 €/ct/kWh

Weiteren stützt die Höhe der Gebote der Sekundärregelung (AP) den Verdacht, dass die Minutenreserve nur in absoluten Ausnahmefällen genutzt und abgerufen wird, denn das Preisniveau der AE bei positiver Regelzone ist dem der Sekundärregelung (AP+) sehr ähnlich. Dies führt letztlich zu einer überhöhten Preisverzerrung zwischen Spotmarkt und Ausgleichsenergie, da der AE-Preis häufig maßgeblich durch die langfristig fixierten Preise für Sekundärregelung determiniert wird und Schwankungen des Spotmarktes so nicht folgen kann.

### 3.2.7 Preisgefüge Leistungs- und Arbeitspreis

Das genaue Gefüge der Leistungs- und Arbeitspreise ist, wie dargestellt, der Öffentlichkeit nicht bekannt. Aus den vorliegenden Daten lassen sich daher nur Gebotsstrategien vermuten, nicht aber konkret belegen.

Eine denkbare Strategie eines Minutenreserve-Bieters könnte darin bestehen, mit einem niedrigen Leitungs- und einem sehr hohen Arbeitspreis in den Wettbewerb zu gehen. Dies könnte dazu führen, dass seine Aufnahme in die Vorhaltung und damit verbundenen Vergütung des LP wahrscheinlich, sein tatsächlicher Abruf aber noch unwahrscheinlicher als ohnehin würde. Die zum Teil extrem hohen Minutenreserve-Arbeitspreise sprechen für diese These.

Würde der Markt für Minutenreserve belebt und diese auch tatsächlich eingesetzt, ergäben sich mit hoher Wahrscheinlichkeit realistischere Verhältnisse von Arbeits- und Leistungspreis, da die Bieter eher mit einem Abruf rechnen dürfte bzw. müsste. In diesem Falle sollte sich eine kostenorientierte Kalkulation der Gebots-AP und -LP einstellen mit dem Ergebnis, dass die Preise die tatsächliche Kostenstruktur der Erzeugungsanlage wieder stärker abbildet und weniger strategische Elemente enthält.

Im Bereich der Sekundärregelung ist der Markt nach Stand der Kenntnis fest in der Hand der großen Kraftwerksgesellschaften. Ein deutliches Indiz hierfür ist etwa die Zahl der präqualifizierten Bieter in der bereits zitierten RWE-Veröffentlichung, nämlich in RWE- und E.ON- Gebiet jeweils vier (siehe Abbildung 4).

Eine solche Konstellation würde es ermöglichen, mit Leistungs- und Arbeitspreisen deutlich über einem angemessenen Preis<sup>23</sup> dennoch zum Zuge zu kommen, da kein echter Wettbewerb besteht. Die Preise für Ausgleichsenergie, die durch die Sekundärregelung maßgeblich geprägt sind, stützen diese These.

### 3.2.8 Divergenz Spot- und RE-Markt

Die Märkte für Spotprodukte (EEX-Spotmarkt) einerseits und Regelenergie andererseits sind wegen der grundlegenden Verschiedenheit der Produkte (Vortagsplanbarkeit gegenüber

---

<sup>23</sup> Ein Marktpreis im eigentlichen Sinne existiert in Ermangelung eines Marktes nicht; als Maßstab muss also auf eine Kostenbetrachtung bzw. -schätzung für die beteiligten Kraftwerkskapazitäten zurückgegriffen werden.

unvorhersehbarem, kurzfristigem Abruf) nur bedingt vergleichbar. Vor allem tragen auch die langen Ausschreibungsperioden der Primär- und Sekundärregelung zu einer Entkoppelung dieser Regelenergiearten vom EEX-Spotmarkt bei.

Fokussiert man sich auf die verbleibende Minutenreserve, die ja ebenfalls day-ahead ausgeschrieben wird, erschweren die Veröffentlichungen der ÜNB ein weiteres mal die Analyse: Die mittleren (gewichteten) Leistungspreise der Minutenreserve stehen täglich zur Verfügung, es existiert aber im Spotmarkt kein Pendant, da hier allein Arbeitspreise zum Einsatz kommen. Den Arbeitspreisen des Spotmarktes wiederum stehen auf Minutenreserve-Seite lediglich die Angaben des täglichen Minimum und Maximum gegenüber, ohne dass diese Extrema jemals auch gezahlt worden sein müssten.

Als Ausweg aus dieser Situation existieren zwei Ansätze:

- a: Die Datenveröffentlichungspflicht der ÜNB wird – spätestens zum 01.01.2006 – genauere Auskunft über den Markt der Minutenreserve liefern, der so voraussichtlich auch einem fundierten Vergleich mit dem Spotmarkt zugänglich wird.
- b: Derzeit kann die Auswirkung der Regelenergiepreise, nämlich die AE-Preisgestaltung, mit dem Spotmarkt verglichen werden. Dies geschieht unter Kap. 4.1.3.

### 3.2.9 Suboptimaler Einsatz der Minutenreserve

Über den Einsatz der Minutenreserve war in der Vergangenheit keine konkrete Aussage der ÜNB zu erlangen. Erst die Veröffentlichungspflichten nach § 17 NZV Strom werden hier voraussichtlich Klarheit bringen.

Zum heutigen Zeitpunkt gibt es aber zwei Ansätze, den wahrscheinlichen Einsatz der Minutenreserve abzuschätzen. Zum einen existieren, wie in Kap. 3.2.5 dargestellt, aus den Anfangszeiträumen der RE-Ausschreibung in der Regelzone RWE detaillierte Veröffentlichungen der Gebote. Basierend auf diesen Daten hat BET Aachen computergestützte Berechnungen durchgeführt, um den Preis der Ausgleichsenergie nachzubilden. Diese Berechnungen führten zu den geringsten Abweichungen von den tatsächlichen AE-Preisen, wenn unterstellt wurde, es werde zunächst die komplette Sekundärregelung eingesetzt, bevor auf die Minutenreserve zugegriffen wird.<sup>24</sup> Die Minutenreserve hat demnach im tatsächlichen Einsatz die Funktion eines "Notstopfens".

Ein weiteres Indiz für diese These ist die beginnende Veröffentlichung des tatsächlichen Einsatzes durch EnBW. Diese Veröffentlichung weist aus, dass die Minutenreserve seit dem 25. Juli 2005 fast nicht zum Einsatz gekommen ist. Betrachtet man den Zeitraum vom 25. Juli (Beginn der Datenveröffentlichung durch EnBW) bis zum 4. Oktober 2005 (Zeitpunkt

---

<sup>24</sup> Die Alternativen bestanden in vorrangigem Einsatz der Minutenreserve und gemischtem Einsatz nach einer gemeinsamen Merit Order. Beide Hypothesen führten zu einem Ergebnis, das weniger Übereinstimmung mit den tatsächlichen AE-Preisen zeigte, als der genannte Ansatz "Sekundärregelung zuerst".

der Berechnung), unterfallen immerhin 7.008 ¼-h-Werte der Analyse. In diesen 73 Tagen wurde in 22 Fällen (also 5½ Stunden) Minutenreserve bezogen (das entspricht 0,3 % der Fälle); in umgekehrter Richtung, also die der negativen Minutenreserve, fand keine Nutzung der Minutenreserve statt.

Fazit: Der Einsatz der Minutenreserve stellt die absolute Ausnahme dar.

Auf Grund dieser Beobachtungen und Berechnungen kann man also davon ausgehen, dass die Minutenreserve allgemein fast nicht zum Einsatz kommt. Die wenig aussagekräftige Preisveröffentlichungen der ÜNB lassen eine Berechnung, ob dies volkswirtschaftlich sinnvoll ist, nicht zu. Klar ist aber,

- dass die Anforderungen an die Erbringung von Minutenreserve geringer als die für Sekundärregelung sind,
- dass der Minutenreservemarkt im Gegensatz zur Sekundärregelung in Ansätzen existiert und die Bieterzahl hier höher ist,
- dass der Zeitvorlauf für den Abruf der Minutenreserve größer, das Produkt also weniger kurzfristig ist,
- dass die Bindefrist (Vergabedauer) bei der Minutenreserve geringer als in der Sekundärregelung ist.

Auf Grund dessen sollte, bei funktionierendem Markt, die Minutenreserve das preiswertere Produkt und ihr Einsatz unter Kostenaspekten wünschenswert sein.

Es existieren, mangels Daten, zwei mögliche Folgerungen:

1.: "Die Minutenreserve ist in der Gesamtbetrachtung billiger als die Sekundärregelung."

In diesem Fall ist der Nicht-Einsatz der Minutenreserve unverständlich und widerspricht dem Gebot des möglichst preisgünstigen Einsatzes der Regelenergie (§ 7 NZV). Eine Änderung des Einsatzregimes wäre im Rahmen des technischen Substitutionspotentials dringend notwendig.

2.: "Die Minutenreserve ist in der Gesamtbetrachtung teurer als die Sekundärregelung."

Diese Möglichkeit würde das vermutete Marktversagen auf Seiten der Regelenergie belegen. Wie beschrieben stellt die Sekundärregelung das höherwertige Wirtschaftsgut gegenüber der Minutenreserve dar. Wenn die Preise dieser beiden Produkte diese Wertigkeit nicht widerspiegeln, liegt der Grund höchstwahrscheinlich in einer Preisverzerrung bzw. einer Preisbildung, die anderen Gesetzen als denen des Marktes folgt. In diesem Fall wäre die echte Öffnung und Belebung der betreffenden Märkte dringend notwendig.

Die Dimensionierung der Sekundärregelungs- und Minutenreserve-Vorhaltung ist in den sog. "UCPTE-Spielregeln"<sup>25</sup> festgelegt. Die Vorhaltung der Sekundärregelung richtet sich, einer empirischen Formel folgend, nach der zu erwartenden maximalen Verbraucherlast. Als Mindestmaß für die Summe der Sekundärregelung und der Minutenreserve gilt zudem die Absicherung des größten Kraftwerksblocks in der Regelzone. Die Aufteilung von Sekundärregelung und Minutenreserve bietet mithin einige Freiheitsgrade, die von den ÜNB auch genutzt werden, wie die Schwankungen der ausgeschriebenen Leistungsbänder belegen. Eine transparente, nachvollziehbare, gesamtwirtschaftliche Optimierung (bei funktionierendem Markt zu Lasten der Sekundärregelung) wäre wünschenswert.

Wendet man sich der Frage zu, warum der Einsatz der Minutenreserve offenbar nicht oder fast nicht erfolgt, tritt berechtigterweise zunächst ein technischer Einwand auf den Plan: Man kann, zum Beispiel auf Grund der anderen Regeleigenschaften und unterschiedlichen Reaktionszeiten, die Sekundärregelung nicht 1:1 durch Minutenreserve ersetzen. Dies ist unbenommen – beantwortet aber nicht die Frage, warum die Minutenreserve fast nicht eingesetzt wird.

Ein zweiter, pragmatischer Ansatz ist der Folgende: Die Sekundärregelung bedarf keiner Bedienerhandlung, während die Minutenreserve aktiv durch den Leitwartenmitarbeiter angefordert werden müsste. Es ist in Ermanglung jedes Anreizes für den Mitarbeiter und sein Unternehmen nicht zu erwarten, dass in dieser Konstellation die Minutenreserve mit der Sekundärregelung gleich ziehen könnte.

Von weit größerer Tragweite ist die Überlegung, ob die Zusammensetzung der Bieter einen Einfluss auf den Einsatz der RE-Arten haben kann: In Anbetracht der Bieterzahlen ist es nahe liegend, dass die Konzernschwestern der ÜNB den Markt der Sekundärregelung unter sich aufteilen, während die Minutenreserve aus Konzernsicht eine "Fremdvergabe" darstellen könnte. Würde dieser Sachverhalt den Einsatz der Regelenergiearten bestimmen, hätte dies diskriminierenden Charakter.

Schließlich muss nüchtern festgestellt werden: Der ÜNB hat keinen Grund, die Kosten der RE-Beschaffung zu senken. Sämtliche auftretenden Kosten werden auf intransparente Weise den NNE und der Ausgleichsenergie zugeordnet – sind also durchlaufende Posten. Dies ist kein Anreiz für volkswirtschaftlich sinnvolles Verhalten.

### **3.2.10 Frage der innerdeutschen Netzengpässe**

Engpässe stellen im internationalen Stromtransport ein Problem dar, das an der Tagesordnung ist und für das unterschiedliche Lösungsmöglichkeiten bestehen. Auch zur Zeit sind die Kuppelstellen zu den ausländischen Übertragungsnetzen zum Teil ausgelastet, zum Teil resultieren die Netzengpässe auch aus Ausfällen (etwa EnBW nach APG (Österreich)).

---

<sup>25</sup> UCPTE-Spielregeln zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPTE, Die UCPTE firmiert heute unter: "Union for the Coordination of Transmission of Electricity" (UCTE)

Innerdeutsche Netzengpässe sind im Gegensatz hierzu bisher nicht üblich. Die Vermaschung der vier Regelzonen untereinander ist in aller Regel den Bedürfnissen des Marktes gewachsen. Dennoch kann es zukünftig, etwa durch den weiteren Ausbau der Einspeisung durch Windenergieanlagen im Norden und Nordosten der Republik, zu solchen innerdeutschen Engpässen kommen. Dies ist von Bedeutung, da die Ausschreibung der Regelenergie nicht auf die Regelzone beschränkt erfolgt, sondern auch die Erbringung von außerhalb zugelassen wird.

Die dena-Netzstudie<sup>26</sup> bezieht zu den Maßnahmen, die notwendig sind, um die heutige Versorgungssicherheit unter Integration der wachsenden Windenergieeinspeisung zu ermöglichen (dies ist genau die Vermeidung innerdeutscher Netzengpässe), konkret Stellung. Im Zeitraum bis 2007 müssen demnach 269 km Trasse verstärkt und lediglich 5 km neu errichtet werden. Bis 2010 kämen allerdings 97 km Verstärkung und 455 km Neu-Trasse hinzu, dem Wachstumsszenario der Windenergie geschuldet.<sup>27</sup>

Aus den Zahlen wird deutlich, dass die Netzengpässe innerhalb Deutschlands in Zukunft eine Aufgabe für die ÜNB darstellen. Allerdings sind die Neubaumaßnahmen im ersten Szenario (bis 2007) noch recht überschaubar. Für die heutige Erbringung von Regelenergie von außerhalb der Regelzone liefern diese Daten keinen Hinweis auf eine faktische Einschränkung der Machbarkeit.

### 3.2.11 "Gegeneinander-Regeln" der deutschen Regelzonen

Seit Beginn der Ausschreibung der Regelenergie beim jeweiligen ÜNB werden die Salden der Regelzonen im 1/4h-Raster veröffentlicht. Allerdings zeigen diese vier Regelzonen-Salden in einer Viertelstunde keineswegs immer einheitliches Vorzeichen: Untersucht man etwa den Zeitraum vom 1. August 2004 bis zum 31. Juli 2005, sind in 4 % der Intervalle alle vier Werte positiv, in 25 % der Fälle sind alle Vier negativ. Das bedeutet, dass in 71 % der Zeit die Regelzonen gegeneinander arbeiten, also z. B. zwei Regelzonen positive Regelenergie anfordern, während die anderen beiden negative RE ordern müssen.

*Ein Beispiel für Ineffizienz: Am 24. Juli 2005 ließ sich folgendes Ereignis in der Regelzone E.ON beobachten: Um 9:30 h steigt das Regelzonensaldo von zuvor 131 MW auf 1.205 MW an und verbleibt eine Stunde auf diesem Niveau. Dann sinkt es über Zwischenwerte auf die üblichen Beträge ab. Der Ausgleichsenergie-Preis erreicht den Spitzenwert von 2.563 €/MWh (!). Die Charakteristik spricht für den Ausfall eines großen Kraftwerksblocks.*

---

<sup>26</sup> Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena)  
Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020  
Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerkentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung

<sup>27</sup> nach Angaben der Deutschen Energie Agentur, S. Kohler

*Besonders bemerkenswert an diesem Beispiel ist, dass alle anderen Regelzonen zeitgleich "long" waren, also negative Regelenergie einsetzten. Zwar hätte dieser negative Betrag nicht ausgereicht, um den Ausfall zu kompensieren, sicherlich aber wäre er, gemeinsam mit den günstigeren positiven Geboten in der Merit Order, geeignet gewesen, die aufgetretenen Preisspitzen zu verhindern. Sowohl Windenergieeinspeisung als auch Spotpreis an der EEX für diesen Tag waren unauffällig und liefern keinen Grund für den hohen Preissprung.*

Die Ineffizienz des derzeitigen Vorgehens wird an diesem Beispiel ausgesprochen gut deutlich.

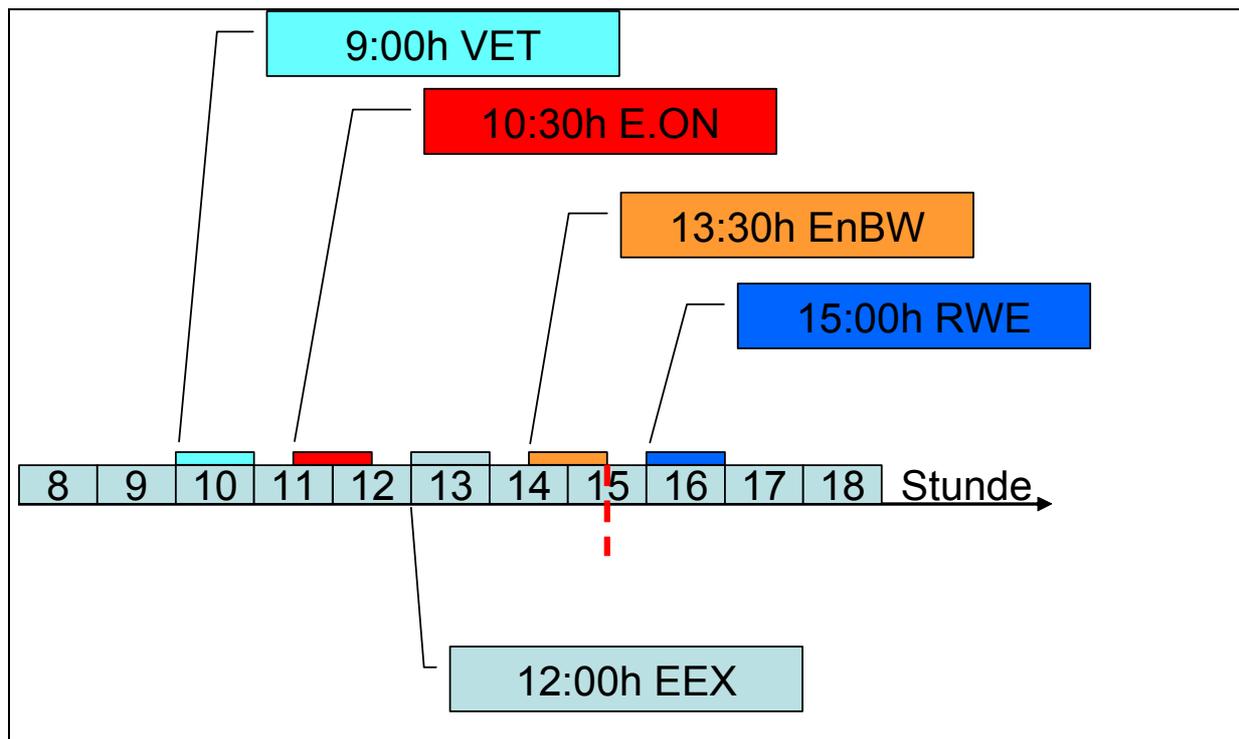
Durch eine bloße Vereinheitlichung der Märkte für RE (gemeinsame Ausschreibung) ist der geschilderten Ineffizienz nicht beizukommen, da hierdurch zwar die Angebotsseite teilweise vereinheitlicht werden könnte, die Nachfrageseite (Nachfrager der RE ist der ÜNB) aber nach wie vor getrennt bleibt. Vielmehr bedarf es einer gemeinsamen Bewirtschaftung der Regelzonen, hierzu Weiteres in Kap. 3.3.6.

### **3.2.12 Zeitlicher Ablauf der Auktionen der Regelenergie und des Spotmarktes**

Die Auktionen der unterschiedlichen RE-Arten verlaufen zeitlich versetzt. Dies gilt für die halbjährlichen Vergaben der Primär- und Sekundärregelung ebenso wie für die Tägliche der Minutenreserve.

In der Regelzone RWE beginnt die halbjährliche Lieferperiode der ersten zwei RE-Arten zum 1. Februar und 1. August. Im E.ON-Gebiet beginnen die Lieferperioden zum 1.12. und 1.6. des Jahres. EnBW ist im Gleichtakt mit RWE, VET ist hierzu um einen Monat versetzt und legt seinen Lieferperiodenbeginn auf den 1.9. bzw. 1.3. eines jeden Jahres.

In den täglichen Minutenreserveausschreibungen für den Folgetag ist ebenfalls eine gestaffelte Abfolge zu beobachten, wie Abbildung 14 zeigt:



**Abbildung 14: Ablauf der Gebotsfristen Minutenreserve und EEX**

Die fünf Day-ahead-Auktionen sind gleichmäßig über den Tag verteilt. Die angegebenen Zeiten bezeichnen jeweils das letzte mögliche Angebot, auf das mit einer Verzögerung von max. 60 Minuten die Vergabeentscheidung folgt (bei EEX: Übergang in die Freeze-Phase des Haupthandels). Diese Spanne zwischen Gebotsfrist und Vergabe ist als farbiges Kästchen dargestellt. Ein Bieter, der also in Auktion 1 geboten hat, erfährt rechtzeitig für die Gebotsentscheidung bei Auktion 2, ob er den Zuschlag erhalten hat oder nicht usw. Die als rot gestrichelte Linie markierte Frist zur Fahrplanabgabe, 14:30 h, dient hier lediglich der Orientierung, da für die Erbringung der Minutenreserve kein Fahrplan angemeldet werden kann und muss. Zusätzlich korrespondieren die in den vier Regelzonen ausgeschriebenen Regelenergieprodukte weder miteinander noch mit den auf den Termin- und Spotmärkten gehandelten Produkten (z. B. Base/Peak-Aufteilung).

Die gemeinsame Ausschreibung, die die NZV fordert, wird absehbar zu einer Vereinheitlichung der Fristen für Minutenreserveauktionen führen. Je nach Ausgestaltung dieser Ausschreibung könnte dies dazu führen, dass es ohne eine gemeinsame Bewirtschaftung der Regelzone einzelnen Anbietern nicht mehr möglich sein wird, zu bieten, weil ihr Kraftwerk nicht in allen vier Teilmärkten anbieten kann. Dies gilt es, durch geeignete Vereinheitlichungen der PQ bzw. eine sachgerechte Ausgestaltung der gemeinsamen Ausschreibung zu vermeiden, um den Markt nicht weiter zu verknappen. Zusätzlich sollte die gemeinsame Ausschreibung dazu genutzt werden, die Zeitrasterung der EEX und der Minutenreserve ebenfalls zu vereinheitlichen und die Minutenreserve in Stundenblöcken auszuschreiben. Hiermit würde außerdem eine der Forderungen des BKartA erfüllt.

### 3.2.13 Zusammenfassung zur Ist-Situation der Regelenergie

Die vorliegende Analyse der Ist-Situation führt zu folgenden Feststellungen:

- Die Liquidität der RE-Märkte ist mangelhaft. Zwar sind die Informationen zur Anzahl der Bieter nur sehr unvollständig öffentlich verfügbar, doch ist der Befund eindeutig: Besonders im Bereich der Primär- und Sekundärregelung herrscht Bietermangel.
- Die Präqualifikation stellt von Regelzone zu Regelzone unterschiedliche, stets aber hohe Anforderungen an die Bieter, vor allem bei der Sekundärregelung. Ob diese hohen Anforderungen gerechtfertigt, also technisch notwendig, sind, muss von neutraler Stelle überprüft werden, da überhöhte Anforderungen geeignet wären, Bieter vom Markt fern zu halten. Auch die Rahmenbedingungen der Ausschreibungen selber (etwa die Dauer der Ausschreibungsperioden) sind hierzu angetan. Der Missstand der unterschiedlichen Anforderungen der Präqualifikation müsste behoben werden, da abweichendes Vorgehen offenbar ineffizient und nicht nachvollziehbar wäre.
- Die Intransparenz des RE-Marktes ist stark ausgeprägt. Sie verhindert eine sachgerechte Einschätzung der Lage durch potenzielle Marktteilnehmer und damit deren Marktzutritt, sie macht die Kontrolle der im Monopol erfolgenden Bereitstellung der Ausgleichsenergie unmöglich, sie erfüllt nicht die Anforderungen des geltenden Rechtsrahmens. Diese Intransparenz ist eine weitere Hauptursache der mangelnden Marktliquidität.
- Die Preisanalyse muss sich mit den mangelhaften Veröffentlichungen der ÜNB zufrieden geben. Auf dieser Datenbasis ist festzustellen, dass die Märkte der Regelzonen nur im Bereich der Minutenreserve gekoppelt zu sein scheinen. Eine grundsätzliche Tendenz steigender Leistungspreise ist nicht fest zu stellen. Die Arbeitspreisangaben (Min/Max) lassen belastbare Trendaussagen nicht zu.
- Das Preisgefüge der Regelenergieprodukte weist deutlich auf eine Marktverzerrung hin: Die Minutenreserve müsste im Vergleich zur Sekundärregelung das billigere Produkt sein, ist dies aber offenbar nicht. Grund ist wahrscheinlich das Marktversagen der Regelenergiemärkte.
- Hieraus resultierend (oder aus anderen Gründen) wird die Minutenreserve nicht oder fast nicht eingesetzt, was zu Preisverzerrungen zwischen Spotmarkt- und Ausgleichsenergie führen kann.
- Innerdeutsche Netzengpässe werden zukünftig zunehmend ein Problem darstellen, im Status quo aber spielen sie für die Bereitstellung von Regelenergie noch keine Rolle.
- Das "Gegeneinanderregeln" der Regelzonen findet in über 70 % der Zeit statt und stellt eine Ineffizienz dar, die dem Zweck des EnWG und dessen Festlegungen zuwider läuft.

Die Analyse ergibt also eine Vielzahl einzelner Kritikpunkte und Ansätze, die im Folgenden in eine verbesserte Lösung umgesetzt werden sollen.

### 3.3 Eckpunkte zur Umsetzung der heutigen Gesetzeslage (RE)

Gesetz und Verordnung skizzieren bereits recht deutlich die Konturen des Regelenenergiemarktes. Im Rahmen dieser heute gültigen Gesetzestexte bewegen sich die hier aufgelisteten Eckpunkte zur Umsetzung. Aus Sicht des Gutachters wären darüber hinaus weitere Anpassungen und Änderungen der Marktmechanismen zur Steigerung der Effizienz notwendig, die aber durch die heutige Gesetzeslage nicht abgedeckt sind. Diese werden in Kap. 3.3.7 benannt.

Als Leitfaden und Richtschnur für die notwendigen Maßnahmen auf Seiten der Regelenenergie kann das Schlagwort der **Marktbelebung** dienen. Die aus einem liquiden Markt resultierenden Verbesserungen würden Möglichkeiten für Bieter eröffnen, positive Preiseffekte erzielen, die Versorgungssicherheit steigern und Gebote und Verbote, kurz: regulierende Eingriffe andernorts (auf Seiten der Ausgleichsenergie) zu Teilen überflüssig werden lassen. Die Marktbelebung ist somit das Ziel der folgenden Eckpunkte.

#### 3.3.1 Die Präqualifikation

Die Präqualifikation ist der grundlegende Schritt zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt. Das ist unbestritten sinnvoll und notwendig, um im Dienste der Allgemeinheit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Ebenso im Sinne der Allgemeinheit ist eine große Zahl qualifizierter Bieter, die den Markt beleben und so zu angemessenen Preisen beitragen. Eine hohe Zahl von Bietern erreicht man durch eine Marktgestaltung, die die Teilnahme so einfach wie möglich und also die Hürden nicht höher als nötig macht. Bezogen auf die Präqualifikation sind die wesentlichen Punkte zur Erreichung dieses Zieles:

- **Vereinheitlichung der Präqualifikation.** Es gibt keinen technischen oder organisatorischen Grund, warum die gemeinsamen PQ-Unterlagen des TransmissionCode 2003 um individuelle Regelungen der ÜNB ergänzt wurden. Dies führt de facto wieder zu individuellen PQ-Anforderungen und ist hinderlich auf dem Weg zum liquiden Markt. Zweckmäßig wäre eine gegenseitige Anerkennung der Präqualifikationsverfahren, sodass ein Bieter, der in einer Regelzone qualifiziert ist, dies automatisch auch in den anderen ist.
- **Reduzierung der technischen Anforderungen** auf das Notwendige. Wie eingangs beschrieben ist die Sicherstellung der technischen Eignung ein sinnvolles und notwendiges Ziel, nicht aber darf der ÜNB dieses Argument zur Verschleierung einer Konzernpolitik verwenden, die den wirtschaftlichen Interessen seiner Konzernschwestern durch Marktabschottung dient.

Beispiel: Die Mindestleistungsscheibe der Sekundärregelung beträgt im VET-Gebiet

20 MW<sup>28</sup>. Laut TC sind aber 30 MW das Mindestmaß, woran die drei übrigen ÜNB sich auch halten. Sinnvoll wäre hier eine gemeinsame Absenkung, mindestens auf das offenkundig technisch machbare und durch VET vorexerzierte Maß.

Allgemein muss die Forderung der NZV nach Nachweis der "notwendigen technischen Fähigkeiten" (§ 6 (5) NZV) erfüllt werden. Die Notwendigkeit einer Anforderung muss durch den ÜNB dargelegt und nachvollziehbar begründet werden. Es sind z. B. keine Gründe bekannt, die es verhindern würden, die Gebotsschwellen für Minutenreserve und Sekundärregelung weiter zu senken.

- **Verfügbarkeit der bietenden Kraftwerke**

TransmissionCode Anhang D fordert für die Sekundärregelung eine Arbeitsverfügbarkeit von 100 % und eine Zeitverfügbarkeit<sup>29</sup> von 95 %. Im Bereich der Minutenreserve gilt in beiden Werten die Forderung nach 100%iger Verfügbarkeit.

Diese Forderungen sind Markteintrittsbarrieren. Die gegenseitige Absicherung von Kraftwerkskapazitäten ist branchenüblich. Möchte ein Bieter aber als Newcomer mit einer Erzeugungseinheit in diesen Markt eintreten, scheitert er zwingend an der zitierten Anforderung, da keine Anlage eine 100%ige Verfügbarkeit aufweist. Auch die Erzeugungseinheiten der Kraftwerksgesellschaften haben, streng genommen auch gemeinsam, keine Chance diese Anforderung zu erfüllen – sie ist mithin realitätsfern.

Sinnvoll und sachgerecht wäre etwa die Festlegung einer technisch typischen Mindestverfügbarkeit der Anlage, die ex post kontrolliert wird und bei Nichterfüllung zu vertraglichen Konsequenzen, im Extremfall zum Ausschluss von weiteren Auktionen, führen würde.

- **Zusammenarbeit der ÜNB** statt Verlagerung der Verantwortung. Die Erbringung der Regelernergie im Zusammenspiel der verschiedenen ÜNB ist durch diese um ein vielfaches effizienter zu organisieren, als durch den einzelnen Bieter.

*Beispiel:* Im TransmissionCode 2003 unter Anhang D Tz 4.2 heißt es: "Der Anbieter ist verpflichtet, sämtliche technische und organisatorische Maßnahmen, die zur Lieferung der Regelernergie an den Vertrags-ÜNB erforderlich sind, mit den betroffenen Netzbetreibern zu organisieren."

Eine zentrale Koordination könnte diese Anforderung entschärfen, Voraussetzung wäre die Zusammenarbeit der ÜNB. Abweichendes Vorgehen ist nicht effizient und unvereinbar mit der Zusammenarbeitspflicht nach § 16 NZV.

### 3.3.2 RE-Produkte: Arten und Einsatz

In den vergangenen Ausschreibungen wurden der Regelernergie drei Produktgruppen zugeordnet: Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve. Im EnWG und der NZV wird

<sup>28</sup> VET: "Spezifische Präqualifikationsanforderungen", Kap. 3

<sup>29</sup> Arbeitsverfügbarkeit bezeichnet den Quotienten aus der verfügbaren Arbeit der Anlage zur theoretisch technisch möglichen Arbeit derselben, Zeitverfügbarkeit bezeichnet den Quotienten aus der Zeit, in der die Anlage zur Verfügung steht zur Gesamt-Betrachtungszeit.

nun an verschiedenen Stellen (siehe etwa § 6 Abs. 3 NZV) von "weiteren Regelenergieprodukten" gesprochen, diese werden jedoch nicht genauer spezifiziert.<sup>30</sup>

#### **a: Produktarten**

Die anzubietenden RE-Produkte müssen transparent definiert und gut handhabbar sein. Eine Abstimmung mit anderen Marktvorgängen (z. B. Spotmarkt der EEX, Intradaymarkt,..) wäre sinnvoll und wünschenswert.

#### **b: Ausschreibungszeiträume**

Die Ausschreibungszeiträume sollten so kurz wie möglich sein. Dies entspräche nicht nur den mehrfach erwähnten Fusionsauflagen des BKartA, sondern wäre zudem eine Notwendigkeit, um weitere Bieter in den Markt zu integrieren, die sich bislang scheuen, ihre Erzeugungskapazitäten langfristig zu binden. Vorstellbar wäre die Ausschreibung von Minutenreserve day ahead als Stundenblöcke (siehe BKartA-Auflagen), sowie der Primär- und Sekundärregelung höchstens monatlich. Die Stundenreserve könnte z. B. ebenfalls täglich ausgeschrieben werden und mit zeitlichem Vorlauf von ca. 1 h und für einige Stunden abgerufen werden. Eine weiterer wichtiger Grund für eine möglichst kurzfristige Ausschreibung ist eine beabsichtigte Annäherung von AE- und Spotmarkt. Dadurch können bereits im Ansatz Fehlansätze für BKV vermieden werden.

### **3.3.3 Einbeziehen des Bilanzkreises EEG**

Wie im Zusammenhang mit den heutigen und zukünftigen Produkte bereits erwähnt, ist die Art der Einbeziehung des Bilanzkreises EEG in die Thematik durch die ÜNB nicht geklärt. Dies ist in zweierlei Hinsicht problematisch und muss einer Lösung zugeführt werden:

#### **a: Veredelung der EEG-Einspeisung**

Einerseits geht es hierbei um die Kosten/Erlöse aus der sog. "Veredelung" der EEG-Mengen, also der Umwandlung der fluktuierenden Einspeisung in das den Händlern zugewälzte Profil, derzeit ein Band. Diese Kosten oder Erlöse sind in ihrer Höhe unbekannt. Die Verfasser des EEG sind offenbar von Kosten- und Erlösgleichheit dieser Position ausgegangen, sodass das EEG keine Aussage über die Weiterverrechnung hier auftretender Geldmengen trifft. Die Entgelterhöhungen der Vergangenheit deuten darauf hin, dass sie über den Weg der NNE sozialisiert wurden. Ein Anreiz zur Kostenminimierung besteht somit nicht.

Auch die NZV schweigt sich über die Allokation eventuell auftretender Kosten der Stundenreserve-Arbeit aus. Zwar werden die Kosten aus Leistungspreis eindeutig den NNE zugeschrieben (§ 8 NZV), die Kosten der Energie werden aber im Weiteren nicht erwähnt.

Aus inhaltlichen Gründen wäre eine Zuordnung zum EEG-Preis nahe liegend, diese ist aber durch das EEG nicht abgedeckt. Historisch (aus der Analyse der NNE der ÜNB) spricht vie-

---

<sup>30</sup> Inhaltlich muss es sich hierbei um eine Stundenreserve handeln. Ein solches Instrument wäre sinnvoll und geeignet, die Schwankungen der Windenergie-Einspeisungen auszugleichen.

les dafür, dass diese Kosten bisher ebenfalls in den Systemdienstleistungen der Höchstspannungsebene aufgegangen sind, hierzu liegt aber ebenfalls keine belastbare Aussage vor. Parallel zu den anderen RE-Arten wäre auch die Zuordnung zur Ausgleichsenergie denkbar. Letzteres entspräche am ehesten dem Geist des bisherigen Verfahrens, da die Trennung von LP und AP konsequent weitergeführt würde.

Des Weiteren ist unklar, auf welche Weise und durch wen die Veredelung durchgeführt wird: Manches deutet darauf hin, dass die konzerneigene Handelsgesellschaft diese Aufgabe im Auftrag des Netzbetreibers erfüllt. In diesem Falle wäre zu prüfen, ob dieses Geschäft auf Grund seines Volumens ohne Ausschreibung vergeben werden kann. Auch die Vergabe innerhalb des Konzerns ohne Beteiligung Dritter wäre zu hinterfragen. Wenn im Zuge einer solchen (angenommenen) Beauftragung mit der Veredelungsaufgabe die Day-ahead-Prognose der Windeinspeisung, explizit oder implizit, an die Handelsschwester übergeben würde, ergäbe sich hieraus ferner ein Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Händlern, der diskriminierenden Charakter hätte.

**Transparenz** wäre an dieser Stelle geboten. Dies würde bedeuten, die Vorgänge um den BK EEG detailliert nachvollziehbar zu machen und die Einspeisungen, Entnahmen und Ausgleichsgeschäfte offen zu legen oder den Dienstleister und seinen Lohn zu benennen.

#### **b: Zuordnung zu Bilanzkreisen**

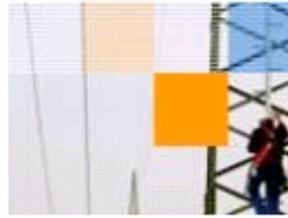
Ein zweiter Aspekt ist die Zuordnung der Einspeise- und Entnahmestellen zu Bilanzkreisen. In der Theorie der Verbändevereinbarung II muss jede Einspeise- und Entnahmestelle genau einem Bilanzkreis zugeordnet sein. Auch die NZV ist in diesem Punkte eindeutig: Der ÜNB hat die Mehr- und Mindereinspeisung **aller** Bilanzkreise zu saldieren.<sup>31</sup> So sollten die EEG-Einspeisungen dem oder den Bilanzkreisen EEG beim ÜNB angehören. Diesen Eindruck bestärken auch die Internetauftritte der ÜNB, etwa der folgenden der RWE:

---

<sup>31</sup> § 8 (2) NZV

## ■ Bilanzkreise

Die Belieferung von Kunden mit elektrischer Energie erfolgt im Rahmen von Bilanzkreisen. Ein Bilanzkreis besteht aus Entnahmen und/oder Einspeisungen. Der Bilanzkreisverantwortliche ist dafür verantwortlich, dass in jeder 1/4-Stunden-Messperiode die



Leistungsbilanz des Bilanzkreises ausgeglichen ist. Die Leistungsbilanz ist dabei die Summe der Entnahmen einerseits sowie die Summe der Einspeisungen andererseits.

RWE Transportnetz Strom gleicht innerhalb der Regelzone den Gesamtsaldo der Abweichungen aller Bilanzkreise über den Einsatz von Regelleistung in vertraglich verpflichteten Kraftwerken (siehe Informationen zu Regelleistung) aus.

**Abbildung 15: Zuordnung der Kunden zu Bilanzkreisen, hier RWE<sup>32</sup>**

Die Summe aller Bilanzkreisabweichungen muss also, eine korrekte Bilanzierung der Regelzone vorausgesetzt und von Fehlern abgesehen, dem Saldo der Regelzone entsprechen. Dieser Saldo wird im 1/4-h-Raster veröffentlicht und stellt eine streuende Größe dar, da hier vermischte Prognoseungenauigkeiten und andere stochastische Effekte wirken.

Die Beobachtung des Regelzonensaldos der ÜNB führt zu folgendem Ergebnis:

- Die Streuung des Regelzonensaldos nimmt – trotz deutlich steigender Windeinspeisung – nicht signifikant zu.<sup>33</sup>
- Die Umstellung des EEG-Wälzungsmechanismus mit Einführung des neuen EEG hat nicht zu einer signifikanten Änderung in der Saldo-Streuung geführt. Der Wälzungsmechanismus scheint ohne Einfluss auf den Regelzonensaldo zu sein.

Diese Beobachtungen lassen vermuten, dass der Bilanzkreis EEG nicht Teil des veröffentlichten Regelzonensaldos ist. Dies hätte eine Reihe von Konsequenzen:

Nach bisheriger Auffassung bildeten sich die Preise der Ausgleichsenergie aus der Umlage der AP-Kosten auf den Regelzonensaldo. Im Rückschluss repräsentierten die Preise der Ausgleichsenergie gemeinsam mit den Salden also die Kosten der Regelleistung-Arbeit. Wenn aber die Regelzonensalden nicht alle Bilanzkreise umfassen, verliert diese Zeitreihe mithin jede Aussagekraft.

<sup>32</sup> Internetauftritt der RWE Transportnetz Strom am 6. Oktober 2005 unter <http://www.rwe.de/generator.aspx/netznutzung/bilanzkreise/language=de/id=75442>

<sup>33</sup> Untersucht für die Jahre 2001 und 2002 in der Regelzone RWE, außerdem bis Jan. 2005 für RWE, EnBW und VET mit gleichem Fazit.

Auch in diesem Detailpunkt muss mehr **Transparenz** und eindeutige Beschreibung der Abläufe und Zusammenhänge eingefordert werden.

### 3.3.4 Problematik der Kraftwerksreserve des Erzeugers

Im Falle eines Kraftwerksausfalls sorgt der ÜNB für vier Viertelstunden inklusive der Ausfall-Viertelstunde (also für 45-60 Minuten) für den Ausgleich der weggefallenen Einspeisung<sup>34</sup>. Dies geschieht mit den Mitteln der Regelenenergie. Nach Ablauf dieser Frist liegt die Verantwortung für den Ausgleich beim BKV, zu diesem Zwecke darf dieser mit kürzerem zeitlichen Vorlauf (15 Minuten statt 45 Minuten) seine Fahrpläne ändern. Um auf einen solchen Ausfall reagieren zu können, hält der Kraftwerksbetreiber einen Reserve-Stromliefervertrag<sup>35</sup> oder Reserve-Kraftwerkskapazitäten vor. Über diesen soll der Produktionsausfall mindestens bis zur nächsten Möglichkeit der Alternativbeschaffung (also in der Regel die EEX am Folgetag) abgefangen werden, damit der Bilanzkreis des Kraftwerksbetreibers nicht in extremes Ungleichgewicht und somit in den massiven Bezug von Ausgleichsenergie gerät.

Dieser Bezug von Ausgleichsenergie kann für den BKV, hier den Kraftwerksbetreiber, schwerwiegende Folgen haben. So nennt RWE eine Unterspeisung des Bilanzkreises aus diesem Grunde als einen Kündigungsgrund des Bilanzkreisvertrages:

Unterspeisungen des Bilanzkreises sind ebenfalls nur zulässig, sofern sie auf Prognoseungenauigkeiten der Kundenlast beruhen. Der Bilanzkreisvertrag kann gekündigt werden, wenn Unterspeisungen durch den BKV beabsichtigt gewesen oder billigend in Kauf genommen worden sind. Dies ist insbesondere der Fall, wenn eine Energieunterspeisung

- ≡ systematischer Natur ist, so dass der arithmetische Mittelwert aller negativen und positiven Abweichungen in deutlichem Maße negativ ist,
- ≡ aus einem Kraftwerksausfall resultiert, dem nicht durch eine geeignete Reservestrategie begegnet worden ist,
- ≡ durch fehlende Sorgfalt in der Erstellung der Einspeisefahrpläne zu Stande gekommen ist, wobei beispielsweise geändertes Produktionsverhalten oder Lieferantenwechsel von Kunden nicht in Betracht gezogen wurde.

**Abbildung 16: Mögliche Folgen eines Kraftwerksausfalls<sup>36</sup>**

<sup>34</sup> vgl. § 5 Abs. 4 NZV

<sup>35</sup> Der Markt für Kraftwerksreserve zählt nur wenige Anbieter, daher ist der Punkt von großer Relevanz!

<sup>36</sup> Internetauftritt der RWE Transportnetz Strom am 6. Oktober 2005 unter: <http://www.rwe.de/generator.aspx/netznutzung/bilanzkreise/bilanzkreisfuehrung/language=de/id=75394/bilanzkreisfuehrung-page.html>

Für die Bemessung dieser Reserve existieren keine eindeutigen einheitlichen Regelungen, sie ist somit letztlich zwischen Kraftwerksbetreiber und ÜNB zu verhandeln und z. B. im Bilanzkreisvertrag zu fixieren. In der Praxis (beispielsweise BK-Vertragsmuster der RWE) wird häufig die Absicherung der größten Kraftwerkseinheit des Bilanzkreises, des sog. "größten Blocks" verlangt. Betreibt ein Kraftwerksbetreiber also z. B. zwei Kraftwerksblöcke à 400 MW, müsste nicht für 800 MW Reserve bestellt werden, sondern nur für den größten Block, in diesem Fall also für 400 MW. Hintergrund der Festlegung ist, dass der gleichzeitige Ausfall beider Blöcke sehr unwahrscheinlich ist.

Diese Praxis stellt eine Markteintrittsbarriere dar, da eine Kraftwerksgesellschaft, die (als Vergleichszahl) über 15 solcher Kraftwerksblöcke verfügt, ebenfalls 400 MW abzusichern hätte und damit nur knapp 7 % ihrer Kapazität. Ein Newcomer mit nur einem einzigen Kraftwerksblock muss diesen aber ebenfalls absichern, seine Absicherungsquote liegt somit bei 100 %. Offenbar findet hier eine Marktverzerrung zugunsten bestehender Kraftwerksporfolios statt. Sachgerechter erscheint eine Regelung, nach der sich die Reserve am Anteil an der Erzeugungskapazität in der Regelzone bemisst.

### **Stundenreserve**

Bezüglich der Kraftwerksreserve ist festzustellen, dass diese in der Qualität einer Stundenreserve vorgehalten werden muss, wie sich aus den Anforderungen an den Kraftwerksbetreiber ergibt. Der "Markt" für diese Kraftwerksreserve ist intransparent, sodass über Preise keine verbindliche Aussage getroffen werden kann. Eine ausreichende Liquidität ist fraglich. Die Möglichkeit der Erbringung von Reserve aus dem Ausland wird durch die Problematik der Netzengpässe und die organisatorischen Vorgaben der ÜNB erschwert. Deshalb ist es hier insbesondere von Bedeutung, die Netzengpässe so zu managen, dass dieses hochwertige Energielieferprodukt grenzüberschreitend bereitgestellt werden kann. Voraussetzung hierfür ist auch die Konsistenz der Vorlaufzeiten der Fahrplanmeldungen und der Abrechnungsperioden zur deutschen NetzZugangsVO.<sup>37</sup>

---

<sup>37</sup> Die Thematik der Stundenreserve birgt einen weiteren Aspekt, der zunächst unabhängig von der Kraftwerksreserve besteht: In Zukunft wird die Stundenreserve ein weiterer, "sonstiger" Bestandteil der Regelenenergie werden. Dies ist vermutlich nicht neu, da auch bisher etwa die Schwankungen der Windenergie sinnvoll durch ein solches Produkt ausgeregelt worden sein werden. Die Veränderung steht im Hinblick auf die zukünftig größere Transparenz zu erwarten. Eine Ausschreibung der Stundenreserve als Bestandteil der Regelenenergie hätte aber auf den Markt der Reservebereitstellung sicherlich auch Auswirkungen. Eine tatsächliche Erhöhung der Nachfrage würde zu einem höheren Preisniveau führen. Allerdings sind die Effekte auf Grund der mangelnden Markttransparenz nicht oder nur schwer abschätzbar.

### 3.3.5 Neue Marktteilnehmer im RE-Markt

Die Erzeugerlandschaft der deutschen Stromwirtschaft ist, wenn auch langsam, in Bewegung geraten. Allenthalben werden Kraftwerksneubauten oder -modernisierungen angekündigt, geplant oder bereits begonnen. Diese Erneuerung des Kraftwerksparks birgt eine Chance für den Regelenergiemarkt: Die neu errichteten Anlagen sind viel eher in der Lage, die technisch notwendigen Anforderungen zur Erbringung von RE zu erfüllen, als viele Bestandsanlagen. Es ist also mit einer physischen Erweiterung des Pools der potenziellen Bieter in allen Regelenergiearten zu rechnen.

Eine Belebung des Marktes ist in erster Linie von denjenigen Kraftwerksbetreibern zu erhoffen, die von den vier großen deutschen Stromkonzernen unabhängig agieren. Diesen muss der Eintritt in den RE-Markt nicht nur ermöglicht sondern so weit wie eben möglich (das bedeutet: wie technisch vertretbar) vereinfacht werden, um die sich bietende Chance zu nutzen.

### 3.3.6 Gemeinsame Bewirtschaftung der vier getrennten Regelzonen

#### Zusammenarbeit zur Effizienzsteigerung ist verpflichtend

Die ÜNB sind zur Zusammenarbeit verpflichtet. Maßgeblich für diese Feststellungen ist zum einen § 16 (1) NZV, in dem es heißt: *"Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, gemeinsam mit den anderen Netzbetreibern einheitliche Bedingungen des Netzzugangs zu schaffen, um die Transaktionskosten des Zugangs zum gesamten Elektrizitätsversorgungsnetz so gering wie möglich zu halten."*

Außerdem heißt es unter § 22 (2) EnWG: *"Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind unter Beachtung ihrer jeweiligen Systemverantwortung verpflichtet, zur Senkung des Aufwandes für Regelenergie unter Berücksichtigung der Netzbedingungen zusammenzuarbeiten."*

Daneben existieren verschiedentlich Vorgaben zur *möglichst preisgünstigen* Energieversorgung (z. B. § 1 EnWG, "Zweck des Gesetzes" (!) etc.).

Wenn es also möglich ist, zur Steigerung der Effizienz oder zur Senkung der Kosten für Regelenergie im Rahmen des technisch Möglichen zusammenzuarbeiten, sind die ÜNB gesetzlich verpflichtet, dies auch zu tun.

#### Derzeitige Ineffizienz ist offenkundig

Wie in Kap. 3.2.11 beschrieben, ist es eher die Regel denn die Ausnahme, dass in einer Regelzone positive Regelenergie eingesetzt wird, während in einer anderen Regelzone zeitgleich negative RE abgerufen wird. Dies ist eine offenkundige Ineffizienz, die im günstigsten Falle als Geldverschwendung zu bezeichnen ist. Auf Grund der beschriebenen Transferef-

fekte zwischen ÜNB und Kraftwerksschwestern<sup>38</sup> kann sich beim Beobachter alternativ der Verdacht einer bewussten oder billigend in Kauf genommenen Quersubventionierung einstellen.

### Lösungsvorschlag

Da die gemeinsame Ausschreibung der RE nach § 6 NZV alleine das beschriebene Problem nicht zu lösen vermag<sup>39</sup>, muss, um neben den Forderungen des § 6 NZV auch die dargestellten Verpflichtungen zur Kosten senkenden Zusammenarbeit zu erfüllen, ein anderer Weg beschritten werden.

Die Lösung liegt in der **gemeinsamen Bewirtschaftung** der vier getrennten Regelzonen bezüglich der Regelenergie<sup>40</sup>, also der **gemeinsamen Beschaffung** und des **gemeinsamen Einsatzes** der Regelenergie aller Arten. Hierzu muss die bestehende informatorische Verbindung der ÜNB auf andere Art genutzt werden (insbesondere bezüglich der Sekundärregelung; hier muss von der Betrachtung der Regelzonen-Kuppelstellen auf die Sicht der Grenz-Kuppelstellen umgestellt werden).

Die Fusionen der Vergangenheit haben gezeigt, dass die Grenzen für die gemeinsame Bewirtschaftung zuvor getrennter Netzgebiete weit gesteckt sind: Technische Gründe vermochten die Zusammenschlüsse RWE/VEW (Zusammenführung zweier zu einer einzigen RZ), Bayernwerk/PreussenElektra (Führen einer gemeinsamen RZ aus zwei Leitwarten) sowie die "räumlich geteilte" Regelzone der VET nicht zu verhindern. Dass das Vorgeschlagene nicht bereits in der Vergangenheit umgesetzt wurde, hat offenbar keine technische Begründung. Daher sollte die volkswirtschaftlich sinnvolle und an der seit langem gesetzlich gebotenen Effizienz der Stromversorgung orientierte Lösung, die gemeinsame Bewirtschaftung, nun umgesetzt werden.

### 3.3.7 Transparenz

Wie bereits an verschiedenen Stellen erwähnt, ist allgemein die Transparenz der Vorgänge im Regelenergiemarkt absolut unzureichend. Die Informationstiefe der Veröffentlichungen ist unbefriedigend. Auf der Ausgleichsenergieseite gilt nämliches.

Bezüglich der **Inhalte der Information** gilt grundsätzlich die Prüffrage der Nachvollziehbarkeit: Die gewünschte Transparenz ist nicht erreicht, wenn sich aus den angegebenen Daten und den Aussagen über die angewandten Methoden das veröffentlichte Ergebnis nicht her-

---

<sup>38</sup> Von hohen RE-Kosten hat der ÜNB keinen Schaden, da er sich über NNE und AE zu null refinanziert. Der Bieter, häufig also die Kraftwerksgesellschaft, hat aber einen Nutzen, dem der Schaden der Allgemeinheit gegenüber steht.

<sup>39</sup> Der Abruf der Kraftwerke, auch aus einer gemeinsamen Merit Order, müsste getrennt je Regelzone erfolgen. Somit bliebe die beschriebene Ineffizienz bestehen.

<sup>40</sup> Ausdrücklich nicht gemeint sind etwa die Besitzverhältnisse an den Netzen oder die Aufgaben des ÜNB, die nicht die Regelenergie betreffen, wie z. B. Netzausbau etc.

leiten lässt (so z. B. der Fall für die AE-Preise). Hier gilt es, die Informationsinhalte zu erweitern.

Der zweite wichtige Aspekt ist die formale **Bereitstellung der Information**. Im Zeitalter der elektronischen Datenverarbeitung kann eine Informationsbereitstellung, die z. B. keinen Download ermöglicht, die große Datenmengen nicht in ein Tabellenkalkulationsprogramm überführbar bereit hält oder die Abfrage einzelner Tageswerte notwendig macht, wo Lastgänge über Monate von Interesse sind, nur als prohibitiv bezeichnet werden. Solche Veröffentlichungen täuschen eine offene und konstruktive Haltung vor, lassen bei näherem Hinsehen aber auf den starken Wunsch nach Intransparenz schließen.

Zur Herstellung wirklicher Transparenz bedarf es also neben der inhaltlichen Vollständigkeit auch der formalen Handhabbarkeit der Information.

Gelegentlich ist von Seiten der ÜNB das Argument zu hören, die intransparente Veröffentlichung der Gebote diene dem Schutz vor spekulativen bzw. taktischen Geboten und damit dem Ziel niedriger Preise. Dieses Argument ist nicht haltbar, denn eine Abschottung des Marktes, sei es durch die Errichtung von technischen oder informatorischen Barrieren, dient niemals der Preissenkung. Vielmehr bevorzugt dieses Vorgehen die etablierten Player im Markt. Als Beleg hierfür gelte das folgende Beispiel:

*Beispiel: Zu dieser Überzeugung scheint auch die Deutsche Strombörse EEX bereits im Jahre 2003 gelangt zu sein. Trotz anfänglicher Proteste<sup>41</sup> meldet die EEX im November 2003: "Über ihre bereits bisher veröffentlichten Preisindizes hinaus und zusätzlich zur sofortigen anonymisierten Veröffentlichung von Preis und Umsatz jedes einzelnen Geschäfts wird die European Energy Exchange AG (EEX) ihren Beitrag zur Transparenz des Marktes durch die Veröffentlichung von Gebotskurven der Spotmarktauktionen künftig erheblich ausweiten."<sup>42</sup> Die in der Vergangenheit fest zu stellenden Preiserhöhungen sind sicherlich nicht auf diese größere Markttransparenz zurückzuführen. Negative Effekte der Änderung sind nicht bekannt geworden.*

### **3.3.8 Zusammenfassung zur Umsetzung der heutigen Gesetzeslage, hier: Regelenergie**

Aus Sicht des Gutachters sind die folgenden Stichpunkte zur sachgerechten Umsetzung der geltenden Gesetzeslage auf den Regelenergiemarkt von besonderer Relevanz:

- Auf dem Regelenergiemarkt muss eine Marktbelebung erreicht werden. Hierzu ist ein Bündel von Maßnahmen notwendig.

---

<sup>41</sup> Diese richteten sich inhaltlich gegen eine (befürchtete) Aufweichung der Anonymität der Börsengeschäfte.

<sup>42</sup> Pressemitteilung der EEX vom 5. November 2003

- Die Präqualifikation muss vereinheitlicht und ihre Anforderungen auf das gesetzlich vorgegebene Maß des technisch Notwendigen reduziert werden. Hierzu kommen die Überprüfung der Verfügbarkeitsanforderungen der Bieterkraftwerke und die Zusammenarbeit der ÜNB zur Erleichterung des Marktzutritts.
- Produkte und Ausschreibungszeiträume der Regelenergie müssen marktgerechter gestaltet werden, also z. B. zu den börsengängigen Produkten passen, um eine hohe Liquidität zu erzielen.
- Die derzeit wenig durchschaubare Abwicklung des BK EEG muss transparent gestaltet werden. Dies betrifft die Frage Veredelung (zu der ja in unbekanntem Umfang RE eingesetzt wird) ebenso wie die fragliche Zuordnung des BK EEG zum Regelzonen-saldo.
- Das Problem der Kraftwerksreserve, die derzeit häufig durch die Absicherung des größten Blocks erfolgt und so zu einer Bevorzugung der etablierten Erzeugungsportfolios führt, muss auf eine Weise gelöst werden, dass die Abschottung der bestehenden Märkte von neuen Kraftwerkskapazitäten beendet.
- Die getrennten Regelzonen müssen fürderhin gemeinsam bewirtschaftet werden, um offenbare Ineffizienzen ("Gegeneinanderregeln") zu beenden und so dem Gesetz genüge zu tun.
- Die Transparenz im Gesamtzusammenhang muss erhöht werden und sich dem Maßstab der Nachvollziehbarkeit (Kenntnis der Daten und der Verfahren) sowie der Benutzerfreundlichkeit beugen.

Diese Maßnahmen wären geeignet und notwendig, den derzeit mit Mängeln behafteten Regelenergiemarkt im Rahmen des heutigen Gesetzeslage dem angestrebten Optimum näher zu bringen.

### 3.4 Stichpunkte zu einer Weiterentwicklung des RE-Marktes

Im Zuge einer Weiterentwicklung der heutigen Bestimmungen sollten die folgenden Punkte und Aspekte genau analysiert und diskutiert werden, um eine volkswirtschaftlich optimale Lösung zur Zufriedenheit aller Marktteilnehmer zu erreichen:

- Die gemeinsame energetische Bewirtschaftung der vier getrennten Regelzonen könnte in eine tatsächliche **gemeinsame Regelzone** münden. Dies könnte neben den beschriebenen und heute schon gesetzlich verankerten Effekten weitere Synergien heben. Die Führung der gemeinsamen Regelzone müsste nicht zwingend von einem der heutigen ÜNB besorgt werden, ebenso gut vorstellbar wäre eine Trennung der heutigen Aufgabenballung und die Verlagerung bestimmter bundesweiter Tätigkeiten zu einer neuen, neutralen Instanz.

- Je nach Ausgestaltung der Regelenergiebeschaffung kann das anzuwendende **Verfahren der Preisbildung** (heute gesetzlich fixiert als "pay as bid") überdacht werden. In manchen Konstellationen (etwa organisatorische Nähe zur Börse) kann das Market-Clearing-Price-Verfahren ggf. Vorteile bieten.
- Die heutige **Kostenzuordnung der LP- und AP-Anteile** der Regelenergie ist zu Teilen noch unklar (AP der "sonstigen Produkte"). Inhaltlich ist außerdem fraglich, ob es sinnvoll ist, den Hauptanteil der Kosten über die Netznutzungsentgelte verursachungsunabhängig zu sozialisieren, oder ob es bessere, verursachungsgerechtere Möglichkeiten der Kostentragung geben könnte.
- Im Zuge einer Weiterentwicklung des Marktes sollten **Anreize für den ÜNB** geschaffen werden, die in geeigneter Weise den kostenoptimalen Einsatz der Regelenergie fördern.

## 4 Fokus 2: Ausgleichsenergie

### 4.1 Analyse des Ist-Zustandes

#### 4.1.1 Intransparenz der Preisbildung der AE

Die Preise für den Bilanzausgleich, also die Arbeitspreise der Ausgleichsenergie, werden durch die ÜNB im Internet in Form einer ¼-h-Zeitreihe veröffentlicht. Sie basieren (geht man von der diesbezüglichen Erfüllung der Kartellamtsauflagen und der Richtigkeit der durch die ÜNB gemachten Angaben aus) auf den Arbeitspreisen der Gebote für Sekundärregelung und Minutenreserve. Aus zwei Gründen sind diese Preise intransparent und für den vorrangig Betroffenen, den BKV, nicht nachvollziehbar:

a: Die Datenbasis ist unbekannt.

Wie in Kap. 3 ausführlich geschildert, sind die Gebote der Regelenergie und damit die angebliche Berechnungsgrundlage der Preise für Ausgleichsenergie der Öffentlichkeit nicht zugänglich. Die Datenbasis für ein Nachvollziehen ist nicht gegeben.

b: Die Berechnungsvorschrift ist unklar.

Auf welche Weise die Sekundärregelenergie- und Minutenreserveanbieter in Vorhaltung genommen und schließlich abgerufen werden, ist im Detail nicht bekannt.

**RWE** hat hierzu verlautbart<sup>43</sup>, dass die Merit Order unter Berücksichtigung technischer Nebenbedingungen ausschlaggebend sei und dass das Gesamtproblem durch eine GGLP<sup>44</sup>-Berechnung mit dem Ziel der Gesamtkostenoptimierung gelöst würde. Die technischen Randbedingungen und weiteren Details entziehen sich aber jeder öffentlichen Kenntnis. Das Berechnungsverfahren ist das des Pay-as-Bid, bei dem jeder RE-Bieter gemäß seinem Gebot entlohnt wird.<sup>45</sup>

In ähnlicher Weise äußert sich **E.ON** bezüglich des Einsatzes der RE auf seinen Internetseiten. Die Preisstellung ist grundsätzlich ausschlaggebend für den Einsatz der Regelenergie, allerdings werden betriebliche Aspekte beim Einsatz vorrangig berücksichtigt. Welche As-

---

<sup>43</sup> Vortrag von Herrn Dr. Klaus Albers in 2001, RWE Net, Netzvertrieb

<sup>44</sup> GGLP: "Gemischt ganzzahlige lineare Programmierung", Methode zur rechnergestützten Lösung von Optimierungsaufgaben

<sup>45</sup> Auf der RE-Seite kann alternativ zum "Pay as Bid", bei dem jeder Bieter nach seinem Gebot entlohnt wird, das "Market-Clearing-Price"-Verfahren angewendet werden, bei dem der letzte genutzte Bieter den Preis für alle anderen mit setzt. Die RE-Kosten aus dem Pay as Bid werden als mittlerer gewichteter Arbeitspreis (MGAP) auf der AE-Seite wieder erscheinen. Eine solche Gewichtung ist beim Market Clearing Price nicht notwendig, da ja alle Bieter den Grenzpreis erhalten. Die Verwendung des MGAP lässt somit auf das Pay-as-Bid-Verfahren schließen.

pekte das sind, ist ungewiss. Im E.ON-Gebiet wird das Clearingpreisverfahren zur Preisfeststellung herangezogen, bei welchem das letzte genutzte Gebot den Preis für alle Bieter setzt.

Symptomatisch für die Transparenz des Verfahrens ist die abgebildete Veröffentlichung der **EnBW** Transportnetze AG:

**Preise für Ausgleichsenergie in der Regelzone der EnBW Transportnetze AG: ab 01.01.2002**

Aus den Beschaffungskosten der Regelenergie für den Ausgleich des viertelstündlichen Gesamtsaldos der Regelzone ergeben sich die Preise der Ausgleichsenergie, die der Abrechnung der einzelnen Bilanzkreise zugrunde gelegt werden.

Die nachfolgend veröffentlichten Daten dienen nur der Information und werden bei Bedarf aktualisiert.

**Abbildung 17: Bildung des Ausgleichsenergie-Preises, hier EnBW<sup>46</sup>**

Zum einen wird lediglich festgestellt, dass sich die Preise für Ausgleichsenergie "ergeben", zum andern wird die darauf basierende Veröffentlichung "bei Bedarf aktualisiert". Die Transparenz ist hier also genau so wenig gegeben wie die Verlässlichkeit der Information. Über das Berechnungsverfahren (Market Clearing Price oder Pay as Bid) wird keine Aussage getroffen.

Die **VET** beschreibt das Verfahren kurz und bündig: Die Arbeitskosten aus Sekundärregelung und Minutenreserve werden auf den gesamten Regelenergiebedarf bezogen, es wird das MGAP-Verfahren (und damit Pay as Bid) angewandt. Die Unklarheiten zur Vergabe der Regelenergie bleiben bestehen.

In Ganzen ist also der Preis für Ausgleichsenergie durch einen Außenstehenden (also nicht den jeweiligen ÜNB) nicht zu überprüfen.

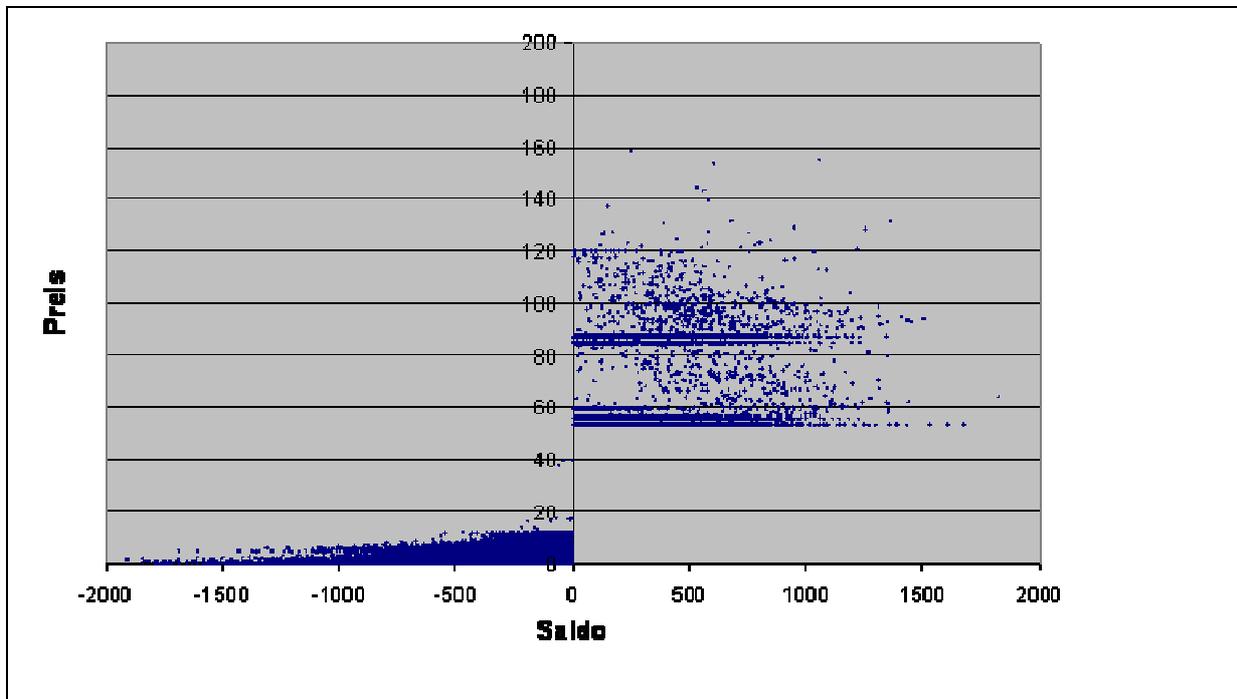
#### 4.1.2 Historie: Preise und Regelzonensalden

Die Preise für Ausgleichsenergie und der Regelzonensaldo sind jeweils eine stark fluktuierende Zeitreihe, die sich der graphischen Darstellung über der Zeitachse entzieht. Da beide Werte 1/4-h-scharf veröffentlicht werden, liegen 35.040 Werte pro Jahr vor. Zur Auswertung müssen daher statistische Verfahren herangezogen werden, wenn spezielle Fragestellungen untersucht werden. Eine aussagekräftige Möglichkeit der Visualisierung besteht aber in der Darstellung der Abhängigkeit beider Größen voneinander.

In den folgenden Schaubildern ist daher auf der Abszisse der Regelzonensaldo in MW ("Saldo"), auf der Ordinate der Preis der Ausgleichsenergie in €/MWh ("Preis") abgetragen. Diese Darstellungsform ermöglicht eine Einschätzung des Preisniveaus der einzelnen Regelzonen

<sup>46</sup> Internetauftritt der EnBW Transportnetze AG am 6. Oktober 2005 unter:  
<http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/strom/bilanzkreis/bilanzkreisabrechnung/index.jsp>

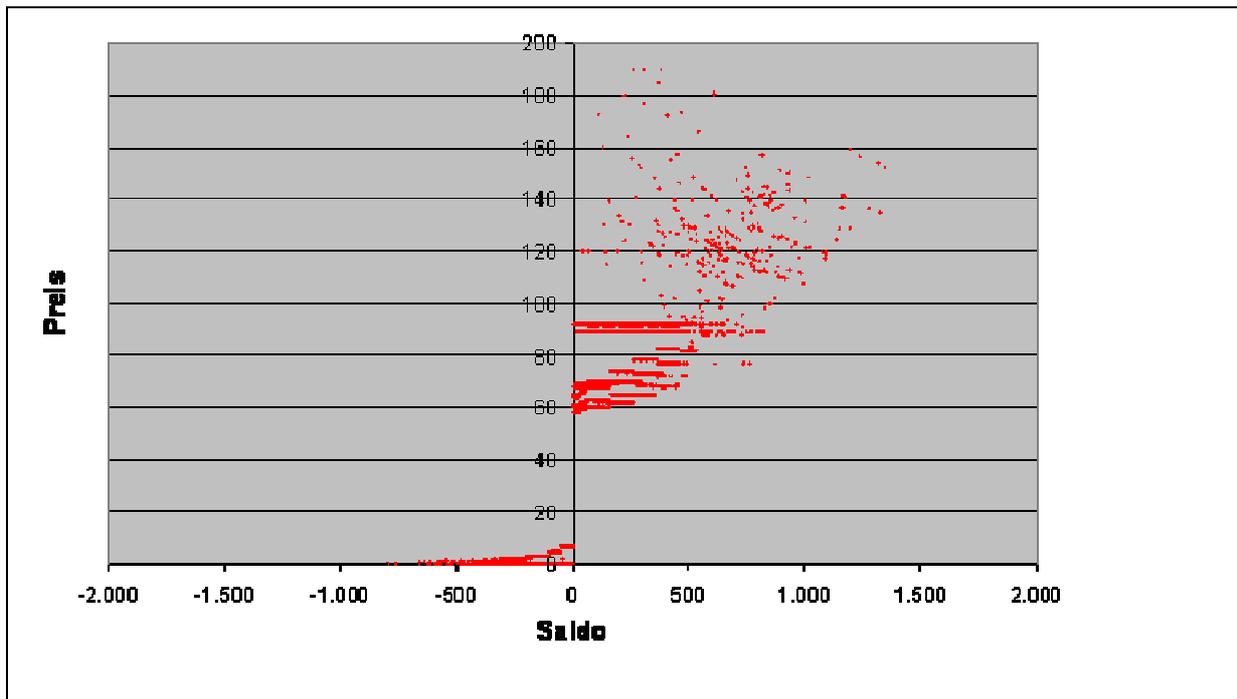
und verdeutlicht den Zusammenhang zwischen Regelzonen-Vorzeichen und AE-Preis. Dargestellt sind Werte aus dem Zeitraum vom 1. August 2004 bis 31. Juli 2005.



**Abbildung 18: Saldo und Ausgleichsenergiepreis, RWE**

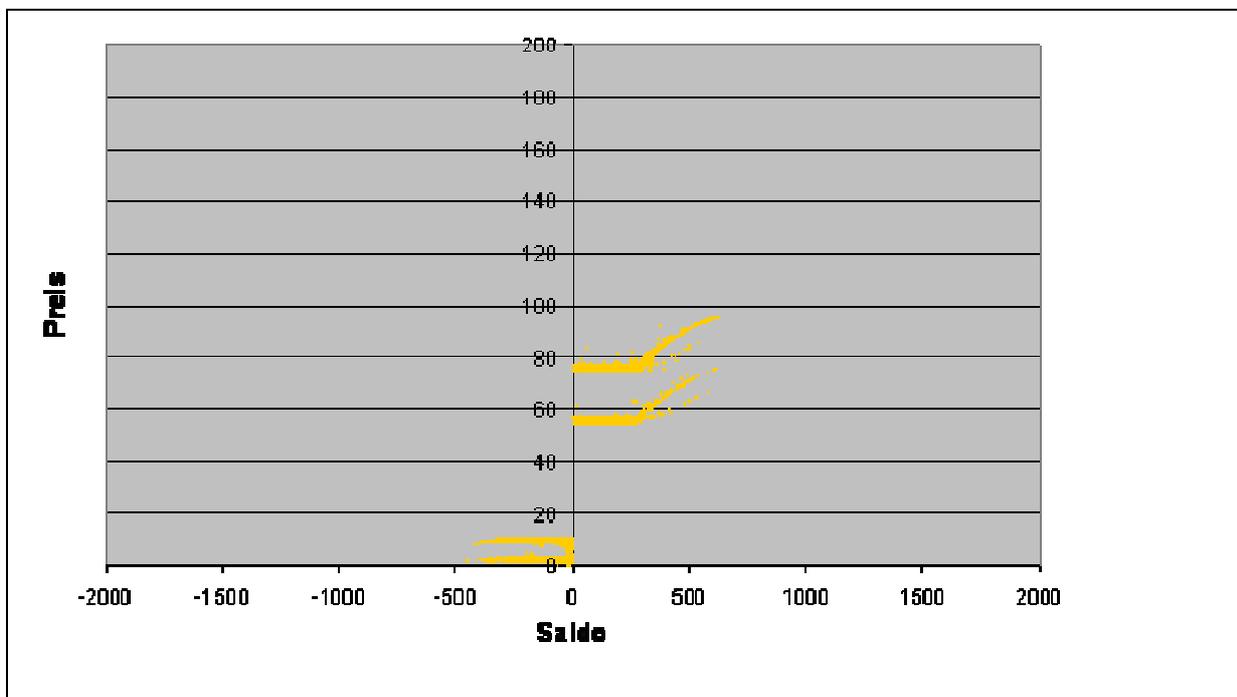
Klar erkennbar ist am ersten Beispiel, RWE, der Zusammenhang, dass niedrige AE-Preise zu Zeiten negativen Saldos auftreten – ein Umstand, der in der Gebotslegung der Regelenergiegebote begründet ist.

Die Preise streuen in beiden Wolken stark; es lassen sich im positiven Bereich Niveaulinien ausmachen, die mit den Niveaulinien der Arbeitspreise für positive Sekundärregelung (Abbildung 11) übereinstimmen. Abbildung 18 und die Analyse in Kapitel 3.2.9 veranschaulichen, dass zum Ausgleich der Regelzone – neben Primärregelleistung – vor allem Sekundärregelleistung eingesetzt wird.



**Abbildung 19: Saldo und Ausgleichsenergiepreis, E.ON**

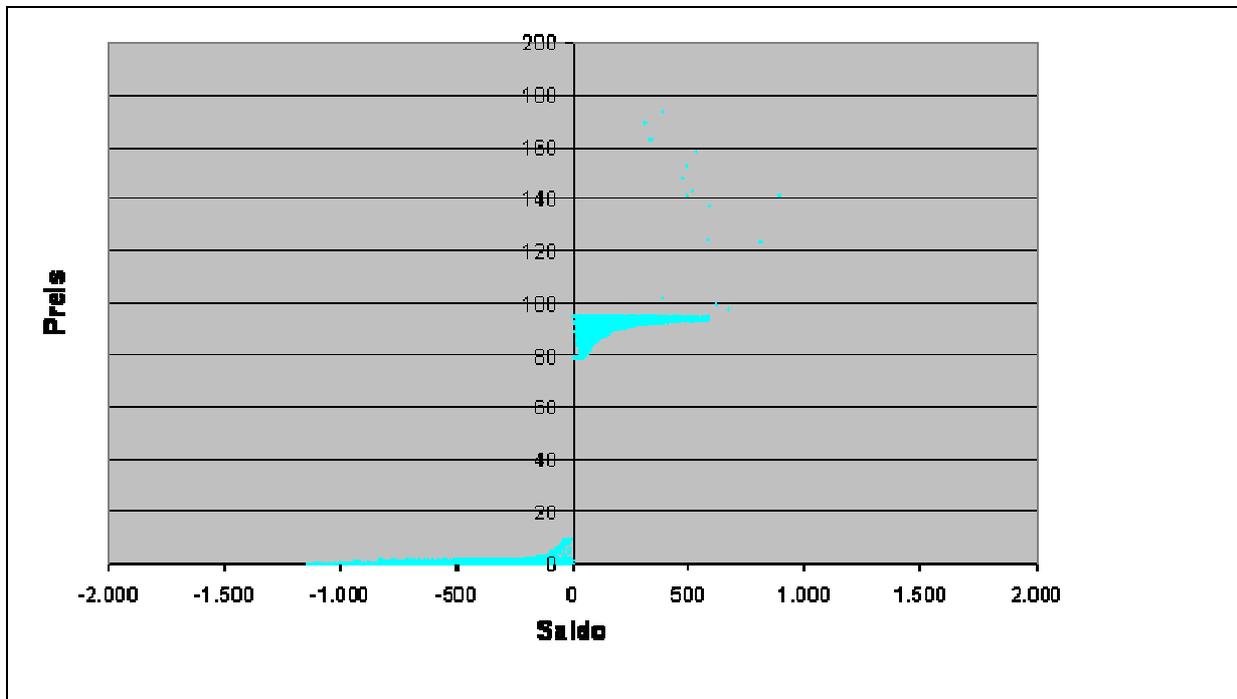
In der E.ON-Regelzone zeigten sich leichte Unterschiede zu RWE: Bedingt durch das "Market-Clearing-Price-Verfahren (MCP)" haben sich gestufte Preisniveaus herausgebildet. Die grundlegende Verteilung der Preise ist aber zwischen MCP- und Pay-as-Bid-Verfahren (PaB) nicht unterschiedlich.



**Abbildung 20: Saldo und Ausgleichsenergiepreis, EnBW**

In der Regelzone EnBW sind größenbedingt die Ausschläge auf der x-Achse deutlich kleiner. Die markante Form der Linien lässt einen starken, billigsten Bieter und wenige weitere Gebot-

te vermuten, da sich erst ab einem Grenzsaldo eine Preiskurve ausbildet, die für den MGAP typisch ist.



**Abbildung 21: Saldo und Ausgleichsenergiepreis, VET**

Bei VET zeigt sich eine klare Obergrenze der Preise mit einer darunter liegenden gleichmäßigen Streuung. Dies könnte auf einen dominanten "teuersten" Bieter hindeuten, der den Preis auf ein Maximum kappt.

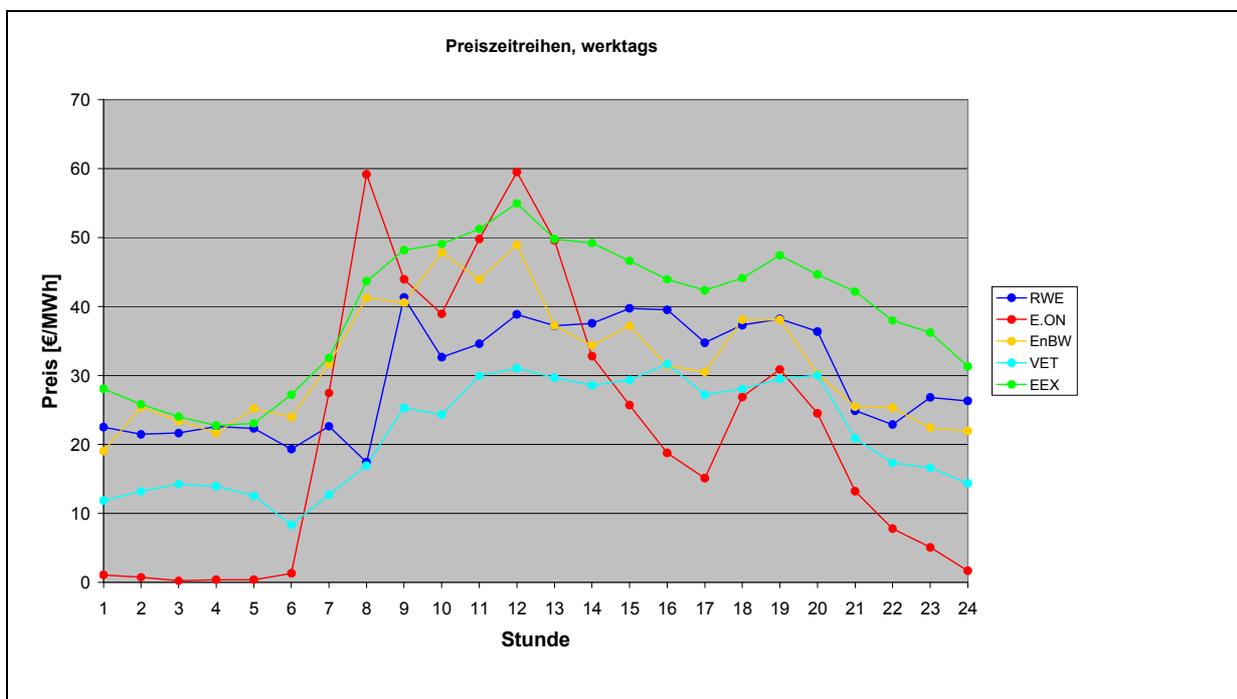
In allen vier Darstellungen zeigt sich der Zusammenhang zwischen Regelzonenvorzeichen und AE-Preis. Einzig E.ON scheint – dies entspricht auch den bekannten Aussagen der ÜNB, das MCP-Verfahren zur Preisfeststellung anzuwenden.

#### 4.1.3 Divergenz von Spotmarkt und Ausgleichsenergie

Die Preise am börslichen Spotmarkt der EEX und die der Ausgleichsenergie, gleich in welcher Regelzone, haben entsprechend der in Kapitel 3.2.8 angesprochenen Divergenz zwischen Spot- und Regelenergiemarkt wenig gemein. Die AE-Preise zerfallen in zwei Wolken, wie die Abbildungen des vorangegangenen Kapitels deutlich zeigen. Hieran ist deutlich geworden, dass bei negativem Saldo fast ausschließlich niedrige AE-Preise auftreten, häufig der Preis 0. Bei positiver Regelzone liegen die Preise stets deutlich über dem mittleren Niveau der EEX, oftmals zwischen 60 und 120 €/MWh. Einzelne Preise reißen deutlich nach oben aus.

Die Zeitreihen der Regelzonensalden und der AE-Preise korrelieren aus systemimmanenten Gründen also recht deutlich (z. B. RWE im Betrachtungszeitraum:  $\rho = 0,74$ )<sup>47</sup>. Eine solche systematische oder auch lediglich beobachtbare Korrelation existiert zwischen den Spotmarktpreisen und den AE-Preisen bzw. dem Regelzonensaldo nicht (im Beispiel: RWE-Saldo und EEX-Preise:  $\rho = 0,13$ ; EEX- und AE-Preise:  $0,19$ ).

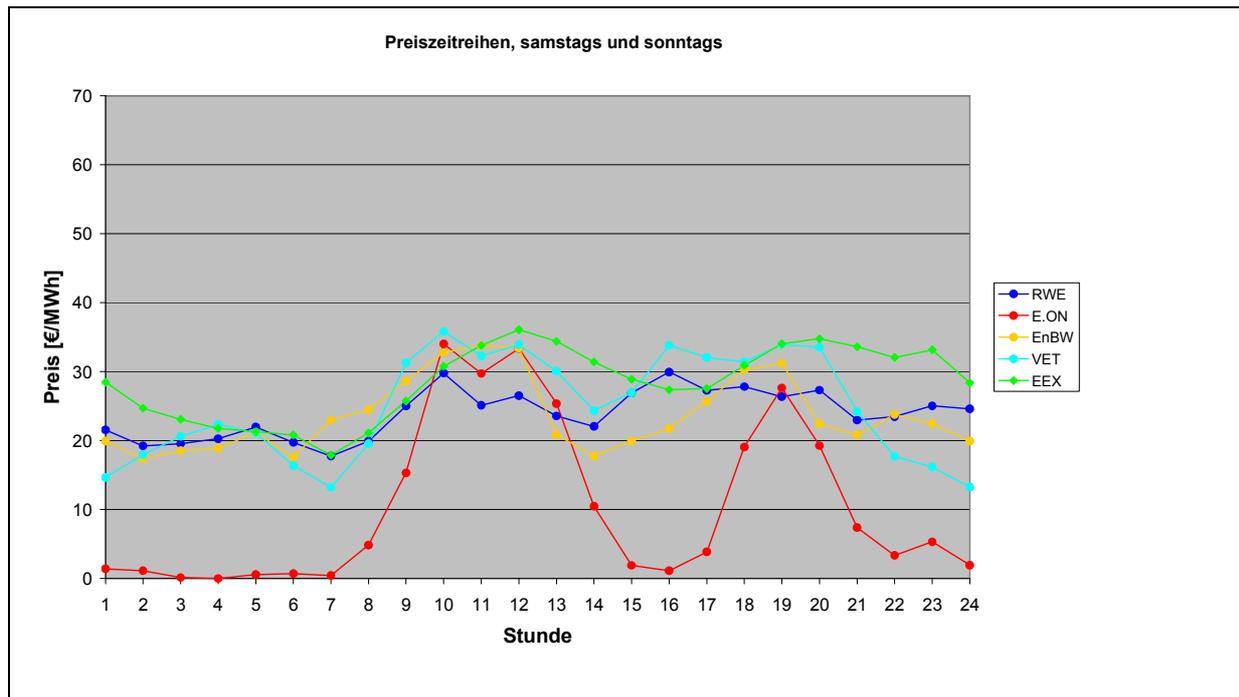
Beobachtet man den Tagesgang der gemittelten Preiszeitreihen, fallen dennoch Gemeinsamkeiten auf: Beide, EEX und die jeweilige AE-Preis-Zeitreihen, weisen den typischen Tagesgang auf. Um dies zu verdeutlichen, sollen die folgenden zwei Abbildungen die gemittelten Tageslastgänge der vier Regelzonen-AE-Preise und der EEX, getrennt nach Werktagen und Feiertagen, gegenüberstellen (ÜNB-Farbcodierung wie gewohnt, EEX hellgrün).



**Abbildung 22: Stunden-Mittelwerte der AE-Preise sowie des EEX-Spotmarktes, 01.08.2004-31.07.2005, werktags**

Der Tageslastgang ist zwischen den ÜNB unterschiedlich stark ausgeprägt. Besonders auffallend ist die Schwankung bei E.ON, hier treten in den ersten Stunden des Tages nullnahe Preise sehr häufig auf. Im Mittel liegen die AE-Preise unter dem Niveau der EEX.

<sup>47</sup>  $\rho$  ist der Korrelationskoeffizient zweier Größen. Er beschreibt die Stärke der Beziehung oder Abhängigkeit zweier Größen.  $\rho = 1$  stünde für eine eindeutige Abhängigkeit voneinander (z. B. bei den Größen "Höhe des Hauses" und "Länge des Regen-Fallrohres" für die Häuser einer Stadt),  $\rho = 0$  würde absolute Unabhängigkeit der Größen bedeuten (z. B. Sportnote und Schuhgröße der Schüler einer Schule).



**Abbildung 23: Stunden-Mittelwerte der AE-Preise sowie des EEX-Spotmarktes, 01.08.2004-31.07.2005, samstags/sonntags**

Auch an den Samstagen und Sonntagen zeigt sich ein ähnliches Bild. Die E.ON-Ganglinie weicht von den übrigen ÜNB deutlich ab, insgesamt liegen die EEX-Preise höher als die AE-Preise.

Berechnet man den Mittelpreis über den Betrachtungszeitraum (01.08.2004 bis 31.07.2005), liegt die EEX (Spotmarkt) bei 36,26 €/MWh. Die Ausgleichsenergiepreise liegen allesamt tiefer (EnBW: 29,5; RWE: 28,2; VET: 22,5; E.ON 18,9 €/MWh).

Die Sonderstellung der E.ON-Preise ist vermutlich auf das nur dort angewandte Preisbildungsungsverfahren des "Market Clearing Price" in Kombination mit einer aus nicht bekannten Gründen stark überspeisten Regelzone zurückzuführen.

Aus diesen Betrachtungen wird erkennbar, dass der EEX-Spotmarkt und die Preise der Ausgleichsenergie nicht oder fast nicht gekoppelt sind. Ähnlichkeiten im Tagesverlauf fallen im Mittel über einen Betrachtungszeitraum von hier einem Jahr zwar auf, sind am einzelnen Tage aber kaum vorherzusehen. Eine nach derzeitiger Rechts- und Vertragslage (§ 4, Absatz 2 StromNZV und Bilanzkreisvertrag) nicht statthafte Nutzung von Preisunterschieden zwischen AE-Preis und EEX wäre nicht grundsätzlich auszuschließen, wie das Beispiel der E.ON-Nachtstunden zeigt. Dieser Spekulation würde aber ein hohes Preisrisiko innewohnen.

#### 4.1.4 "Rampeneffekt"

Ein besonderer Effekt beruht auf der Tatsache, dass die Bilanzierung der Bilanzkreise im ¼-h-Raster erfolgt, während die im Stromhandelsmarkt üblichen Produkte – Standardprodukte

(v. a. Baseload, Peakload) sowie Einzelstunden (EEX-Spotmarkt) – ausschließlich im 1-h-Raster gehandelt werden.

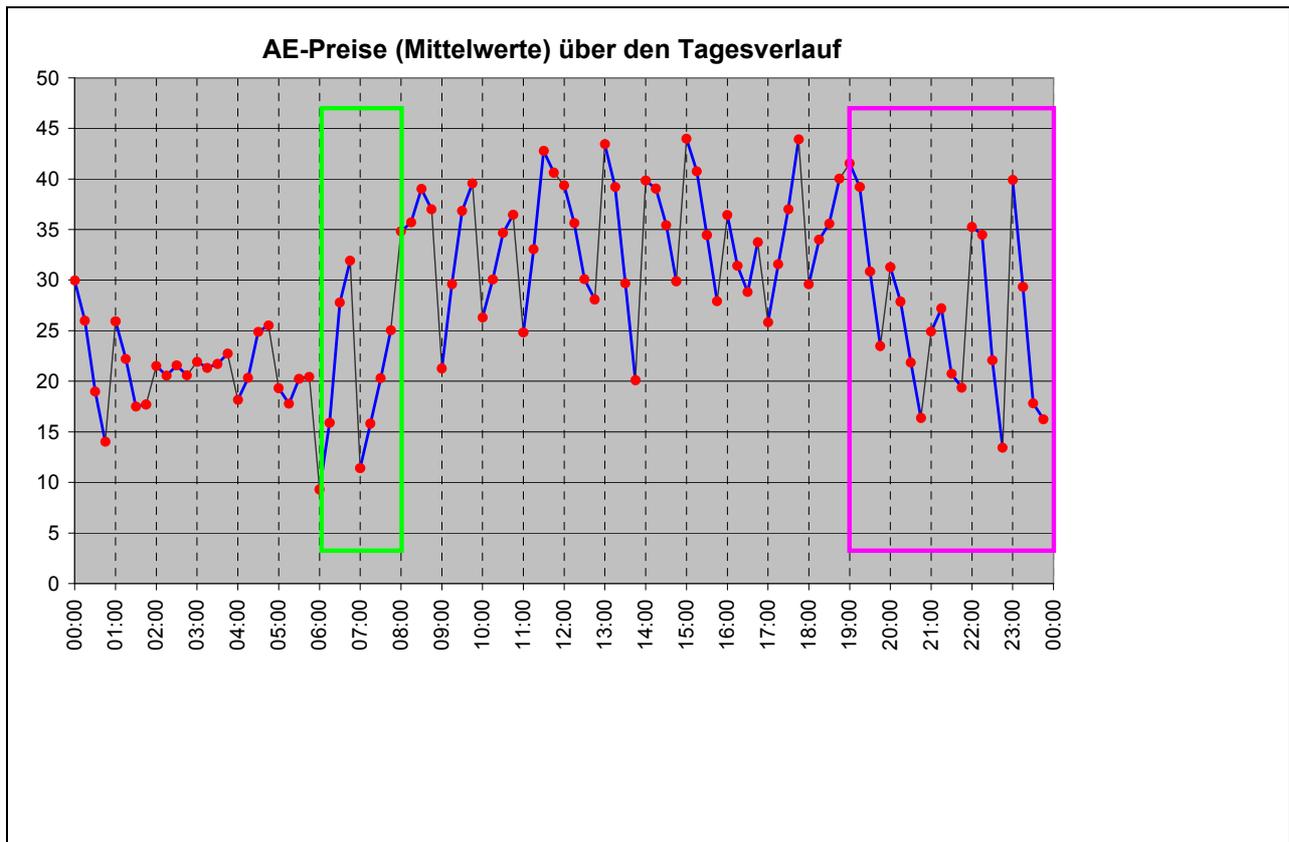
Gewärtigt nun der BKV in seiner Prognose z. B. in den Morgenstunden vier aufeinander folgende, ansteigende Viertelstundenwerte (dies ist üblich), wird er als seinen Wert des Beschaffungsfahrplanes häufig den Mittelwert der Stunde, aus börslichen Gründen gerundet auf 0,1 MW, ansetzen. Somit hat er in der ersten Stundenhälfte systematisch zuviel, in der zweiten Stundenhälfte systematisch zu wenig Energie eingeplant. Dieser Effekt kehrt sich bei fallender Last (in den Abendstunden) genau um.<sup>48</sup>

Da aber der Großteil der BKV in eben dieser Situation ist, wird sich zu den Morgen-Rampenstunden insgesamt in den ersten Hälften der betroffenen Stunden eine Überspeisung der Regelzone ausbilden, in den zweiten Hälften der jeweiligen Stunden eine Unterspeisung.

Anschaulich lässt sich dies überprüfen und darstellen, indem man den Mittelwert der AE-Preise einer jeden Stunde des Tages bildet (errechnet wiederum aus dem Zeitraum vom 1. August 2004 bis 31. Juli 2005, RWE-Regelzone):

---

<sup>48</sup> Der hier geschilderte Rampeneffekt trifft für Erzeuger- wie Verbraucherbilanzkreise in unterschiedlicher Weise zu. Die hier dargestellte Vorzeichenkonvention richtet sich am Verbraucherbilanzkreis aus. Für den Erzeugerbilanzkreis kehren sich die getroffenen Feststellungen gerade um: Der Erzeuger kauft also tendenziell "billige" und verkauft "teure" Ausgleichsenergie, macht also einen Gewinn.



**Abbildung 24: Viertelstunden-Mittelwerte der Ausgleichsenergie, Jahreszeitraum, RWE**

Die Stunden, die mittels grüner Umrandung markiert sind, können als Beispiele für den in Rede stehenden Effekt dienen: Die erste Viertelstunde der Stunde 7 weist im Schnitt einen niedrigen AE-Preis auf, die letzte Viertelstunde derselben Stunde einen hohen. Ebenso verhält es sich in Stunde 8. Ein gegenläufiges Bild zeigt sich, wenn auch weniger extrem, in den Lastrampenstunden des Abends (pink umrandet).

Zunächst hat der nach den Lastrampen benannte "Rampeneffekt" Auswirkungen in der Kostenbetrachtung: Systematisch muss der BKV Überschussenergie zu billigen Preisen als Ausgleichsenergie abstoßen, zu teuren Zeiten hinzukaufen. Selbst bei mengenneutraler Prognose resultieren hieraus Kosten für den Bilanzausgleich.

Ein Zweites ist die Bedeutung im Zusammenhang mit der Güte seiner Bilanzierung bzw. Prognose: Die Abweichungen, die hier beschrieben sind, haben ihre Ursache nicht in mangelnder Sorgfalt oder gar Fahrlässigkeit, sondern in einem systematischen Effekt der deutschen Energiewirtschaft. Wären die Zeitraster von Bilanzierung und Beschaffung identisch, gäbe es diese Abweichungen nicht.

Wichtig ist, festzuhalten: Die Abweichungen haben ihre Ursache eindeutig nicht in einer Prognoseungenauigkeit oder stochastischen Abweichung, was bei der Betrachtung des "Missbrauchsbegriffs" eine Rolle spielen wird.

#### 4.1.5 Missbrauchsbeginn in Bilanzkreisverträgen

Für den BKV resultieren aus den zwingend auftretenden Bilanzabweichungen Kosten und Erlöse. Neben dem Missstand der späten Abrechnung (siehe hierzu Kap. 4.2.2) existiert ein weiteres Problem: Teilweise wird die Auszahlung der Vergütung, die dem BKV für Überspeisungen des Bilanzkreises zusteht, verweigert. Als Grund für diese Weigerung des ÜNB wird die so genannte "missbräuchliche Verwendung" der Ausgleichsenergie ins Feld geführt.

Ebenso wie die Bilanzkreisverträge der ÜNB verschieden sind, ist der in diesen verwendete Begriff der missbräuchlichen Verwendung von Ausgleichsenergie nicht einheitlich definiert. Zwei der vier ÜNB, nämlich E.ON und RWE, veröffentlichen Muster-Bilanzkreisverträge im Internet. Diese sollen als Beispiel für die unterschiedlichen Definitionen herangezogen werden.

Im **RWE-Mustervertrag**<sup>49</sup> wird zunächst die ausgeglichene ¼-h-Leistungsbilanz des Bilanzkreises als eine besondere Pflicht des BKV hervorgehoben. Für verbleibende Ungleichgewichte muss dieser den wirtschaftlichen Ausgleich verantworten (§ 5 Grundmodul). Des Weiteren wird klargestellt, dass die AE keine disponible Größe des BKV ist (§ 6.2.2 Grundmodul) und demzufolge alle Abweichungen, die nicht durch Prognoseungenauigkeiten der Kundenlast begründet werden können, als missbräuchlich anzusehen seien.

Als Folge einer missbräuchlichen Einspeisung droht im Falle der Bilanzkreis-Überspeisung die Nicht-Vergütung, im Falle einer massiven und länger andauernden BK-Unterspeisung sogar die außerordentliche, fristlose Kündigung des BK-Vertrages (§ 7.4 Grundmodul).

Der **E.ON-Mustervertrag**<sup>50</sup> ist bereits stärker an den neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen orientiert. Er beschreibt zu Beginn grundsätzlich, dass Bilanzabweichungen durch den ÜNB ausgeglichen werden (gemeint ist: physisch durch den ÜNB, nachträglich abgerechnet mit dem BKV nach § 5), sofern keine missbräuchliche Über- oder Unterspeisung vorliegt (§ 2 Abs. 3). Im Folgenden wird die ausgeglichene Bilanz des Bilanzkreises je ¼ h als eine Pflicht des BKV genannt (§ 3). Insbesondere Unausgeglichenheiten, die nicht durch stochastische Schwankungen bedingt sind, stellen einen Verstoß gegen die Pflichten des BKV dar. Die Begrifflichkeit "durch stochastische Schwankungen bedingte Unausgeglichenheiten" bleibt dabei im Bilanzkreisvertrag undefiniert. Zur konkreteren Definition des Missbrauchs-begriffes wird an die Bundesnetzagentur verwiesen, die entsprechende Befugnis durch § 27 (1) Punkt 4 NZV hat.

Als Folge drohen dem BKV laut E.ON-Vertrag somit konkret die fristlose Kündigung im Wiederholungsfalle der missbräuchlichen Verwendung der Ausgleichsenergie, wobei die Definition derselben noch aussteht. Allgemein könnte allerdings die Verpflichtung zur ausgeglichenen Bilanz (§ 3) in Verbindung mit dem Sonderkündigungsrecht bei Verletzung wesentlicher Pflichten (§ 9) die Möglichkeit einer Kündigung aufweiten.

---

<sup>49</sup> RWE-Mustervertrag: Stand 01/05, download in 09.2005

<sup>50</sup> E.ON-Mustervertrag: Stand 09.2005, download 09.2005

Die derzeitige Situation ist aus mehreren Gründen unbefriedigend: Zum Einen sind die Regelungen nicht einheitlich, was die Situation der BKV erschwert. Problematischer ist allerdings der Umstand, dass eine Definition des Missbrauchsbegriffes (bzw. der Vertragspflichtverletzung) die jede Abweichung, die nicht stochastischer Natur ist (E.ON) oder sogar jede, die nicht auf eine Prognoseungenauigkeit der Kundenlast (also ohne Rücksicht auf die Einspeiseseite) pönalisiert, nicht sachgerecht ist. Das beschriebene Beispiel des Rampeneffektes belegt eindeutig, dass Abweichungen existieren, die nicht stochastisch begründbar und dennoch durch den BKV nicht vermeidbar sind. Des Weiteren werden die Folgen des BKV-Verhaltens in den gezeigten Definitionen in keiner Weise berücksichtigt, auch dies würde zu einer sachgerechten Definition des Missbrauchsbegriffes gehören. Weiterführende Überlegungen zu einer sachgerechten Definition des Begriffes folgen in Kapitel 4.2.4.

Ein einheitlicher Bilanzkreisvertrag ist vor dem Hintergrund der Zusammenarbeitspflicht der ÜNB, der einheitlichen technischen und wirtschaftlichen Anforderungen und der sicherlich ÜNB-einheitlichen Festlegungen der Bundesnetzagentur (oder besser noch: Im Rahmen dieser Festlegungen) dringend zu erarbeiten, um weitere Ineffizienzen zu vermeiden.

#### **4.1.6 Zusammenfassung zum Ist-Zustand der Ausgleichsenergie**

Die Analyse des Ist-Zustandes der Ausgleichsenergie weist naturgemäß Parallelen zur Regelenenergieseite und Folgen der dortigen Kritikpunkte auf. Zusammenfassend sind Ergebnisse der Analyse die Folgenden:

- Die Bildung der Ausgleichsenergiepreise ist nicht nachvollziehbar. Weder steht die nötige Datenbasis zur Verfügung (siehe RE-Markt), noch sind die angewandten Verfahren hinlänglich bekannt. Das Problem der Intransparenz setzt sich in diesem Bereich fort.
- Die Preise der Ausgleichsenergie selber zeigen die systemtypische Verteilung in Abhängigkeit vom Regelzonensaldo. Leichte Unterschiede zwischen den Regelzonen sind in der Preisbildung ("Pay as Bid" oder "Market Clearing Price") sichtbar. Außerdem spiegeln die Kurven unterschiedliche Bieterstrukturen wieder.
- Spotmarktpreise und AE-Preise korrelieren nicht. Die gemittelten Tagesgänge Beider weisen Gemeinsamkeiten auf, die aber im einzelnen Tagesverlauf auf Grund der starken Stochastik der AE-Preise verwischen. Auch in dieser Betrachtung fällt das MCP-Verfahren der E.ON ins Auge, diesmal durch häufige Null-Preise zu Nachtstunden. Im Mittel war das Preisniveau der Ausgleichsenergie im Betrachtungszeitraum (01.08.2004 bis 31.07.2005) niedriger als das der EEX.
- Der Rampeneffekt ist ein Systembedingter und lässt sich durch einen börslich beschaffenden Händler im Verbraucherbilanzkreis nicht vermeiden. Er führt zu Kosten für den Verbraucher- und zu Erlösen für den (geeigneten) Erzeuger-Bilanzkreis. Die hier auftretende Prognoseabweichung ist weder stochastisch noch missbräuchlich.

- Die Bilanzkreisverträge der vier ÜNB sind noch unterschiedlich. Auch die Festlegungen bezüglich der Verwendung von Ausgleichsenergie und die angedrohten Folgen einer "missbräuchlichen" Verwendung weichen ab, sind aber rundweg nicht sachgerecht. Eine Verbesserung der Bestimmungen und eine Vereinheitlichung der Verträge wären angeraten.

## **4.2 Eckpunkte zur Umsetzung der heutigen Gesetzeslage (AE)**

Analog zum Vorgehen im Themenblock Regelenergie (Kap. 3.3) soll auch bei der Analyse der Ausgleichsenergiethematik zunächst streng auf Basis der heutigen Gesetzeslage argumentiert werden. Die hier folgenden Eckpunkte tun eben dies. Im Hinblick auf eine mögliche Weiterentwicklung der Gesetzestexte sind unter Kap. 4.3 Stichpunkte der für diesen Fall relevanten Themen aufgelistet, um möglichst große Effizienz und Transparenz sicherzustellen.

### **4.2.1 Erweiterte Datenveröffentlichung**

Der BKV sieht sich bezüglich der Ausgleichsenergie einem Angebotsmonopol gegenüber. Aus diesem Grunde hat er ein legitimes Interesse, die Preisbildung derselben nachvollziehen zu können. Neben den bereits im Zusammenhang mit der Regelenergie erhobenen Forderungen nach transparenter Veröffentlichung der anonymisierten Angebote der Regelenergie ist hierfür die konkrete Beschreibung der Vergabep Praxis und der Preisbildung der AE-Preise aus den RE-Gebotskurven zu geben. Ziel muss es sein, dass der interessierte BKV (oder ein Auftraggeber, ein Interessenverband etc.) die AE-Preise im Detail aus den Gebotskurven "nachrechnen" kann (siehe hierzu auch: Transparenz-Forderung unter 3.3.7).

Die Umsetzung einer solchen Datenveröffentlichung der ÜNB mit dem Ziel einer "echten" Transparenz wird – so viel lehrt die Vergangenheit – nicht ohne externe, eindeutig formulierte Auflagen stattfinden. Diese Auflagen sollten durch die Bundesnetzagentur schnellstmöglich erlassen werden.

### **4.2.2 Bilanzkreisabrechnung, Verfügbarkeit der Bilanzkreis-Daten**

Für jeden BKV stellen die im Vorhinein unbekanntenen Preise der AE ein Risiko innerhalb der Beschaffungskosten dar. Vor allem auch wegen der steuernden Wirkung auf die Bilanzkreisführung ist ein wesentliches Ziel daher die möglichst rasche Abrechnung der Bilanzabweichungen, auch und gerade im "Normalfall", also dem Fall ohne Verdacht auf missbräuchliche Verwendung oder andere Schwierigkeiten. Die nun eingeführte Frist von zwei Monaten (§ 8 NZV) ist daher dem Grunde nach zu begrüßen.

In der bisherigen Praxis haben sich mitunter sehr lange Wartezeiten ergeben. Bilanzkreisabrechnungen wurden z. T. über mehrere Jahre nicht durchgeführt, obschon die Interessenslage der ÜNB für eine Abrechnung spräche, da en gros Zahlungen der BKV an den ÜNB zu erwarten ständen. Dies lässt sich aus dem durch den ÜNB veröffentlichten Regelzonensaldo und dem AE-Preis berechnen. Letzterer wiederum resultiert ja aus der eingesetzten Regel-

energie, liegt dem ÜNB also, genau wie der Saldo, unmittelbar vor.<sup>51</sup> Führt man die genannte Berechnung für den Jahreszeitraum 1. Oktober 2004 bis 3. September 2005 exemplarisch durch, wird dieser Befund belegt: In der Regelzone RWE kommt es, trotz einer Überspeisung durch die BKV von im Saldo ca. 817 GWh, zu Forderungen der ÜNB gegen die BKV von 69 Mio. € (welcher Anteil hiervon bereits abgerechnet ist, ist unbekannt). Zu erklären ist diese auf den ersten Blick paradoxe Situation durch das große Ungleichgewicht der AE-Preise je nach Vorzeichen der Regelzone: Die Überspeisung der Regelzone durch die BKV ("negative Regelzone") wird bereits auf Grund der Preisstellung der Ausgleichsenergie häufig nicht vergütet, wo hingegen die Unterspeisung der Zone zu hohen Preisen und damit Forderungen der ÜNB führt. Die Situation ist in allen Regelzonen prinzipiell gleich, wie Tabelle 2 ausweist:

**Tabelle 2: Salden und Zahlbeträge der vier Regelzonen**

<b>Übersicht Regelzonensaldo und Anspruch des ÜNB gegen den BKV</b>					
Betrachtungszeitraum: 1. Okt. 2004 bis 30. Sept. 2005					
	<b>RWE</b>	<b>E.ON</b>	<b>EnBW</b>	<b>VET</b>	
<b>Saldo</b>	-817.024	-834.338	-62.866	-1.052.036	<b>MWh</b>
<b>Anteil pos.</b>	1.023.084	411.419	339.389	470.338	<b>MWh</b>
<b>Anteil neg.</b>	-1.840.107	-1.245.757	-402.255	-1.522.374	<b>MWh</b>
<b>Wert</b>	69.161.542	38.282.692	21.584.258	43.207.834	<b>€</b>

Dies lässt darauf schließen, dass die ÜNB auf Grund mangelnder Datenbasis (oder anderer, nicht nachvollziehbarer Gründe) nicht in der Lage waren, die Abrechnung zu erstellen. Die Datenhoheit liegt bei den Verteilnetzbetreibern (VNB), die die Messungen und Bilanzierungen ihrer Verteilnetze durchführen. Diese sind ihrerseits verpflichtet, die notwendigen Daten unverzüglich zur Verfügung zu stellen (siehe z. B. § 16 NZV). Man kann davon ausgehen, dass die Bilanzierungsdaten dem VNB in der Regel zeitnah vorliegen und er sie dem ÜNB zur Verfügung stellen könnte. Sollte es aber im Ausnahmefall abrechnungstechnische bzw. datentechnische Gründe für Verzögerungen geben, sind diese zu beseitigen.<sup>52</sup>

Formal scheinen also alle Voraussetzungen geschaffen zu sein – es hapert mithin an der Durchsetzung. Die Verpflichtung zur Datenbereitstellung könnte im Vertragsverhältnis zwischen BKV und VNB, im Lieferantenrahmenvertrag, erfolgen. Zwar hat der BKV einen Anspruch auf den Abschluss des Lieferantenrahmenvertrages (§ 25 NZV), die Ausgestaltung einer solchen Klausel geben Gesetz und Verordnung aber nicht vor. Indirekt wird in manchen

<sup>51</sup> Zur Problematik des Regelzonensaldo und der Summe aller Bilanzkreisabweichungen siehe auch 3.3.3

<sup>52</sup> Dieses Detail lässt sich im Übrigen durch den BKV prüfen: Wenn der BKV von allen VNB der Regelzone die bilanzierten Daten seines Bilanzkreises aus dem jeweiligen Verteilnetz erhalten hat, ist sicher, dass diese Daten bei allen betroffenen VNB der Regelzone vorliegen. Für die Abrechnung des betreffenden Bilanzkreises fehlt somit nur noch die Übermittlung der Daten von den VNB zum ÜNB.

Bilanzkreisverträgen versucht, auf diese Klausel Einfluss zu nehmen, indem der ÜNB den BKV dazu verpflichtet, diese Vertragsinhalte im Verhältnis zum VNB zu fixieren.<sup>53</sup>

Das Problem scheint damit aber nicht gelöst zu sein, da die Position des BKV nicht geeignet ist, auf den VNB Druck auszuüben. Vielmehr muss auf eine positive Einflussnahme der Bundesnetzagentur gedrängt werden.

An dieser Stelle sei auf das bestehende Vertragsverhältnis zwischen ÜNB und VNB verwiesen, den Netzanschlussvertrag zwischen diesen, der unmittelbar oder mittelbar besteht. Eine Lösung innerhalb dieses Vertrages scheint am ehesten realistisch.

### 4.2.3 Bilanzabweichungen und mögliche Ursachen

Für die Abweichungen der Bilanz eines Bilanzkreises kann es unterschiedliche Gründe geben. Zunächst kann zwischen unbeabsichtigten, unvermeidbaren und beabsichtigten Abweichungen unterschieden werden. Im Bereich der beabsichtigten Abweichungen treten des Weiteren verschiedene Ursachen für das Verhalten des BKV zu Tage.

#### a) unbeabsichtigte Abweichungen

Viele Abweichungen der Bilanz des BKV, die unabhängig von marktbezogenen oder anderen Absichten auftreten, sind nicht beabsichtigt. Dass das heutige System in solchen Fällen oft keinen diskriminierungsfreien Marktzugang garantiert, sei an zwei Beispielen verdeutlicht:

*Beispiel a: Ein Marktteilnehmer (Händler), bisher tätig in Regelzone A, möchte ab Stichtag fünf Kunden einer Branche in Regelzone B versorgen. Er bildet hierzu einen "Bilanzkreis fremd" nach Definitiorik in Kap. 2.6 und gewinnt die in Rede stehenden Kunden von dem bisherigen Lieferanten, dem dominierenden Versorger in Regelzone B. Aus technischen Gründen (etwa Besonderheiten der Branche) ist der Bilanzkreis nur schlecht prognostizierbar.*

*Der große "Stamm-BK" des bisherigen Lieferanten ließ sich auch gemeinsam mit den fünf problematischen Kunden noch gut prognostizieren, da diese im Rauschen der Gesamtheit nicht aufgefallen sind. Für den neuen Lieferanten der fünf Kunden existiert aber ein Problem: Nach heutiger Festlegung der Bilanzkreisverträge und des Missbrauchsbegriffs läuft er auf Grund der Abnahmeeigenschaften seiner Kunden und der Größe des Bilanzkreises ständig Gefahr, sich dem Missbrauchsvorwurf auszusetzen und riskiert die Kündigung des Bilanzkreises – mithin eine Markteintrittsbarriere für neue Lieferanten. Dies ist besonders bemerkenswert, da sich in technischer Hinsicht ja nichts geändert hat: Die Kunden waren zuvor ebenso schlecht zu prognostizieren wie nach dem Stichtag, sie wurden lediglich in einem anderen Bilanzhülle bilanziert*

*Fazit: Eine Definition des Missbrauchsbegriffes, die technisch gleiche Probleme auf Grund anderer bilanzieller Abbildung plötzlich als Missbrauch definiert, muss als fraglich bezeichnet werden.*

---

<sup>53</sup> so z. B. im Muster-BK-Vertrag der E.ON unter § 4 (9)

Ähnlich gelagert wäre der Fall, wenn mehrere Unternehmen in der Situation des soeben beschriebenen Händlers ihre "BK Fremd" in einem Bilanzkreis mit Sub-Bilanzkreisen zusammenschließen würden. Technisch würde dies für die Regelzone keinerlei Änderung bedeuten, wirtschaftlich würden aber die einzelnen Sub-Bilanzkreise nun gemeinsam einer größeren Gesamtheit zugeordnet. Im Falle der einfachen Ausgleichsenergieabrechnung bedeutete dies ebenfalls keine Veränderung, bezüglich heute geltender Maßstäbe zur Festlegung eines Missbrauches aber den Weg, dem Vorwurf zu entgehen, da die Mengengrenzen schwerer überschritten werden können. Das Fazit bleibt identisch.

*Beispiel b: Ein Kraftwerksbetreiber errichtet eine Erzeugungsanlage und muss diese dem Probebetrieb unterziehen. Bildet er einen Erzeugungsbilanzkreis um diese Einspeisung, stellen sich zur Klärung der Missbrauchsfrage folgende Teilfragen:*

*Ist das dauernde An- und Abfahren der Erzeugung vorhersehbar, also in einem Fahrplan zuvor abzubilden?*

*Antwort: Nein, daher wird es zu Bilanzabweichungen kommen.*

*Ist der Prognosefehler stochastischer Natur, also zufällig?*

*Antwort: Nein, er ist ja durch den Probebetrieb kausal bestimmt.*

*Folgt hieraus, dass der BKV die Ausgleichsenergie "missbraucht"?*

*Antwort: Nach Sachlage mancher BK-Verträge: Ja, da nur stochastische Abweichungen als nicht missbräuchlich aufgefasst werden.*

*Fazit: Auch in diesem Beispiel kann nicht von einer sachgerechten Definition des Missbrauchsbegriffes die Rede sein.*

Offenbar existieren also Fälle, in denen die Bilanzabweichung zwar auffällig, nicht aber beabsichtigt herbei geführt worden ist. Diese werden durch die bestehenden Missbrauchsdefinitionen nicht sachgerecht behandelt.

## **b) unvermeidbare Abweichungen**

Eine Gruppe von Abweichungen fällt aus der Systematik "beabsichtigt" oder "nicht beabsichtigt" heraus: Dies sind die unvermeidbaren Abweichungen, da sie z. T. wissentlich (also gewissermaßen auch absichtlich) in Kauf genommen werden müssen.

**"Rampeneffekt-Opfer"** Der unter Kap. 4.1.4 beschriebene Rampeneffekt führt dazu, dass die Bilanzkreisverantwortlichen viertelstündliche Über- und Unterspeisungen – vor allem in den Rampenstunden – nicht vermeiden können. Einen Missbrauch von Ausgleichsenergie stellt dies daher nicht dar.

Für den einzelnen BKV kann sein Umgang mit dieser Problematik durchaus als wissentlich bezeichnet werden, da er zumindest theoretisch Handelspartner finden könnte, bei denen er auch seine viertelstündlichen Abweichungen entsprechend seiner Prognose glattstellen könnte. Da aber ein liquider Markt für solche Viertelstundenprodukte nicht existiert, kann dies nicht von den BKV erwartet werden, so dass diese Art der Abweichung letztendlich als un-

vermeidbar bezeichnet werden muss. Angesichts der begrenzten Genauigkeit jeder Prognose ist darüber hinaus fraglich, ob die Umsetzung der Prognose in eine viertelstündliche Bilanzkreisdeckung die Gesamtabweichung eines einzelnen Bilanzkreises sowie der Regelzone **wesentlich** verringern würde.

### c) beabsichtigte Abweichungen

Die beabsichtigten Abweichungen können nach der Ursache für das Verhalten des BKV unterschieden werden. Denkbare Fälle sind die folgenden:

**"EEX-Absicherer"** Eine mögliche Ursache für Bilanzabweichungen besteht darin, dass der BKV sich über eine limitierte Order an der EEX gegen "zu hohe" EEX-Preise absichern möchte und in diesen Fällen den Bezug von Ausgleichsenergie in Kauf nimmt.

Dies ist, wie das Beispiel in Abbildung 25 deutlich macht, sehr riskant, da die AE-Preise zu unbekanntem Zeitpunkten extreme Höhen erreichen. Zwar besteht ein nicht unerheblicher Zusammenhang zwischen den Preisen langfristig fixierter Sekundärreserve und denen der AE, dies gilt aber eben nicht für größere Regelzonen-Ungleichgewichte, die dann sehr schnell zu den oben aufgeführten Extrema der AE-Preise führen können. Außerdem würde ein vermehrtes Verhalten nach diesem Muster dazu führen, dass bei hohen EEX-Preisen die Nachfrage nach Ausgleichsenergie stark zunimmt und somit deren Preis stark ansteigt – ein Selbstregel-Effekt. Der bestehende Marktmechanismus ist also geeignet, solches Verhalten einzudämmen bzw. Anreize zur Unterlassung zu setzen. Dass diese Funktion auch greift, wird durch die Aussage der E.ON belegt, eine Gefährdung der Systemstabilität durch die BKV sei bisher nicht aufgetreten (vgl. Kap. 2.6).

**"Leistungspreisgeprägter BKV"** Der heutige marktbasierende Preis- und Abrechnungsmechanismus kennt weder Toleranzbänder noch Leistungspreise. Dennoch könnte eine denkbare Motivation für die Überspeisung von Bilanzkreisen die Vermeidung von diesen – nicht mehr existenten – Leistungsentgelten durch Unterspeisung außerhalb des Toleranzbandes sein. Dieses Vorgehen ist jedoch überholt und unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht nachvollziehbar. Eine Änderung des Preis- und Abrechnungsmechanismus ist daher nicht notwendig, allenfalls die (zeitnahe) Abrechnung der Bilanzabweichungen, damit sich seine selbstregelnde Wirkung entfalten kann.

**"Arbitrage-Versucher"** Dieser Gruppe wird eine über die "EEX-Absicherung" hinausgehende, gezielte Ausnutzung der Differenz zwischen den Preisen am EEX-Spotmarkt und für Ausgleichsenergie oder zwischen den Ausgleichsenergiepreisen in verschiedenen Regelzonen unterstellt. Da die Ausgleichsenergiepreise erst im Nachhinein bekannt sind, ist ein solcher Arbitrageversuch mit großen Risiken verbunden, und es dürften sich damit über einen längeren Zeitraum kaum gesicherte Gewinne in wesentlicher Höhe erzielen lassen. Ob diese Gruppe dennoch eine weiter verfolgenswerte Bedeutung, also einen signifikanten Einfluss auf den Regelleistungsbedarf der jeweiligen Regelzone(n) besitzt, ist nicht bekannt. Angesichts des – von E.ON Netz bestätigten (Kapitel 2.6) – Nichtvorhandenseins irgendwelcher Hinweise darauf, dass die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie durch (endkundenversorgende) Bilanzkreisverantwortliche die Systemstabilität gefährdet, kann eine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit jedenfalls als ausgeschlossen gelten.

### **Fazit zu Kapitel 4.2.3:**

Unabhängig davon, ob Bilanzabweichungen unbeabsichtigt oder beabsichtigt entstehen: Der bestehende, marktbasierende und an den Regelzonensaldo gekoppelte Ausgleichsenergiepreisbildungs- und Bilanzkreisabrechnungsmechanismus sorgt dafür, dass nur systemstabilisierend wirkende Bilanzabweichungen (Überspeisung bei unterspeister Regelzone und umgekehrt) zu kommerziell positiven Ergebnissen für den BKV führen und destabilisierende Beiträge automatisch kommerziell "sanktioniert" werden. Angesichts des Fehlens jeglicher Hinweise darauf, dass die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie durch Bilanzkreisverantwortliche die Systemstabilität gefährdet oder dass die beabsichtigten oder bewusst in Kauf genommenen Bilanzabweichungen von signifikantem Einfluss auf den Regelzonensaldo sind (Kapitel 2.6), ist eine Änderung der bestehenden marktbasierenden Anreizmechanismen oder deren Ergänzung durch zusätzliche "Abrechnungskriterien" weder erforderlich noch geboten.

### **4.2.4 Verringerung von Bilanzabweichungen durch Intraday-Handel**

Prognose- und somit Bilanzabweichungen, die nach Abgabe der regulären Fahrpläne bis 14:30 Uhr am jeweiligen Vortag absehbar sind, kann mit Hilfe von Intraday-Handelsgeschäften entgegengewirkt werden. Zur Entstehung eines liquiden Intraday-Marktes ist es erforderlich, die regelzonenübergreifenden Fahrplanänderungsmöglichkeiten entsprechend § 5, Absatz 2 der Netzzugangsverordnung auszuweiten. Durch die Einführung dieses neuen Instrumentes ist auch eine Verringerung des Regelenergiebedarfs insgesamt zu erwarten. Die in Kapitel 3.3.6 beschriebene gemeinsame Bewirtschaftung der 4 Regelzonen würde auch die Entwicklung des Intraday-Handels beschleunigen.

### **4.2.5 Verringerung der Divergenz von Spotmarkt und AE-Preisen**

An verschiedenen Stellen dieser Studie – u. a. in Kapitel 2.6 und zuletzt im Fazit zu Kapitel 4.2.3 – wurde dargelegt, dass Bilanzabweichungen derzeit die Versorgungssicherheit nicht gefährden und insofern kein Handlungsbedarf besteht. Weiterhin lassen die von den Übertragungsnetzbetreibern bislang zugänglich gemachten Informationen keine Aussage über den Verbreitungsgrad der einzelnen, in Kapitel 4.2.3 aufgeführten Bilanzabweichungen sowie deren Einfluss auf die Regelzonensalden zu. Auch deshalb ist für etwaige Maßnahmen gegen beabsichtigte Bilanzabweichungen außerhalb der bestehenden, selbstregulierend wirkenden Anreizmechanismen keine Grundlage gegeben.

Da zwei der drei in Kapitel 4.2.3 behandelten, beabsichtigten Bilanzabweichungen ihre Ursache in der Divergenz zwischen Spotmarkt- und Ausgleichsenergiepreisen haben, soll dieser Sachverhalt – auch im Hinblick auf die Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur nach § 27, Absatz 1, Punkt 4 der Netzzugangsverordnung – dennoch hier näher betrachtet werden. Theoretisch sind drei Ansätze zum Umgang mit der Preisdivergenz denkbar:

#### Ansatz 1: "Divergenzen nutzbar machen"

Eine Konzeption der Regel- und Ausgleichsenergiemechanismen könnte so gestaltet wer-

den, dass die genannten Preisunterschiede durch den BKV legitim zu nutzen sind. Hierbei müssen wichtige Randbedingungen, etwa die Wahrung der Systemstabilität, besonders berücksichtigt werden. Folge dieses Ansatzes würde eine Annäherung der Märkte sein. Diese Möglichkeit ist unter den derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen nicht gegeben.

Ansatz 2: "Divergenzen systembedingt vermeiden"

Alternativ könnte ein Konzept die Preisunterschiede von vorne herein verhindern, indem die Preise für Ausgleichsenergie durch Marktkräfte stärker an den Spotmarkt gekoppelt werden. Die augenfälligste, konkrete Maßnahme hierzu wäre eine Verkürzung der Ausschreibungsfristen für Sekundärregelenergie. Dies ist im bestehenden gesetzlichen Rahmen vorgesehen, bislang jedoch nur unzureichend umgesetzt. Außerhalb des heutigen Gesetzesrahmens wäre auch vorstellbar, die Divergenzen gänzlich unattraktiv zu machen, etwa indem der AE-Preis (oder in einem Zweipreissystem<sup>54</sup>: einer der AE-Preise) dem Spotpreis gleich gesetzt wird. Dieser Ansatz ist aber mit der Kosten- und Erlösgleichheit des ÜNB, von der der heutige Gesetzesrahmen ausgeht, nicht vereinbar. Außerdem ist fraglich, ob das Ziel der Vermeidung von Arbitrage in einem Markt überhaupt einen sinnvollen Grundsatz darstellt.

Ansatz 3: "Nutzung der Divergenzen nicht gestatten"

Eine dritte Möglichkeit besteht darin, dass Preisunterschiede möglich sind, deren Nutzung aber prinzipiell nicht gestattet wird. Ein solches Gebot ist durch die in § 4, Absatz 2 der Netzzugangsverordnung festgelegte Verantwortung des Bilanzkreisverantwortlichen für eine viertelstündlich ausgeglichene Leistungsbilanz gegeben. Sollte es erforderlich werden, Verstöße hiergegen zu verfolgen, müsste man die "absichtlichen" von den "unabsichtlichen" Fällen zu trennen versuchen und außerdem die relevante Menge aus den absichtlichen Fällen abscheiden (siehe Kap 4.2.3). In diesem Falle kommt der sachgerechten Definition des Missbrauchsbegriffes und der sorgfältigen Behandlung von Verdachtsfällen eine besondere Bedeutung zu.

Die derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen sehen also eine Kombination der Ansätze 2 und 3 vor. Aus marktwirtschaftlicher Sicht und um die mit Ansatz 3 verbundenen Schwierigkeiten möglichst zu vermeiden, sollte Ansatz 2 der Vorzug gegeben werden. Daher sind die dort genannten, im bestehenden gesetzlichen Rahmen vorgesehenen und bislang nur unzureichend genutzten Möglichkeiten der **Marktbelebung** auszuschöpfen. Ebenso wie die zeitnahe Abrechnung der Bilanzabweichungen (Kapitel 4.2.2), würde dies dazu beitragen, dass die bestehenden, selbst regulierend wirkenden Anreizmechanismen ihre volle Wirkung entfalten können. Ein weiterer, in diesem Zusammenhang bedeutsamer Handlungsbedarf wurde in Kapitel 4.2.4 aufgezeigt: Mit der Ausweitung der Intraday-Handlungsmöglichkeiten würden dem BKV weitere Instrumente an die Hand gegeben, um Ungleichgewichte zwischen Last und Einspeisung seines Bilanzkreises zu verringern.

---

<sup>54</sup> In einem Zweipreissystem werden positive und negative Abweichungen der Bilanzkreise zum selben Zeitpunkt mit verschiedenen Preisen bewertet. Einer der Preise kann dabei, wie im skandinavischen Modell, dem Börsenpreis gleich gesetzt sein.

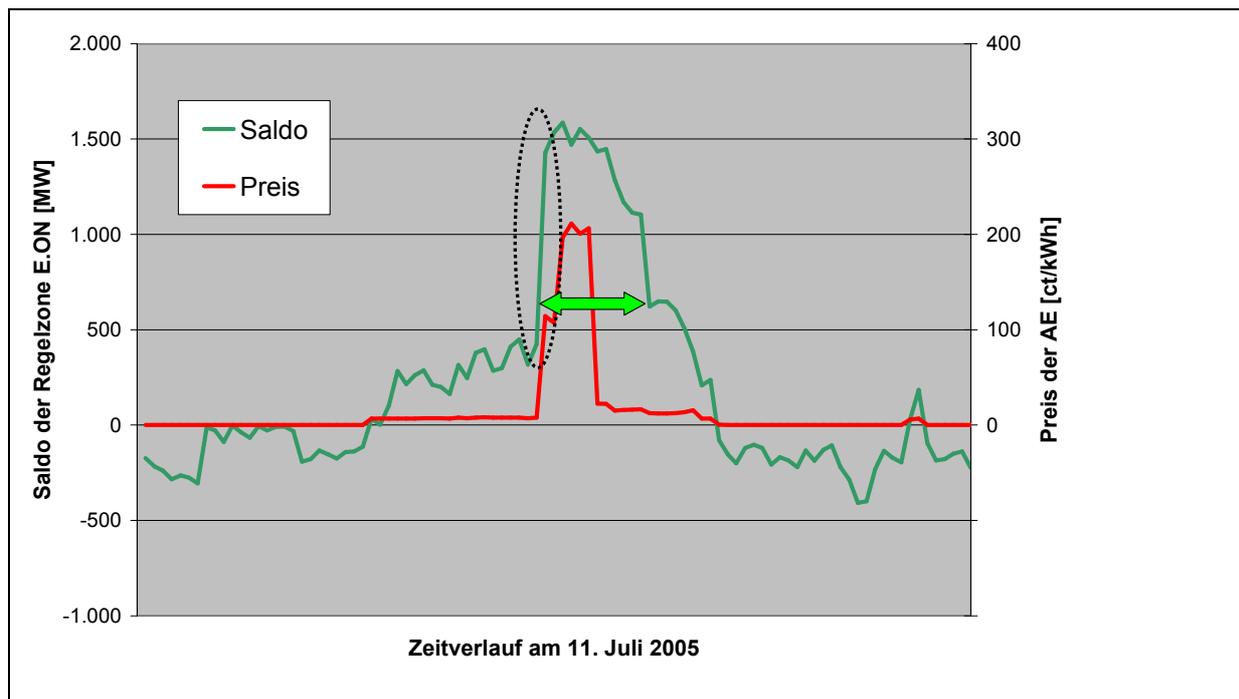
Sollten – anders als derzeit erkennbar – beabsichtigte (missbräuchliche) Bilanzabweichungen in der Zukunft tatsächlich eine systemsicherheitsrelevante Bedeutung erlangen, die Regelzonensalden merklich beeinflussen oder zu einer signifikanten Erhöhung der Regelleistungskosten und somit der Netznutzungsentgelte führen und sollte sich die Ausschöpfung der vorstehend genannten, marktbasieren Möglichkeiten als nicht ausreichend erweisen, würde dem Missbrauchs begriff eine erhöhte Aufmerksamkeit zukommen. In diesem Fall müssten klare, transparente und einheitliche Bedingungen gelten, um Willkür zu vermeiden. Einige der Randbedingungen, die zur sachgerechten Definition des Begriffes eingehalten werden müssten, wären die folgenden:

- Die Definition und die Überprüfung des Missbrauchs dürfte nicht durch den ÜNB, sondern müsste durch eine **neutrale Stelle** (z. B. Bundesnetzagentur) erfolgen, um so einen "Missbrauch des Missbrauchs begriffs" zu verhindern.
- Die **Verhältnismäßigkeit** müsste gewahrt werden: Die Auswirkungen eines vermuteten Missbrauchs müssten also **für die Regelzone wesentlich** sein, um Folgen nach sich ziehen zu können (wichtig z. B. bei kleinen Bilanzkreisen, die schwer zu prognostizieren sind, vgl. 2.6).
- Der BKV müsste die Gelegenheit haben, einen gegen ihn gerichteten Missbrauchsvorwurf zu **entkräften**, z. B. indem er besondere Umstände in der Prognoseerstellung nachprüfbar ins Feld führt.
- Der angebliche **Missbrauch** könnte nur als ein solcher fort gelten, wenn seine Auswirkungen **nachteilig** (also z. B. als relevanter Beitrag zur Destabilisierung der Regelzone) gewertet werden müssten. Für die Regelzone vorteilhafte Handlungen als Missbrauch zu bezeichnen, widerspräche den sachgerechten Zielstellungen.

Allerdings lässt sich aus den von den Übertragungsnetzbetreibern bislang zugänglich gemachten Informationen, wie schon mehrfach angesprochen, kein in diese Richtung gehender Handlungsbedarf ableiten. Von daher überrascht es nicht, dass es auch keine Informations- und Datengrundlage für eine weitergehende begriffliche Ausgestaltung sowie die Einführung etwaiger nicht marktbasierter "Abrechnungskriterien" gibt. Vor der Ergreifung solcher Schritte ohne zwingenden Handlungsbedarf kann nur gewarnt werden, weil hierdurch Risiken und Aufwand der Bilanzkreisführung undifferenziert für alle Bilanzkreisverantwortlichen erhöht würden.

Abschließend sei an einem realen Beispiel nochmals verdeutlicht und belegt, dass die vorhandenen Mechanismen der Ausgleichsenergiebereitstellung sehr wohl deutliche Anreize zur ordentlichen Bewirtschaftung des Bilanzkreises bieten.

*Abbildung 25 zeigt den Verlauf des Regelzonensaldos der Regelzone E.ON (grün) und die zugehörige Zeitreihe der AE-Preise (rot) am 11. Juli 2005. Der Regelzonensaldo weist einen ungewöhnlichen Sprung zur Mittagszeit auf, der vermutlich auf einen Kraftwerksausfall zurückzuführen ist.*



**Abbildung 25: Kraftwerksausfälle in der E.ON Regelzone**

Unterstellt man einen Erzeugungsausfall von 900 MW, treten bei dem eingetretenen Preisniveau von 2.000 €/MWh stündliche Kosten für den Erzeugungsbilanzkreis von 1,8 Mio. € auf. Dies ist sicherlich ein Anreiz zur soliden Bilanzkreisführung.

Anmerkung: Angenommen, der Kraftwerksausfall hätte in München (E.ON) stattgefunden. Ein anderer vom betroffenen Erzeugungsbilanzkreis unabhängiger, Handelsbilanzkreis im E.ON-Gebiet, z. B. Stadtwerke Kiel, würde in dieser Periode ebenfalls 2.000 €/MWh für Ausgleichsenergie bezahlen müssen, weil er in der Regelzone E.ON ansässig ist. Für die Abweichungen z. B. des dem Kraftwerk räumlich nahen Augsburg in der benachbarten RWE-Regelzone waren zeitgleich AE-Preise von nur 85 €/MWh gültig. Diese Preise gelten für die gesamte Regelzone.

Es ist also klar, dass Bilanzkreise, die ihren Kundenschwerpunkt in der Nähe des KW-Ausfalls haben, aber in einer andere Regelzone, nicht von den Folgen betroffen sind, während andere BK, die räumlich weit entfernt ihre Kunden versorgen, aber eben in der Kraftwerks-Regelzone ansässig sind, voll getroffen werden. Diese Diskrepanz von technischer und wirtschaftlicher Betroffenheit ist nicht sachgerecht und würde durch die zukünftige einheitliche Bewirtschaftung der Regelzonen aufgehoben. Dieses Beispiel legt auch offen, zu welchen gravierenden Ineffizienzen die getrennte Bewirtschaftung der Regelzonen führt.

#### 4.2.6 Einheitlicher Ausgleichsenergiepreis

Unter Kap. 3.3.6 wurde dargelegt, dass eine effiziente und sinnvolle Umsetzung des EnWG zu einer gemeinsamen Bewirtschaftung der vier Regelzonen führen muss. Hieraus folgt, dass der Ausgleichsenergiepreis in allen vier Regelzonen derselbe sein muss; es treten zu jeder Viertelstunde zwar diverse Kostenpositionen auf (Einsatz diskreter Erzeugungsanlagen

aus der Merit Order), diese werden auf den gemeinsamen Regelzonensaldo bezogen, um den AE-Preis zu ermitteln. Dies ist für die BKV ein begrüßenswerter Umstand.

Nach einer Übergangszeit sollte als nächster Schritt die Beschränkung der Bilanzkreise auf die Regelzone überdacht und ggf. fallen gelassen werden. Dieser Schritt wäre inhaltlich durch eine Vereinheitlichung der Bilanzkreisverträge gut vorbereitet.

#### **4.2.7 Zusammenfassung zur Umsetzung der heutigen Gesetzeslage, hier: Ausgleichsenergie**

Zur Verbesserung der Lage der Ausgleichsenergiebereitstellung sind vorrangig Maßnahmen auf Seiten der Regelenergiebeschaffung notwendig. Diese wurden unter Kap. 3.3 beschrieben. Fokussiert auf die Ausgleichsenergieseite sind folgende Punkte besonders wichtig:

- Die Preisbildung der Ausgleichsenergie muss nachvollziehbar gestaltet werden, da es sich um eine Monopolsituation handelt. Dies betrifft Daten und Verfahren.
- Die Abrechnung der Bilanzkreise lief in der Vergangenheit schleppend, obschon die ÜNB beträchtliche Forderungen gegen die BKV hatten. Dies deutet darauf hin, dass die ÜNB nicht in der Lage waren, abzurechnen. Ein Umstand, der durch eine geeignete vertragliche Anbindung des VNB, etwa über den Netznutzungsvertrag VNB-ÜNB, behoben werden kann.
- Die Bilanzabweichungen eines BKV können unterschiedliche Ursachen haben. Zunächst kann man zwischen unbeabsichtigten, unvermeidbaren und beabsichtigten Abweichungen unterscheiden: Die unbeabsichtigten und unvermeidbaren Abweichungen sind nicht als missbräuchlich anzusehen. Den beabsichtigten Abweichungen wird durch das bestehende, marktbasierende System bereits wirksam begegnet.
- Eine vollständige Realisierung der im heutigen System angelegten, bislang jedoch nur unzureichend genutzten Möglichkeiten würde die bestehenden, selbstregulierenden Anreizmechanismen weiter verstärken. Da keine Hinweise dafür existieren, dass beabsichtigte Bilanzabweichungen systemsicherheitsrelevante Auswirkungen haben, die Regelzonensalden merklich beeinflussen oder zu einer signifikanten Erhöhung der Regelleistungskosten führen, erscheinen weitergehende regulatorische Maßnahmen gegen die missbräuchliche Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie weder notwendig noch geboten.

#### **4.3 Stichpunkte zu einer zukünftigen Ausgestaltung des Bilanzkreis-systems**

Löst man sich von der heutigen Gesetzeslage und überdenkt den Gesamtzusammenhang der Regel- und Ausgleichsenergie, sollten die folgenden Aspekte überdacht und wenn möglich einer verbesserten Lösung zugeführt werden:

- Rampeneffekt: Dieser Effekt ist gleichermaßen unerwünscht und hausgemacht. Eine Lösung bestünde in der Harmonisierung der Bilanzierung der Bilanzkreise und der Börsenprodukte.
- Die Glattstellung des Bilanzkreises durch den BKV am Vortag könnte mit Zunahme des Intraday-Handels überflüssig werden. Die Mitnahme offener Positionen in den Tag der Lieferung wäre dann üblich.

Eine weitere Präzisierung der Problemfelder kann zum einen nur bei genauerer Kenntnis aller erforderlicher Marktdaten gelingen und muss zum anderen im Gesamtzusammenhang eines funktionierenden Systems der Regel- und Ausgleichsenergie angegangen werden.

## 5 Zusammenfassung, Fazit und Ausblick

Das vorliegende Gutachten dokumentiert die derzeitige Situation des Regelenergiemarkts und Ausgleichsenergiesystems und lotet Handlungsspielräume innerhalb der bestehenden gesetzlichen Rahmenbedingungen aus. Ausnahmslos alle Marktteilnehmer mit einem physisch zu erfüllenden Endkundenportfolio sind von der Ausgestaltung dieses Marktsegments betroffen. Das Problemfeld gliedert sich in zwei Teilbereiche: Neben die Frage der technisch notwendigen Anforderungen an die Ausregelung des Übertragungsnetzes, die für die Versorgungssicherheit und Systemstabilität von zentraler Bedeutung ist, tritt die wirtschaftliche Betrachtung der Regelenergiebeschaffung und der Ausgleichsenergieabrechnung.

Aus den Vorgaben des EnWG und der Netzzugangsverordnung Strom lassen sich bereits einige Randbedingungen ablesen, in anderen Punkten herrscht noch Gestaltungsspielraum oder Handlungsbedarf. Hauptzweck des Gutachtens ist, im Rahmen der bestehenden gesetzlichen Regelungen an der optimalen Nutzung dieser Spielräume mitzuwirken.

Als Quintessenz der Untersuchung lässt sich eine "Merit Order" der zweckdienlichen Maßnahmen zur Verbesserung des Marktes ableiten. Die detaillierte Ausleuchtung der Hintergründe wird in dieser Zusammenfassung durch den Querverweis in das jeweilige Kapitel ersetzt. Als besonders wichtige Forderungen haben sich die folgenden herauskristallisiert:

Schaffung von Transparenz: Für den gesamte Zusammenhang der Regel- und Ausgleichsenergieproblematik ist ein starker Mangel an Marktinformation und Datentransparenz (Umfang und Detaillierung) seitens der ÜNB zu beanstanden. So werden etwa die Gebote der Regelenergieausschreibungen, in Zuwiderhandlung zu den Auflagen des BKartA, nur unklar und zu wenig detailliert veröffentlicht (3.2.5), die Methoden der Preisbildung der Ausgleichsenergie sind en détail nicht bekannt (4.1.1), die Abwicklung des BK EEG sind unklar (3.3.3), die Äußerungen hierzu z. T. widersprüchlich und die Veröffentlichungspflichten des EnWG und der NZV werden bislang nicht oder nicht vollständig umgesetzt (3.1).

Diese bisher praktizierte informatorische Abschottung der Öffentlichkeit durch die ÜNB nährt – möglicherweise zu unrecht und unnötigerweise! – eventuell aufkeimenden Verdacht auf diskriminierendes Verhalten, unabhängig von seiner Berechtigung, da der Gesamtbereich für den ÜNB doch eine gewinn- und verlustfreie Zone darstellen müsste und so jede Zurückhaltung in der Information der Öffentlichkeit zunächst unverständlich ist. Der Bereich muss konform zu Gesetz und Verordnung abgeändert werden, um ein konstruktives Miteinander auf "informatorischer Augenhöhe" zu erzielen.

Belegung des Regelenergiemarktes: Ein Hauptproblem der Regel- und Ausgleichsenergiemärkte liegt in der mangelnden Liquidität des Regelenergiemarktes (3.2.1). Diese ist zu Teilen Folge von Markteintrittsbarrieren gegenüber potenziellen Bietern, wie z. B. uneinheitlicher und unnötig prohibitiver Präqualifikationsanforderungen (3.2.2 - 3.2.4) oder auch der Ausschreibungsbedingungen. Des Weiteren sind die Märkte, jedenfalls bezüglich der prägenden

Sekundärregelung, weitgehend getrennt. Diese Zersplitterung senkt die Liquidität der Einzelmärkte. Im Bereich der Minutenreserve ist eine Preisverzerrung (hohe Leistungspreise und z. T. extrem hohe Arbeitspreise) zu beobachten.

Erfolg versprechende Lösungsansätze bestehen z. B. in einer Vereinheitlichung und Absenkung der Schwelle der Präqualifikation (3.3.1), einem technisch sinnvollen, transparenten und kostenoptimierten Einsatzes der vorliegenden Gebote, auch bezüglich der Ausschreibungszeiträume (3.3.2) und einer angemessenen Berücksichtigung neuer Marktteilnehmer und Erzeuger (3.3.4, 3.3.5). Die Belebung des Beschaffungsmarktes könnte manche Folgeprobleme (etwa Auseinanderklaffen der AE-Preise und der Spotmärkte (4.1.3)) gleich mit lösen.

Beseitigung von Ineffizienzen: In etwa drei Viertel der Zeit regelt eine oder mehrere Regelzonen in anderer Richtung als die übrigen (3.2.11 bzw. an Extrembeispielen 4.2.4). Dieses Gegeneinander-Regeln der Regelzonen ist aus technischer Sicht unnötig und aus wirtschaftlichen Erwägungen unsinnig, weil es eine Verschwendung zu Lasten der Allgemeinheit darstellt. Diese offenbare Ineffizienz ist darüber hinaus unvereinbar mit dem Gebot der Zusammenarbeit (siehe besonders § 1 und § 22 EnWG).

Folgerichtig müssen die vier Regelzonen gemeinsam bewirtschaftet werden, die bloße Ausschreibung der RE-Mengen auf einer gemeinsamen Plattform löst das Problem in keiner Weise (3.3.6). Solch eine Anpassung der Regelung wäre nach den vorliegenden Informationen und den Fusionserfahrungen der Vergangenheit (RWE/VEW; PE/BW u. a.) ohne Probleme umsetzbar und zur Erfüllung der gesetzlichen Forderungen notwendig.

Bilanzkreis EEG: Die Abwicklung des Bilanzkreis EEG ist intransparent. Dadurch liegt die Vermutung nahe, dass interne Geschäfte zum Bilanzausgleich des EEG getätigt werden (3.3.3). So ist die Veredelung der Windeinspeisung mutmaßlich ein Geschäft, das die Handelsschwestern der ÜNB ausführen, ohne dass es zu einer Ausschreibung oder einem Wettbewerb käme. Die Umlage der hieraus entstehenden Kosten geschieht – auf Grund der restriktiven Informationspolitik der ÜNB kann auch hier nur vermutet werden – systembedingt über die NNE der Höchstspannungsebene. Ebenso ungewiss ist die Bilanzierung des BK EEG und die Frage seiner Zugehörigkeit zum Regelzonensaldo (3.3.3 b).

Allgemein besteht ein Problem darin, dass der ÜNB sich keinerlei Ansporn zu marktwirtschaftlichem Handeln ausgesetzt sieht, da er finanziell risikolos gestellt wird (Weitergabe von Kosten) und ggf. sogar Konzerninteressen wahren kann, so wie dies für den Bereich des mangelnden Einsatzes der Minutenreserve in 3.2.9 ausgeführt wurde.

Bilanzkreisverträge: Die Bilanzkreisverträge sind von Regelzone zu Regelzone verschieden, die Ausgestaltung zu Teilen zu bemängeln (4.1.5). Die Erarbeitung eines einheitlichen Bilanzkreisvertrages durch die Bundesnetzagentur (§28 NZV) wäre sicherlich sachgerecht und folgerichtig. Die Probleme lassen sich auch am Beispiel des sog. "Missbrauchs" von Ausgleichsenergie darstellen: Die von den ÜNB vorgesehenen Begriffsdefinitionen gehen häufig weder auf unterschiedliche Bilanzkreis-Arten (2.6) ein, noch berücksichtigen sie die Relevanz der Bilanzabweichung oder andere objektive Kriterien, wie den mögliche Einfluss auf

das Regelzonensaldo. Dies ist ebenfalls am Beispiel der Prognoseabweichung auf Grund des Rampeneffektes (4.1.4) zu belegen.

Auf Grund der Umstrittenheit des Themas ist die Delegation diesbezüglicher Festlegungskompetenzen an die Regulierungsbehörde positiv zu sehen. Angesichts des Fehlens jeglicher Hinweise darauf, dass die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie durch Bilanzkreisverantwortliche die Systemstabilität gefährdet oder dass beabsichtigte oder bewusst in Kauf genommene Bilanzabweichungen von signifikantem Einfluss auf die Regelzonensalden sind, kommt ihm insofern allerdings höchstens eine untergeordnete Bedeutung zu.

Die dargestellten Maßnahmen sind die als besonders wichtig erachteten und dringend umzusetzenden gestalterischen Eingriffe im Rahmen der heutigen Gesetzeslage. Zusammengefasst lautet die "Merit Order" der dringend notwendigen Maßnahmen, sortiert nach Wirksamkeit bzw. Wichtigkeit, wie folgt:

## **"MERIT ORDER" DER NOTWENDIGEN MASSNAHMEN:**

- 1. Schaffung echter Transparenz**  
durch Veröffentlichung gemäß BKartA, EnWG und Verordnung (zum Beispiel die genaue Aufschlüsselung der Regelenergiegebote und Berechnungsmethodik der Ausgleichsenergiepreise)
- 2. Belebung des Regelenergie-Marktes**  
durch Beseitigung nicht sachgerechter Marktzutrittsschwellen (niedrigere Mindestlosgrößen, erleichterte Präqualifikation) und durch Beseitigung von Fragmentierungen (ein Markt)
- 3. Beseitigung unnötiger und kostspieliger Ineffizienz**  
durch eine gemeinsame, effiziente Regelung (statt gegeneinander Regeln bzw. Entwicklungen wie z. B. am 11. und 24.7.2005)
- 4. Einbindung der EEG-Bilanzkreise**  
durch transparente und marktwirtschaftliche Bewirtschaftung (Kostenaufschlüsselung der Veredelung, Ausschreibung der Veredelungsdienstleistung)
- 5. Sachgerechte, einheitliche Ausgestaltung der BK-Verträge**  
durch neutrale Festlegungen und Kontrollen (BNetzA)

Darüber hinaus existiert eine Vielzahl von weiteren Verbesserungsmöglichkeiten, deren wichtigste Voraussetzung und Grundlage die Schaffung echter Transparenz der Markt Vorgänge ist und bleibt.

## Weiterentwicklung, Perspektiven und Möglichkeiten

Denkt man bereits heute einen Schritt weiter und über den "Tellerrand" der bestehenden Gesetzeslage hinaus, ergeben sich für eine **zukünftige Gestaltung der Märkte** weitere Diskussionsansätze. Aus heutiger Sicht müssen die folgenden Haupt-Fragestellungen untersucht und analysiert werden:

- Birgt die Schaffung einer **einheitlichen Regelzone** Synergieeffekte über das beschriebene Maß hinaus und ist sie technisch umsetzbar?
- Soll die **Aufgabenkonzentration** (TSO, Bilanzkoordinator) in Händen des ÜNB beibehalten werden? Ist dies volkswirtschaftlich und organisatorisch sinnvoll?
- Ist die heutige **Kostenzuordnung** (LP in die Netznutzung, AP in die Ausgleichsenergie) zukunftsweisend oder ist eine stärker verursachungsgerechte Art denkbar?
- Wie ist eine weitere **Annäherung** der Stromhandelsmärkte und des RE-Marktes zu erreichen? Sind weitere Verkürzungen der Ausschreibungszeiträume der richtige Weg?
- Ist es möglich, **Anreize für den ÜNB** zu schaffen, die Regelenergie kostenoptimal zu beschaffen? Welche Möglichkeiten bestehen? Kommt hierzu ein die Spotmarktpreise an der Börse einbeziehendes Zweipreissystem für die Ausgleichsenergie an Stelle des heutigen symmetrischen Arbeitspreises in Betracht?

Auch innerhalb dieser Zukunftsvision gibt es weitere Details, die zu untersuchen sich lohnen würde. Wiederum bildet die geforderte Transparenz die Grundlage fundierter und sachgerechter Überlegungen, die zu einem Ziel zur allseitigen Zufriedenheit führen können.

Die heutige Situation bietet eine Vielzahl von Chancen zur sinnvollen Ausgestaltung und Verbesserung dieses wichtigen Marktsegments. Diese zu erkennen und zu nutzen ist das Fundament einer sachgerechten Weiterentwicklung des Marktes und liegt daher im Interesse der Allgemeinheit.

## 6 Anhang

### 6.1 Abkürzungsverzeichnis

AE	Ausgleichsenergie
AP	Arbeitspreis
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HHS (andernorts HÖS)	Höchstspannungsebene
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LP	Leistungspreis
MCP	Market Clearing Price
NEV	Netzentgeltverordnung
NNE	Netznutzungsentgelte
NZV	Netzzugangsverordnung
PaB	Pay as Bid
PQV	Präqualifikationsverfahren
RE	Regelenergie
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

## 6.2 Datenanfrage ÜNB

### 6.2.1 Anschreiben

(gleich lautend an alle ÜNB, hier abgebildet das Schreiben an RWE)

BET GmbH | Theaterstraße 58-60 | D-52062 Aachen

**RWE Transportnetz Strom GmbH**  
 Systemführung Netze  
 Herrn Dr. Frank Reyer  
 Von-Werth-Straße 274  
 D - 50259 Pulheim

**Datum: 14.10.2005**  
**Unser Zeichen: DN-1112**  
**Durchwahl/E-Mail: -29/dominic.nailis@bet-aachen.de**

**Datenanfrage**

Sehr geehrter Herr Dr. Reyer,

am 13. Juli 2005 ist das neue Energiewirtschaftsgesetz in Kraft getreten, die Netzzugangsverordnung Strom am 29. Juli 2005. Von den neuen Regelungen und Bestimmungen sind alle Marktteilnehmer betroffen.

Von besonderem Interesse für die Bilanzkreisverantwortlichen sind unter anderem die Festlegungen zur Regel- und Ausgleichsenergie sowie zu den Datenveröffentlichungen durch die ÜNB.

BET Aachen führt derzeit im Auftrag von acht kommunalen Unternehmen eine Untersuchung durch, die die Zusammenhänge des Regel- und Ausgleichsenergiemarktes vor dem Hintergrund der neuen gesetzlichen Bestimmungen zum Thema hat.

Bei den Auftraggebern handelt es sich im Einzelnen um

- Stadtwerke Hannover AG**
- Stadtwerke Düsseldorf AG**
- RheinEnergie AG**
- Stadtwerke Leipzig GmbH**
- swb AG**
- SüdWestStrom - Südwestdeutsche Stromhandels GmbH**
- 24sieben GmbH**
- MVV Energie AG**



**BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT  
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH**

**AACHEN | HAMM | LEIPZIG**

Theaterstraße 58-60  
D-52062 Aachen  
Telefon +49.(0)241.47062-0  
Telefax +49.(0)241.47062-60  
E-Mail info@bet-aachen.de  
Internet www.bet-aachen.de

**Bankverbindungen**  
Aachener Bank  
 BLZ 390 601 00  
 Konto 12 62 45 017  
 BIC GENODE33AACH  
 IBAN DE19 3906 0180  
 0126 245017  
 Stadt- und  
 Kreissparkasse Leipzig  
 BLZ 860 555 92  
 Konto 11 42 82 55 62  
 BIC WELED333XXX  
 IBAN DE88 8605 5592  
 1142 8255 62  
 USt-ID Nr DE161524830  
 Reg.-Ger. Aachen  
 HRA B/Nr. 5731  
 Geschäftsführer  
 Dr.-Ing. Michael Ritzau  
 Dr.-Ing. Wolfgang Zander  
 Dr.-Ing. Efried Evers  
 1 Dipl.-Ing. Raut Schröder

J:\RAV Mannheim\1112 RAE-Studie\Text\Datenanfrage ÜNB RWE Transportnetz Strom 051014\Nail.doc



Ziel der Untersuchung ist, eine möglichst transparente und objektive Bewertung der Märkte durchzuführen. Dies wird um so besser gelingen, je breiter die zur Verfügung stehende Datenbasis ist.

Daher möchten wir Sie im Namen unserer Auftraggeber höflich auffordern, diejenigen Daten, zu deren Veröffentlichung das EnWG und die Verordnungen verpflichten, BET Aachen für den genannten Zweck zur Verfügung zu stellen.

Insbesondere handelt es sich hierbei um die Folgenden:

- Gemäß § 9 NZV: Die Ausschreibungsergebnisse der Regelenergie getrennt nach
  - o Primärregelung,
  - o Sekundärregelung (vorzeichengetrennt),
  - o Minutenreserve (vorzeichengetrennt) und
  - o sonstigen Regelenergieprodukten (vorzeichengetrennt)unter Nennung des jeweiligen Grenzgebotes (bezüglich Leistungs- und Arbeitspreis),
- Die zugehörigen Angebotskurven (Merit Order) je RE-Produkt
- Gemäß § 17 NZV: Die Daten zur Windeinspeisung:
  - o Prognosewerte der Windeinspeisung, die auch die ÜNB verwenden (je Regelzone, min. im 1-h-Zeitraaster)
  - o Istwerte der Windeinspeisung, je Regelzone, min. im 1-h-Zeitraaster
- Gemäß § 17 NZV: Die tatsächlich abgerufene Minutenreserve je Regelzone je 1/4-Stunde.

Die Zeitreihen sollten mindestens bis zum Inkrafttreten der Netzzugangsverordnung zurückreichen, im Sinne einer zielorientierten, realistischen Diskussion des Themas wäre die Übermittlung einer größeren Historie begrüßenswert.

Eine Veröffentlichung der genannten Daten auf einer gemeinsamen Internetplattform<sup>1</sup>, wie z. B. in § 9 NZV gefordert, konnten wir bisher nicht feststellen. Auch auf den Internetseiten der einzelnen ÜNB sind die genannten Daten nicht oder nur ansatzweise verfügbar.

In diesem Zusammenhang erlauben wir uns die Frage nach einem Zeitplan zur Umsetzung der anstehenden Datenveröffentlichungen auf gemeinsamer Plattform und bitten Sie, hierzu kurz Stellung zu nehmen.

---

<sup>1</sup> Die Übergangsregelung (§ 30 NZV) bezieht sich explizit auf § 6 "Grundsätze der Beschaffung von Regelenergie", und somit nicht auf den Zeitpunkt der Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform oder gar die Veröffentlichungspflichten.



Als Ansprechpartner für eventuell auftretende Rückfragen steht Ihnen der Unterzeichner selbstverständlich gerne zur Verfügung, ebenso als Empfänger für die Übermittlung der Daten (E-Mail siehe Briefkopf).

Der Energiemarkt in Deutschland ist derzeit größeren Veränderungen unterworfen. Uns ist bewusst, dass gerade die Aufnahme der Arbeit durch die Regulierungsbehörde bei den Netzbetreibern einen nicht unerheblichen Aufwand verursacht und die Ressourcen daher bisweilen knapp bemessen sind.

Dennoch möchten wir – im Hinblick auf die bereits verstrichene Zeit seit dem Inkrafttreten der Verordnung – um eine baldige Antwort auf unsere Anfrage bitten.

Vielen Dank für Ihre Bemühungen!

Mit freundlichen Grüßen

**BET GmbH**



Dominic Nailis

## 6.2.2 Empfänger

### **E.ON:**

Herrn Dr. Christmann  
Herrn Thomas Meister  
E.ON Netz GmbH  
Bernecker Straße 70  
95448 Bayreuth

### **RWE:**

Herrn Dr. Frank Reyer  
RWE Transportnetz Strom GmbH  
von Werth Str. 274  
50259 Pulheim

### **EnBW:**

Herrn Jens Langbecker  
EnBW Transportnetze AG  
Kriegsbergstrasse 32  
70174 Stuttgart

### **VET:**

Herrn Hans-Jürgen Ede  
Vattenfall Europe Transmission GmbH  
Chausseestraße 23  
10115 Berlin

## 6.2.3 Antwortschreiben

### 6.2.3.1 Antwortschreiben RWE

RWE Transportnetz Strom



BET GmbH  
Theaterstraße 58-60  
52062 Aachen

**Systemführung Netze Brauweiler**

Ihre Zeichen	DN-1112
Ihre Nachricht	14.10.2005
Unsere Zeichen	Ry/Au
Name	Frank Reyer
Telefon	02234 852609
Telefax	02234 852659
E-Mail	frank.reyer@rwe.com

Pulheim, 28. November 2005

**Ihr Schreiben vom 14.10.05 zur Datenanfrage**

Sehr geehrter Herr Nailis,

wir freuen uns über Ihr Interesse an Informationen zur Ausschreibung und dem Einsatz von Regelenergie sowie der Windeinspeisung bei RWE Transportnetz Strom.

Wie Sie sicherlich bereits auf unserer Internetseite erkennen konnten, haben wir mit der Umsetzung der einzelnen Bestimmungen auf Basis des neuen Energiewirtschaftsgesetzes und der Netzzugangsverordnung Strom begonnen. Die Ihrerseits angesprochene Veröffentlichung der Minutenreserveausschreibungsergebnisse erfolgt seit dem 14. Oktober entsprechend § 9 der StromNZV unter Nennung des Preises des jeweiligen Grenzanbieters im Internet. Im Rahmen der im Dezember anstehenden aktuellen Primär- und Sekundärregelleistungsausschreibung wird neben den bisherigen Ergebnissen in Anlehnung an § 9 der Strom NZV der Preis des Grenzanbieters genannt.

Die von Ihnen angesprochenen gemeinsamen Angebotskurven je Regelenergieprodukt können wir derzeit noch nicht veröffentlichen, da diese erst bei der Durchführung einer gemeinsamen Ausschreibung von Regelleistung aller deutschen Übertragungsnetzbetreiber, die entsprechend § 30 Übergangsregelungen der StromNZV und § 118 des Energiewirtschaftsgesetzes erst im nächsten Jahr erfolgt, zur Verfügung stehen.

Hinsichtlich einer Veröffentlichung der Daten zur Windeinspeisung gemäß § 17 der StromNZV möchten wir Ihnen mitteilen, dass die Umsetzung bereits vorgenommen wurde; ein Datenabruf ist seit 4. Oktober 2005 möglich. Die weiterhin in § 17 StromNZV angesprochene Veröffentlichung des viertelstündigen Regelzonensaldos in Megawattstunden pro Viertelstunde sowie die tatsächlich abgerufene Minutenreserve wurde bereits vor Inkrafttreten der Verordnung vorgenommen, wobei der Minutenreserveabruf auf Tagesbasis veröffentlicht wird.

Um Ihnen den Datenabruf zu erleichtern, möchten wir auf folgende Internetlinks verweisen:

**BET GmbH Aachen**

Projekt-Nr.: \_\_\_\_\_ WB: ja / nein

**Eingang: 29. Nov. 2005**

an: \_\_\_ sachl. gepr. \_\_\_ rechn. gepr. \_\_\_

Kopie an: \_\_\_ / \_\_\_ / \_\_\_ / \_\_\_ / \_\_\_

RWE Transportnetz Strom GmbH  
Von-Werth-Straße 274  
50259 Pulheim  
T +49(0)2234/85-0  
F +49(0)2234/85-26 95  
I www.rwetransportnetzstrom.com

Beirat:  
Dr. Werner Roos (Vorsitzender)  
Geschäftsführung:  
Dr. Hans-Jürgen Beck  
Dr. Klaus Kleinkorte  
Sitz der Gesellschaft:  
Dortmund  
Eingetragen beim Amtsgericht Dortmund  
Handelsregister-Nr.  
HR B 15940  
Bankverbindung:  
Commerzbank Dortmund  
BLZ 440 400 37  
Kto.-Nr. 352 0087 00  
BIC: COBADEFF440  
IBAN: DE27 4404 0037 0352 0087 00  
USt.-IdNr. DE 8137 61 356

Seite 2

Grenzleistungspreise:

[www.rwe.com/RWE\\_Energy/RWE\\_TransportnetzStrom/Regelenergie\\_Ausschreibung/Marktplatz/zum\\_Marktplatz/Ausschreibungen/Minutenreserve/Ergebnisse](http://www.rwe.com/RWE_Energy/RWE_TransportnetzStrom/Regelenergie_Ausschreibung/Marktplatz/zum_Marktplatz/Ausschreibungen/Minutenreserve/Ergebnisse)

Winddaten:

[www.rwe.com/RWE\\_Energy/RWE\\_Transportnetz-Strom/Netznutzung/Netzdaten/Netzkennzahlen/zu\\_den\\_Winddaten](http://www.rwe.com/RWE_Energy/RWE_Transportnetz-Strom/Netznutzung/Netzdaten/Netzkennzahlen/zu_den_Winddaten)

Regelzonensaldo:

[www.rwe.com/RWE\\_Energy/RWE\\_Transportnetz-Strom/Netznutzung/Regelenergie/Regezonensaldo/Preis für Bilanzkreisabweichungen](http://www.rwe.com/RWE_Energy/RWE_Transportnetz-Strom/Netznutzung/Regelenergie/Regezonensaldo/Preis_für_Bilanzkreisabweichungen)

Minutenreserveabruf:

[www.rwe.com/RWE\\_Energy/RWE\\_Transportnetz-Strom/Netznutzung/Regelenergie/Kennzahlen und Statistiken/bezogene\\_gelieferte Energie aus der Minutenreserve...](http://www.rwe.com/RWE_Energy/RWE_Transportnetz-Strom/Netznutzung/Regelenergie/Kennzahlen_und_Statistiken/bezogene_gelieferte_Energie_aus_der_Minutenreserve...)

Wir bitten Sie um Verständnis, dass wir Ihnen nicht vorab ausgesuchte Daten per Email bereitstellen können.

Für Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

RWE Transportnetz Strom GmbH

  
(Dr. Frank Reyer)

  
(Dr. Markus Stobrawe)

### 6.2.3.2 Antwortschreiben E.ON



E.ON Netz GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth

BET GmbH  
Herrn Dominic Nailis  
Theaterstraße 58-60  
52062 Aachen

Bayreuth, 11. November 2005

**Ihr Schreiben vom 14.10.05 / Eingang 17.10.05 zur Datenanfrage**

Sehr geehrter Herr Nailis,

wir freuen uns über Ihr Interesse an Informationen zu der Ausschreibung und dem Einsatz von Regelenergie sowie der Windeinspeisung bei E.ON Netz.

Wie Sie sicherlich bereits auf unserer Internetseite erkennen konnten, haben wir in Bezug auf die Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse mit der Umsetzung der einzelnen Bestimmungen auf Basis des neuen Energiewirtschaftsgesetzes und der Stromnetzzugangsverordnung begonnen. Seit dem 14. Oktober werden die Ausschreibungsergebnisse entsprechend § 9 der StromNZV unter Nennung des Preises des jeweiligen Grenzanbieters im Internet veröffentlicht.

Die von Ihnen angesprochenen gemeinsamen Angebotskurven je Regelenergieprodukt können wir derzeit noch nicht veröffentlichen, da diese erst bei der Durchführung einer gemeinsamen Ausschreibung von Regelleistung aller deutschen Übertragungsnetzbetreiber, die entsprechend § 30 Übergangsregelungen der StromNZV und § 118 des Energiewirtschaftsgesetzes erst im nächsten Jahr erfolgt, zur Verfügung stehen.

Hinsichtlich einer Veröffentlichung der Daten zur Windeinspeisung und der abgerufenen Minutenreserve gemäß § 17 der StromNZV laufen derzeit bei E.ON Netz intensive Umsetzungsarbeiten, so dass wir aus heutiger Sicht davon ausgehen, dass auch diese Angaben noch in diesem Monat auf unseren Internetseiten verfügbar sein werden.

Wir bitten um Verständnis, dass wir Ihnen nicht vorab ausgesuchte Daten per Email bereitstellen können.

Für Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung und verbleiben mit freundlichen Grüßen

Mit freundlichen Grüßen

E.ON Netz GmbH




**BET GmbH Aachen**

Projekt-Nr.: \_\_\_\_\_ WB: ja / nein

Eingang: 15. Nov. 2005 / *lsg*

an: \_\_\_\_\_ sachl. gepr. \_\_\_\_\_ rechn. gepr. \_\_\_\_\_

Kopie an: \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_

**E.ON Netz GmbH**

NE-NW  
Bernecker Straße 70  
95448 Bayreuth  
www.eon-netz.com

Dr. Werner Christmann  
T 0921-915-4516  
F 0921-915-4502  
werner.christmann@eon-energie.com

Unser Zeichen NE-NW

Vorsitzender des  
Aufsichtsrats:  
Bernhard Fischer  
Geschäftsführer:  
Martin Fuchs  
(Vorsitzender)  
Dr. Urban Keussen  
Jochen Kley  
Branko Rakidzija  
Sitz Bayreuth  
Amtsgericht Bayreuth  
HRB 3333

### 6.2.3.3 Antwortschreiben EnBW

EnBW Transportnetze AG

EnBW Transportnetze AG - Postfach 10 13 62 - 70012 Stuttgart

Herrn Dominic Nailis  
BET GmbH  
Theaterstraße 58-60  
D-52062 Aachen

**BET GmbH Aachen**

Projekt-Nr.: \_\_\_\_\_ WB: ja / nein

Eingang: **09. Nov. 2005** *lsp*

ant. *W* sachl. gepr. \_\_\_\_\_ rech. gepr. \_\_\_\_\_

Kopie an: \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_



Kriegsbergstraße 32  
70174 Stuttgart  
Postfach 10 13 62  
70012 Stuttgart  
Telefon 0711 128-03  
Telefax 0711 128-2331

Sitz der Gesellschaft: Stuttgart  
Amtsgericht Stuttgart  
HRB Nr. 19075

Landesbank Baden-Württemberg  
BLZ 600 501 01  
Konto 1369520

Name Jens Langbecker  
Bereich UN/R  
Telefon 0711 128-2504  
Telefax 0711 128-3108  
E-Mail j.langbecker@enbw.com  
Ihr Zeichen DN-1112  
Ihr Schreiben 14. Oktober 2005

**Datenanfrage vom 14.10.2005, unser Telefonat vom 7. November 2005**

8. November 2005

Sehr geehrter Herr Nailis,

vielen Dank für Ihr Interesse an unserer Internetveröffentlichung zur Regel- und Ausgleichsenergie sowie den sonstigen Datenveröffentlichungen gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und Netzzugangsverordnung Strom (StromNZV).

Wie ich Ihnen bereits in unserem gestrigen Telefonat geschildert habe, hat die EnBW Transportnetze AG unmittelbar nach Inkrafttreten des EnWG und der StromNZV mit der Umsetzung der daraus resultierenden Veröffentlichungspflichten für die Übertragungsnetzbetreiber begonnen und diesen Prozess mittlerweile weitestgehend abgeschlossen. Zu den einzelnen von Ihnen angefragten Daten gibt es dabei den folgenden Sachstand:

- **Ausschreibungsergebnisse der Regelenergie gemäß § 9 StromNZV**  
Die Ausschreibungsergebnisse der Regelenergie werden seit Beginn der Ausschreibungen bei der EnBW Transportnetze AG (August 2002) im Internet veröffentlicht. Der Preis des Grenzgebotes wurde Mitte Oktober 2005 rückwirkend bis zum Inkrafttreten der StromNZV veröffentlicht und wird seitdem arbeitstäglich aktualisiert.  
Die gemeinsamen Angebotskurven je Regelenergieprodukt stehen erst nach dem Start der gemeinsamen Ausschreibung der Regelenergie durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung. Diese erfolgt gemäß den Übergangsregelungen in § 30 StromNZV erst im nächsten Jahr. Ein konkreter Zeitplan hierzu wird noch mit der Bundesnetzagentur abgestimmt.
- **Daten zur Windeinspeisung gemäß § 17 StromNZV**  
EnBW Transportnetze AG veröffentlicht die Prognosedaten zur Windeinspeisung und die zugehörigen Istwerte für die EnBW-Regelzone seit Mitte Oktober täglich. Die historischen Daten wurden rückwirkend bis ein-

112

Vorsitzender des Aufsichtsrats:  
Pierre Lederer, Karlsruhe  
Vorstand:  
Dr. Joachim-Heinrich Stamer

schließlich 1. September 2005 nachgepflegt.

- **Abgerufene Minutenreserve gemäß § 17 StromNZV**  
Die tatsächlich abgerufene Minutenreserve wird seit Mitte Oktober täglich veröffentlicht, die Historie seit dem Inkrafttreten der NZVStrom wurde nachgepflegt.

Wir bitten um Ihr Verständnis, dass wir Ihnen keine individuellen Daten zur Verfügung stellen können. Alle Daten stehen mittlerweile im Internet vollständig zur Verfügung. Wir weitere Rückfragen stehe ich Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße



i. V. Jens Langbecker

### 6.2.3.4 Antwortschreiben VET

Ihre "Datenanfrage"	Seite 1 von 1
<b>Dominic Nailis - Ihre "Datenanfrage"</b>	
<hr/>	
<b>Von:</b> <Hans-Juergen.Ede@vattenfall.de> <b>An:</b> <dominic.nailis@bet-aachen.de> <b>Datum:</b> Mittwoch, 9. November 2005 13:20 <b>Betreff:</b> Ihre "Datenanfrage"	
<hr/>	
Sehr geehrter Herr Nailis,	
wie bereits in unserem Telefonat von vor ein paar Tagen angesprochen, bitte ich Sie um Verständnis dafür, dass wir Daten nicht im Wege von Einzelabfragen herausgeben. Das würden wir personell nicht durchhalten und zudem wäre eine Gleichbehandlung nicht gewährleistet. Die von Ihnen nachgefragten Daten sind bereits oder werden zukünftig auf unserer Internetseite unter <a href="http://transmission.vattenfall.de">http://transmission.vattenfall.de</a> veröffentlicht.	
Wir arbeiten derzeit daran, die Daten, die aufgrund der neuen Gesetzeslage von uns im Internet zu veröffentlichen sind, schrittweise dort zur Verfügung zu stellen. Insofern darf ich Sie noch um etwas Geduld bitten.	
Ich erlaube mir den Hinweis, dass wir schon heute und auch in den letzten Jahren viele Daten im Rahmen unseres Internet-Auftritts veröffentlichen bzw. veröffentlicht haben.	
Freundliche Grüße	
Hans-Jürgen Ede	
<b>VATTENFALL EUROPE TRANSMISSION GmbH</b> Chausseestr. 23 10115 Berlin fon: 49 30 5150 4423 fax: 49 30 5150 2084 hans-juergen.ede@vattenfall.de	
Diese Email enthält vertrauliche und/oder rechtlich geschützte Informationen. Wenn Sie nicht der richtige Adressat sind oder diese Email irrtümlich erhalten haben, informieren Sie bitte sofort den Absender und vernichten Sie diese Email. Das unerlaubte Kopieren sowie die unbefugte Weitergabe dieser Email ist nicht gestattet.	
This e-mail may contain confidential and/or privileged information. If you are not the intended recipient (or have received this e-mail in error) please notify the sender immediately and destroy this e-mail. Any unauthorized copying, disclosure or distribution of the material in this e-mail is strictly forbidden.	