

Wettbewerbsmarkt für Regel- und Ausgleichsenergie

Joachim Müller-Kirchenbauer, Aachen und Ines Zenke, Berlin

Die grundsätzlichen Fortschritte der Verbändevereinbarung II [1] (VV II) für die Schaffung von Wettbewerb und freiem Energiehandel wurden zu einem großen Teil durch die prohibitive Bepreisung von Bilanzabweichungen zunichte gemacht. Nicht zuletzt auf Druck der Kartellbehörden hat es inzwischen wesentliche Neuerungen in der Beschaffung und Abrechnung von Regel- und Ausgleichsenergie gegeben. Hintergründe und Auswirkungen dieser Entwicklung werden im Nachfolgenden besprochen. Insbesondere wird verdeutlicht, dass mit diesem Schritt in die richtige Richtung noch keineswegs ideale Wettbewerbsvoraussetzungen geschaffen werden. Dies belegt insbesondere der Blick auf den liberalisierten Strommarkt in Skandinavien.

Es ist eine elektrizitätswirtschaftliche Binsenweisheit, dass sich Strom in nennenswerten Mengen nicht wirtschaftlich speichern lässt. Zwischen Einspeisungen und Entnahmen muss zu jedem Zeitpunkt Gleichgewicht herrschen.

Regel- und Ausgleichsenergie

Technisch wird dies innerhalb des UCTE-Verbundes durch einen dreistufigen Regelungsvorgang erreicht (Bild 1): Ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Entnahme (ausgelöst z. B. durch den Ausfall einer Erzeugungseinheit oder klimabedingte Laständerungen) führt zu einer Abweichung der Frequenz vom Sollwert 50 Hz. Diese Frequenzänderung wird zunächst durch den Selbstregeleffekt frequenzabhängiger Lasten gedämpft und durch die unmittelbar einsetzende Primärregelung begrenzt.

Die Primärregelung wird dezentral von verschiedenen Kraftwerksblöcken im gesamten UCTE-Verbundnetz bereitgestellt. Nach Aktivierung der Primärregelung verbleibt eine quasi-stationäre Frequenzabweichung. Zur Korrektur dieser verbleibenden Frequenzabweichung und zur Freisetzung der aktivierten Primärregelung dient die ebenfalls automatisch abgerufene Sekundärregelung.

Dr.-Ing. J. Müller-Kirchenbauer, Berater und Gutachter, BET Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH, Aachen; RA Dr. I. Zenke, spezialisiert u. a. auf Fragen des Kartellrechts, Sozietät Becker Büttner Held, Berlin

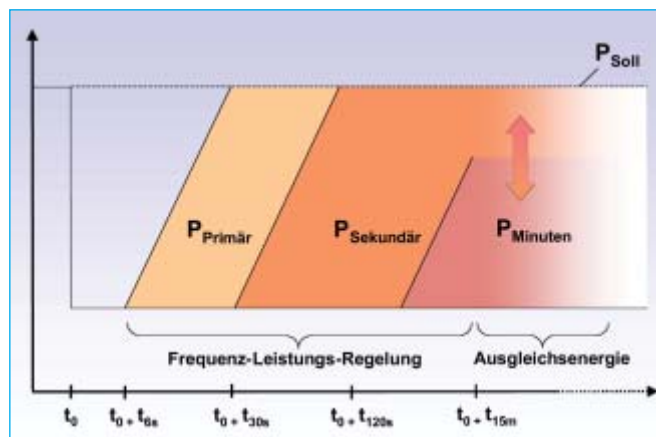


Bild 1: Idealisierter Ablauf des Regelvorgangs

Die Bereitstellung von Sekundärregelung ist im derzeitigen Konzept der UCTE auf Kraftwerksblöcke innerhalb der jeweiligen Regelzone beschränkt. Im dritten Schritt (Tertiärregelung) werden zusätzliche Reservekapazitäten mobilisiert, um die in Anspruch genommene Primär- und Sekundärreserve wieder freizusetzen. Die Bereitstellung der hierfür eingesetzten Minutenreserve ist nicht an eine Regelzone gebunden und wurde bereits in der Vergangenheit durch Fahrplanlieferungen zwischen den Verbundunternehmen ausgetauscht (Austauschprogramme).

Dieser physikalische Regelmechanismus umfasst das gesamte Verbundsystem (UCTE bzw. unterteilt in Regelzonen). Auf dem „Markt“ für die Bereitstellung von Regelenergie ist daher der Bilanzkoordinator (bzw. Übertragungsnetzbetreiber, ÜNB) der einzige Nachfrager. Gleichzeitig verfügt der ÜNB bzw. die im Konzern verbundenen Kraftwerksunternehmen über ein faktisches Angebotsmonopol für Regelenergie innerhalb der jeweiligen Regelzone, da andere Unternehmen nur in geringem Umfang über entsprechend regelbare Erzeugungskapazitäten verfügen.

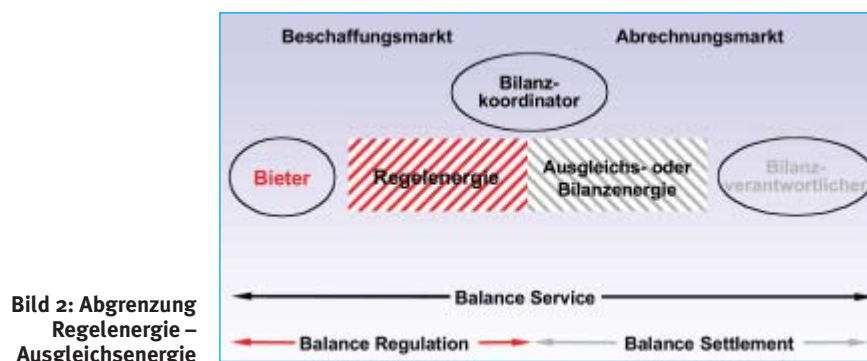


Bild 2: Abgrenzung Regelenergie – Ausgleichsenergie

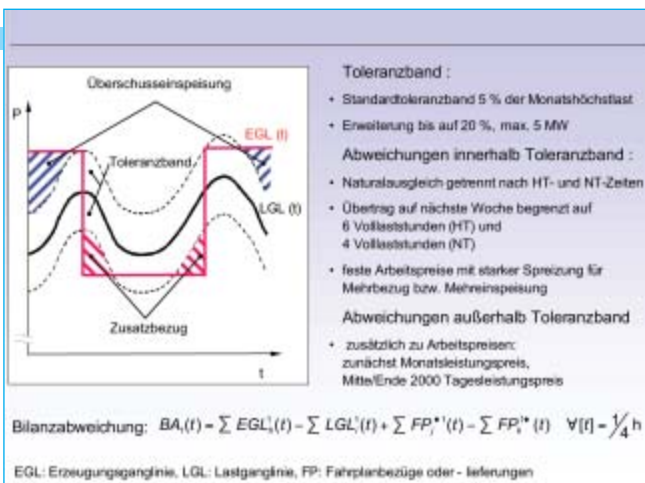


Bild 3: Abrechnung von Bilanzabweichungen nach VV II

Sachlich abzugrenzen von diesem Beschaffungsmarkt für Regelenergie ist der Teilmarkt Abrechnung für Ausgleichsenergie (Bild 2). Hier ist der ÜNB einziger Anbieter von Ausgleichsenergie, dem die bilanzverantwortlichen Händler (Bilanzkreisverantwortliche, BKV) gegenüber stehen. Die BKV stehen zunächst in der Verantwortung, die ihnen zugeordneten Entnahmen möglichst weitgehend durch entsprechende Einspeisungen zu equalisieren. Letztlich nicht vermeidbare Ungleichgewichte werden dann durch den Bezug von Ausgleichsenergie vom ÜNB ausgeglichen. Bei Überdeckung der Leistungsbilanz eines Bilanzkreises findet eine Lieferung von Ausgleichsenergie statt. Positive und negative Bilanzabweichungen verschiedener Bilanzkreise treten zeitgleich auf. Da sich Bezug und Lieferung von Ausgleichsenergie einzelner Bilanzkreise in einem hohen Maße gegenseitig kompensieren, muss Regelenergie nur in einem geringen Umfang eingesetzt werden, um das Gleichgewicht des Gesamtsystems zu gewährleisten. Die auf dem Abrechnungsmarkt umgesetzten Mengen an Ausgleichsenergie liegen also ein Vielfaches über den Mengen an Regelenergie.

Regelungen der VV II

Die VV II sieht für die Ermittlung der Leistungsbilanz und ihre ökonomische Bewertung ein Toleranzband vor, das in engen Grenzen Naturalausgleich zulässt. [2]. Für diesen Naturalausgleich werden zwei verschiedene Tarifzeiten vorgesehen [3]. Die Saldierungsperiode, innerhalb derer die Bilanzabweichungen auf die Naturalausgleichskonten gebucht werden, ist die Woche (Montag 0:00 Uhr bis Sonntag 24:00 Uhr). Der Übertrag von Kontoständen auf die Folgewoche ist beschränkt auf sechs Volllaststunden (bezogen auf den Bezugswert des Toleranzbandes) für die Hochtarifzeit, für die Niedertarifzeit auf vier Volllaststunden. Darüber hinausgehende Kontostände werden mit Arbeitspreisen abgerechnet.

Außerhalb des Toleranzbandes ist ein Naturalausgleich nicht möglich. Hier werden Bilanzabweichungen (Mehreinspeisungen oder Mindereinspeisungen) unmittelbar abgerechnet (Bild 3). Die Texte der VV II und dementsprechend die ersten Bilanzverträge sahen hierfür eine Abrechnung mit Arbeits- und Leistungspreisen vor. Dabei waren die Arbeitspreise gespreizt, d. h. Mehreinspeisungen wurden zu einem weit geringeren Preis vergütet, als er bei Mindereinspeisungen berechnet wurde.

Die von den deutschen ÜNB veröffentlichten Preisstellungen für den Bezug und die Lieferung von Ausgleichsenergie (vgl. Bild 4) konnten getrost als Zeichen monopolistischen Verhaltens eingestuft werden: Verlangt wurden prohibitive Preise, die durch die Kosten für Beschaffung oder Bereitstellung von Regelenergie in keinsten Weise gerechtfertigt werden konnten. Für die BKV, zumal kleine und neue Marktteilnehmer, baren diese Preissysteme das Risiko, bereits bei vereinzelt und kurzfristigen Imbalancen in existenzgefährdende ökonomische Schwierigkeiten zu geraten.

Ein einfaches Rechenbeispiel illustriert die Auswirkungen eines solchen Abrechnungssystems für einen kleinen Händler bzw. ein Stadtwerk mittlerer

Bild 5: Auswirkungen der Ausgleichsenergiepreise – Rechenbeispiel

RWE:	• reiner, ungespreizter Einheitsarbeitspreis je Periode
zuvor:	• TLP 4,00 DM/kWh, max. MLP 30,00 DM/kWh • AP Bezug 6 Pf/kWh, Lieferung 1,5 Pf/kWh
E.ON:	• TLP 4,00 DM/kWh, max. MLP 25,00 DM/kWh • AP Bezug 6,5/4 Pf/kWh, Lieferung 2/1/0,5 Pf/kWh
EnBW:	• TLP 2,70 DM/kWh, max. MLP 18,35 DM/kWh • AP Bezug 6,6 Pf/kWh, Lieferung 1,5 Pf/kWh
HEW:	• TLP 3,00 DM/kWh, max. MLP 20,00 DM/kWh • AP Bezug 10/6 Pf/kWh, Lieferung 3/2 Pf/kWh • hohe Kontoführungsgebühren
<small>TLP: Tagesleistungspreis, MLP: Monatsleistungspreis, AP: Arbeitspreis</small>	

Bild 4: Bepreisung von Ausgleichsenergie – Aktueller Stand

Größe (vgl. Bild 5). Die Daten und die ihnen zu Grunde liegenden Zeitreihen beruhen auf realen Werten für das Jahr 2000 und beinhalten eine erhebliche Überdeckung der Entnahmen, die eben durch das herrschende Preissystem induziert wurden. Die Rechenergebnisse verdeutlichen unmittelbar, dass das Bepreisungssystem für Ausgleichsenergie zu Mehrkosten für den Händler führt, die ihm eine Gewinnmarge nicht mehr erlauben.

Deutlich wird auch, dass die Einführung von Tagesleistungspreisen nur eine geringfügige Verbesserung gebracht hat. Der Leistungspreisanteil der Kosten liegt um 80 %. Beschaffungskosten für die Mehreinspeisung auf Grund der systembedingt hohen Überdeckung sind nicht berücksichtigt.

Weiterentwicklung auf Basis der Kartellamtsauflagen

Das Bundeskartellamt (BKartA) hat diese von zahlreichen Marktteilnehmern kritisierten Missstände aufgegriffen und in zwei Fusionsverfahren zum Gegenstand detaillierter Auflagen gemacht: im Verfahren betreffend RWE und VEW [4] sowie E.ON, Heingas und HEW [5]. Die Auflagen wirken zunächst nur bilateral, entfalten jedoch mittelbare Wirkung für

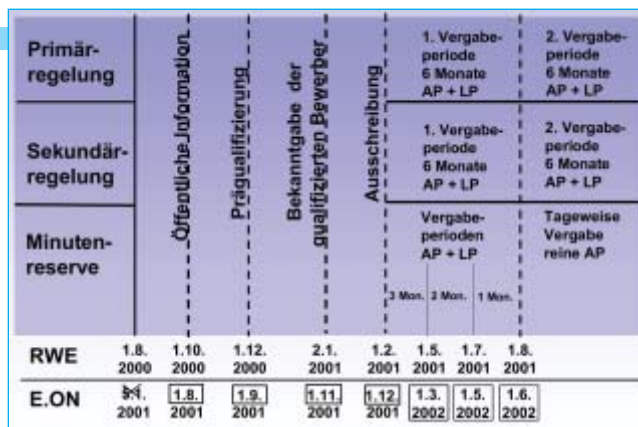
Eckdaten	
Jahreshöchstlast 226 MW	
Entnahmen 1 318 GWh	Einspeisung 1 327 GWh
Überdeckung 9 GWh	höchstes Defizit 29 MW
Mehreinspeisungen 29 GWh	Mindereinspeisungen 20 GWh
Bilanzabweichungskosten	
RWE:	• MLP 4 014 012 DM ≈ 0,31 Pf/kWh • TLP 3 098 009 DM
E.ON:	• TLP 2 783 526 DM
EnBW:	• TLP 2 255 439 DM ≈ 0,17 Pf/kWh
HEW:	• TLP 2 968 775 DM
<small>TLP: mit Tagesleistungspreis, MLP: mit Monatsleistungspreis</small>	

die anderen ÜNB, wie gleich zu zeigen sein wird. Sie sollen Regel- bzw. Ausgleichsenergie zum Gegenstand marktüblicher Austauschprozesse machen und dafür sorgen, dass der aus Angebot und Nachfrage resultierende Marktpreis für Regelenergie zu einer marktgerechten Vergütung der gelieferten Ausgleichsenergie führt. Das in den Auflagen vorgegebene Abrechnungssystem soll sicherstellen, dass die Nachfrage von Ausgleichsenergie vom Wettbewerb auf dem Markt für die Bereitstellung von Regelenergie profitieren. Angesichts der zu erwartenden Ergebnisse wachsen die bereits bestehenden Zweifel an der kartellrechtlichen Vereinbarkeit des Regelenergiesystems anderer ÜNB (EnBW, VEAG, HEW, Bewag), werden doch die Preise in der RWE- und E.ON-Zone maßgebliches Indiz für das anzulegende – bereits vielzitierte – Vergleichsmarktprinzip bilden:

Gem. § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB ist ein gem. § 19 Abs. 1 GWB verbotenes missbräuchliches Ausnutzen einer marktbeherrschenden Stellung dann gegeben, wenn ein marktbeherrschendes Unternehmen Entgelte fordert [6], die von denjenigen abweichen, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würden. Das Gesetz soll als Ersatz für einen nicht funktionierenden Markt wirken [7]. Die Ermittlung der hypothetisch wettbewerbsanalog gebildeten Bedingungen kann nach jeder denkbaren, hinreichend zuverlässigen, Methode erfolgen [8]. Regelmäßig bemühter Maßstab ist dabei der des Vergleichsmarktes, bei dem auf das Verhalten der Unternehmen auf ähnlichen Märkten bei wirksamem Wettbewerb (ein häufig nicht zu kompensierendes Dilemma klassischer Monopolmärkte [9]) abgestellt wird. Dabei lässt die Rechtsprechung im Einzelfall durchaus den Bezug auf einen einzigen anderen Anbieter, der entgegen den Ansätzen des Als-Ob-Wettbewerbsprinzips auch Monopolanbieter sein kann, als „Hilfsinstrument“ genügen [10]. Die effektive Umsetzung der Auflagen und die dort erzielten Ergebnisse werden damit auch für andere Regelzonen als Vergleichsmarkt relevant.

Wesentliche Inhalte der Auflagen sind, dass den jeweils fusionsbeteiligten ÜNB aufgegeben wird, Primär- und Sekundärregelung für einen Zeitraum von maximal sechs Monaten auszuschreiben und entsprechend den Ausschreibungsergebnissen zu beschaffen. Für die Minutenreserve werden Ausschreibungszeiträume von zunächst drei, dann zwei und schließlich einem Monat vorgese-

Bild 6: Zeitplan des BKartA für die Auflagenumsetzung



hen, nach deren Ablauf die Minutenreserve auf Basis täglicher, stundenbezogener Gebote auszuschreiben und zu beschaffen ist. Bei der Auswahl der Anbieter von Regelenergie ist allein auf technische Anforderungen und nicht auf den Standort der Anbieter abzustellen, was insbesondere die bisher übliche Beschränkung der Bereitstellung von Sekundärregelung auf Erzeugungseinheiten innerhalb einer Regelzone aufhebt. Die Auflagen geben weiterhin vor, dass die Auswahl der Regelenergieangebote nach bestmöglichen Preisen entsprechend einer **merit order** zu erfolgen hat und alle Ausschreibungsergebnisse in anonymisierter Form zeitnah veröffentlicht werden müssen.

Mit Blick auf die Abrechnung wird vorgegeben, dass die den Ausschreibungsergebnissen entsprechenden Kosten für Primär- und Sekundärregelung über die Systemdienstleistungen den Netzkunden gegenüber abzurechnen sind. Die Abrechnung von Ausgleichsenergie für Bilanzabweichungen gegenüber den BKV ist auf einen Arbeitspreis umzustellen. Die bislang üblichen Abrechnungsgewinne der ÜNB sollen vermieden werden, d. h. die Einnahmen der ÜNB sind auf die ihnen entstehenden Kosten für die Beschaffung von Regelenergie zu begrenzen.

Für die Auflagenumsetzung wurde vom BKartA ein abgestufter Fahrplan vorgegeben. Auf Grund der verzögerten Übernahme der Anteile an HeinGas durch E.ON ergaben sich – wie auch in anderen Bereichen der Energiewirtschaft – erhebliche Fahrplanänderungen. Bild 6 zeigt den zu erwartenden Zeitplan für die Umsetzung.

Aus Bild 6 wird deutlich, dass das Verfahren bei E.ON Netz erst zum 1. August 2001 gestartet wurde, während bei RWE Net ab diesem Zeitpunkt bereits die tägliche, stundenbezogene Beschaffung zu praktizieren war.

Die von RWE Net bislang veröffentlichten Ausschreibungsergebnisse [11] zeigen folgendes Bild: Die Leistungsprei-

se aller Gebote (für Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve) liegen deutlich unterhalb der Leistungspreise, die zuvor gegenüber den BKV abgerechnet werden sollten (vgl. Bild 4 oben). Das Vorliegen von lediglich vier bzw. sieben Geboten für Sekundärregelung zeigt deutlich, dass von einem bieterseitigen Wettbewerb noch nicht die Rede sein kann. Die Zahl der Gebote für Minutenreserve war ebenfalls gering und erhöhte sich über die vergangenen Ausschreibungsperioden nur von sechs auf 16. Entscheidende Verbesserungen erbrachte hier die tägliche Vergabe mit rund 40 Geboten. Über die Ausschreibungsrunden hinweg ist festzuhalten, dass die Gebotspreise für positive Minutenreserve angestiegen, für negative Minutenreserve hingegen gefallen sind. Für die Beschaffung insgesamt und für die Abrechnung gegenüber den BKV ergeben sich damit wieder steigende Kosten, weshalb zu überprüfen ist, ob mit dem praktizierten Beschaffungs- und Abrechnungssystem die richtigen Anreize für die Marktteilnehmer (BKV und potenzielle Bieter von Regelenergie) gesetzt werden. Das Preisbildungs- und Abrechnungssystem zeigt zusammenfassend Bild 7.

Auf Basis einer je Ausschreibungsperiode [12] **ex-ante** feststehenden Angebotskurve und der **ex-post** ermittelten Nachfrage werden die Preise gebildet. Die Bieter erhalten ihren jeweiligen Gebotspreis, wenn die angebotene Erzeugungskapazität tatsächlich eingesetzt wird.

Abrechnungssseitig wird aus den eingesetzten Geboten ein gewichteter Durchschnittspreis gebildet. Mit diesem Durchschnittspreis werden in der jeweiligen Periode sowohl Mehreinspeisungen als auch Mindereinspeisungen bewertet, eine Preisspreizung gibt es also nicht mehr (Einheitsarbeitspreis).

Diese gesamte Praxis führt dazu, dass die Teilnahme am Gebotsverfahren vergleichsweise unattraktiv ist. Der Bieter muss sich vertraglich verpflichten, Erzeugungskapazität vorzuhalten, ohne dass er sicher mit einem Einsatz rechnen könnte. Aber auch unter den tatsächlich

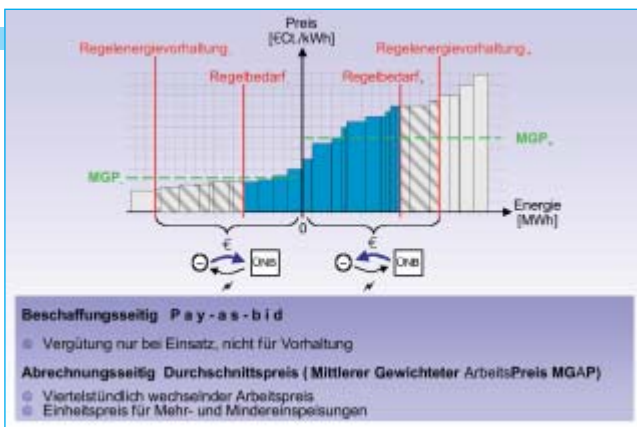


Bild 7: Preisbildungsverfahren RWE Net
Quelle: RWE Net

eingesetzten und damit vergüteten Geboten gibt es zwingend solche, die für ihre planmäßige und kalkulierte Einspeisung einen geringeren Arbeitspreis erhalten als solche BKV, die unaufgefordert und ungeplant Mehreinspeisungen vornehmen [13]. Hemmnisse für einen bieterseitigen Wettbewerb liegen auch in den langen Bindefristen der Gebote, die lediglich für die Minutenreserve ab August entfallen sind. Eine hohe Hürde für den regelzonenübergreifenden Bieterwettbewerb stellen ferner die Transaktionskosten für die Bieter dar, da ihnen das gesamte Abwicklungsmanagement der Regelenergielieferung von außerhalb der Regelzone aufgebürdet wird, anstatt auf der Ebene der ÜNB eine einheitliche Regelung herbeizuführen. Bleiben die Gebote aber faktisch auf die jeweilige Regelzone begrenzt, wird das Angebotsmonopol der „Kraftwerksschwester“ der ÜNB gerade nicht aufgehoben.

Auf Basis der ersten Ausschreibungsperioden hat RWE Net Abrechnungspreise für Bilanzabweichungen veröffentlicht, die – auch innerhalb der ersten Ausschreibungsperioden – im Viertelstunden-Raster schwanken, sich aber im Wesentlichen auf den Niveaus 1,5/2,0/7,5/9,5 €/kWh bewegen. Die Wiederholung dieser Preisstufen ist darin begründet, dass jeweils nur unterschiedliche Nachfragen mit derselben Angebotskurve gedeckt wurden. Vor allem wird aber deutlich, dass die Preise für die Abrechnung gegenüber den BKV in wesentlichen Bereichen durch die Arbeitspreise für Sekundärregelung bestimmt werden. Die Vorgaben des BKartA hatten eigentlich vorgesehen, dass die Abrechnung der Sekundärregelung gegenüber den Netzkunden erfolgen sollte, so wie dies auch in der Vergangenheit als Bestandteil der Netznutzungsentgelte erfolgte [14]. Mit dieser Auslagerung der Arbeitspreise für die Sekundärregelung werden die Netznutzungsentgelte der RWE Net im Vergleich zu denen anderer ÜNB entlastet.

Setzt man nun die Einheitsarbeitspreise in das obige Rechenexempel ein,

so ergeben sich auf Grund der periodenweise schwankenden Preise zunächst zwei Extremvarianten. Der worst case ist aus Sicht des BKV eine Überspeisung in Niedrigpreisphasen und eine Unterdeckung in Hochpreisphasen, die zu hohen Kosten führen. Der umgekehrte Fall, Überspeisung zu hohen und Unterspeisung zu niedrigen Preisen führt hingegen zu hohen Vergütungen. Da die Abrechnungspreise erst im Nachhinein ermittelt werden und insbesondere den BKV vorab nicht bekannt sind, ist eine zielgerichtete Über- oder Unterspeisung in der Regel nicht zu erwarten. Setzt man daher eine stochastische Verteilung der Preisstufen auf die Viertelstunden des Betrachtungsjahres an, so ergeben sich im Durchschnitt immer noch erhebliche Vergütungen – auf derselben Berechnungsbasis, die nach den alten Preissystemen zu untragbaren Kosten geführt hätten. Zu den Ergebnissen der Beispielrechnung siehe Bild 8.

Vergleichende Bewertung

Für eine Bewertung des Status quo und vor allem der mit Blick auf den Regel- und Ausgleichsenergiemarkt erreichten Fortschritte kann der skandinavische Strommarkt als geeigneter Vergleichsmaßstab herangezogen werden. Mit der VV II sind bereits wesentliche Elemente der skandinavischen Organisationsstruktur in Deutschland etabliert worden (z. B. Netzpunkttarif und Bilanzkreise). In Form der Nord Pool verfügt der skandinavische Strommarkt weiter über eine der erfahrensten Strombörsen der Welt, die ihre Expertise in Deutschland im Rahmen ihrer Beteiligung an der Leipzig Power Exchange (LPX) einbringt.

Die in den genannten Fusionsverfahren RWE/VEW und E.ON/Heingas vom BKartA niedergelegten Auflagen geben auch konkreten Anlass, insbesondere eine Übertragbarkeit des skandinavischen Regimes in dieser Hinsicht zu prüfen. Die vier Länder Norwegen, Schweden, Finnland und Dänemark (Westteil) bilden seit dem 1. Juli 1999 einen einheitlichen

+++ BUCHTIP AKTUELL +++



Ein für alle Marktteilnehmer einfacher und damit praktikabler Netzzugang in allen Spannungsebenen ist die zentrale Frage für Netzbetreiber, Lieferanten und Verbraucher im sich dynamisch entwickelnden Strommarkt.

Die Veröffentlichung bietet eine konsequent abgeleitete Lösung an, die besonders für kleine und mittlere kommunale oder regionale Netzbetreiber geeignet ist. Die Netzzugangspreise lassen sich mit vergleichsweise geringem Aufwand ohne Leistungsmessung oder Anwendung von Gleichzeitigergeraden aus vorliegenden Betriebsdaten ermitteln. Bei allgemeinem Konsens wird durch die Struktur eine Tarifierung möglich, so daß Verhandlungen nur in wenigen Sonderfällen nötig sind. Der kostenorientierte Vorschlag bietet hohe Transparenz der Netzzugangs- und Strompreise innerhalb der Unternehmen und zwischen den Marktteilnehmern. Er ist zugleich börsenfähig und erfüllt die Forderung nach Gleichbehandlung auch der Privat- und Geschäftskunden.

Bestelleranschrift:

Bitte liefern Sie _____ Exemplare

Ein einfaches Preismodell für den Netzzugang im liberalisierten Strommarkt

je DM 38,- (+ Porto), ISBN 3-925349-32-4, an obige Anschrift.

etv Faxen oder per Post an:
Energiewirtschaft und Technik
Verlagsgesellschaft mbH
Postfach 18 53 70
D-45203 Essen
Fax 0 20 54/95 32-60

Strommarkt mit teilweise abgegrenzten Marktgebieten. Grund für die Unterteilung in einzelne Marktgebiete sind an den Grenzen bestehende Netzengpässe. Die nationalen, auf Grund klarer gesetzlicher Vorgaben vollständig entbündelten ÜNB (Statnett [N], Svenska Kraftnät [S], Fingrid [SF], Eltra und Elkraft System [DK]) sind zum einen Eigentümer und Betreiber der Strombörse Nord Pool (Statnett und Svenska Kraftnät) und zum anderen Bilanzkoordinatoren für die nationalen bzw. subnationalen Regelzonen. In dieser letzten Funktion führen sie die Beschaffung und Abrechnung von Regelenergie und Bilanz- bzw. Ausgleichsenergie nach quasi-börslichen Verfahren durch. Gemeinsam mit Island bilden die genannten Länder die Nordel, die der UCTE in Kontinentaleuropa vergleichbar ist.

Die skandinavischen Erfahrungen im Strom- und Regelenergiemarkt werden in den oben genannten Beschlüssen des BKartA ausdrücklich angesprochen [16]. Um ihre Übertragbarkeit – im engeren Sinne hier auch die Einrichtung eines börslich organisierten Regelenergiemarktes in Deutschland – zu prüfen, sind die Gemeinsamkeiten sowie Unterschiede des skandinavischen Strommarktes gegenüber dem deutschen bzw. kontinentaleuropäischen Strommarkt und der Regularien der Nordel gegenüber denen der UCTE zu berücksichtigen.

Die Erzeugungskapazitäten in den skandinavischen Ländern werden stark durch die Wasserkraftnutzung geprägt. In Norwegen besteht der Erzeugungspark zu annähernd 100 % aus Wasserkraftwerken, in Schweden etwa zu 50 % (verbleibend rund 50 % Kernenergienutzung); in Finnland und Dänemark liegen höhere Anteile konventioneller thermischer Erzeugung vor. Dies bedeutet für den gesamten Markt eine starke Dominanz der Wasserkraft, was sich auf eine einfache und kostengünstige Bereitstellung aller Arten von Regelenergie sehr positiv auswirkt [17]. Für einen quantitativen Vergleich mit den Verhältnissen in Deutschland sind am ehesten die Länder Finnland und Dänemark geeignet.

Die unterschiedliche Erzeugungsstruktur wirkt sich in unterschiedlichen Konzepten für die technische Handhabung und begriffliche Unterscheidung der Regelenergie in den Regelwerken der Nordel und der UCTE aus. Der Dreiteilung in den UCTE-Spielregeln in Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung (Minutenreserve) steht eine Zweiteilung gegenüber [18]: **automatic regulating power (pri-**

mary regulation) und **ordered regulating power (secondary regulation)** [19]. Zu betonen ist hierbei, dass primary regulation als automatisch abgerufene Regelenergie gefasst wird, während secondary regulation als manuell abgerufene Regelenergie verstanden wird. Damit entspricht in Übertragung dieser Begriffe auf das UCTE-System die primary regulation der Gesamtheit von Primär- und Sekundärregelung [20], während die secondary regulation der Tertiärregelung (bzw. Minutenreserve) entspricht.

Stromwirtschaftliche Strukturen und Abläufe

Im Unterschied zu den vertikal integrierten Verbundunternehmen in Deutschland sind alle genannten skandinavischen ÜNB vollständig entbündelte Unternehmen, die einer staatlichen Regulierung unterliegen. Sie haben weder Erzeugungs- noch Vertriebsinteressen.

In Norwegen ist jedes Unternehmen, das Letztabnehmer beliefert, selbst bilanzverantwortlich. Demgegenüber bestehen in Schweden und Finnland Strukturen, in die sich die derzeitigen Regelungen der VV II im Sinne einer Weiterentwicklung zu einer VV III überführen ließen (also entsprechend Bilanzkreisen und Sub-Bilanzkreisen).

Für die Abwicklung von Handelsgeschäften steht den Marktteilnehmern in allen Ländern Skandinaviens bis 12:00 Uhr des Vortags der Spotmarkt der Nord Pool zur Verfügung (day ahead market) [21]. In Finnland und Schweden ist der untertägige Fahrplanhandel an einer Börse, der Elbas (EL-EX), ab 15:00 Uhr des Vortags bis jeweils zwei Stunden vor Beginn der Lieferstunde kontinuierlich möglich (hour ahead market, siehe Bild 9). Bilateraler Fahrplanhandel (OTC) ist noch weit darüber hinaus möglich. Hierzu können die Marktteilnehmer die bis spätestens 16:00 Uhr des Vortages (19:00 Uhr in Finnland) eingereichten vorläufigen Fahrpläne für Produktion, Entnahme und Fahrplanhandel schrittweise entsprechend den jeweils aktuellsten Prognosedaten bis unmittelbar vor Beginn der Lieferstunde aktualisieren.

Beschaffung von Regelenergie

Durch diese kontinuierlichen und äußerst kurzfristigen Korrekturen wird den Bilanzverantwortlichen Gelegenheit gegeben, die eigene Beschaffung oder Erzeugung den aktuellsten Prognosewerten anzupassen. Dadurch sind sie in

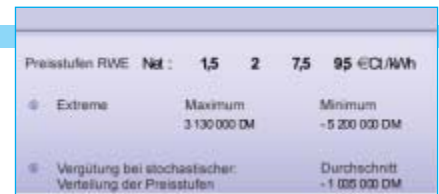


Bild 8: Ausgleichsenergiekosten mit Einheitsarbeitspreis

der Lage, die eigenen Bilanzabweichungen auf ein Minimum zu reduzieren und damit auch die ÜNB mit Blick auf die zu beschaffenden Mengen an Regelenergie zu entlasten.

Die Beschaffungspreise ergeben sich aus einer kontinuierlichen Ausschreibung für secondary regulation durch den **balance service** der ÜNB. Die Gebote hierfür sind verbindlich, können frühestens 14 Tage im voraus abgegeben und bis 30 Minuten vor der relevanten Betriebsstunde nachgebessert werden. Ihr Volumen muss zwischen 10 MW und 500 MW liegen, preislich sind sie auf 50 000 SEK/MWh begrenzt.

Für die Preisfindung wird nach dem Höchstpreisprinzip verfahren, wobei sich Gebots- und Marktpreise stets als Differenziale zum Marktpreis für Energie (Spotpreis des jeweiligen Marktgebietes = **balance base price**) verstehen: Die verbindlichen Gebote werden in beiden Richtungen in der Reihenfolge zunehmender Preisdifferenziale sortiert und abgerufen (merit order). Die Preise für upwards und downwards regulation (positiver und negativer Regelpreis) werden dann anhand des Schnittpunktes der Angebotskurve mit der Nachfragekurve für jede Stunde nachträglich ermittelt. Bei Abruf positiver Minutenreserve zahlt der ÜNB an den Bilanzverantwortlichen (Bieter) die Summe aus Spotpreis und **upwards regulation price** (positiver Regelpreis). Bei Abruf negativer Minutenreserve bezieht der Bilanzverantwortliche (Bieter) überschüssige Ausgleichsenergie und zahlt an den ÜNB den Spotpreis abzüglich des **downwards regulation price** (negativer Regelpreis). Damit ergeben sich beschaffungsseitig Preise, die für positive Minutenreserve stets etwas oberhalb, für negative Minutenreserve stets etwas unterhalb des Spotpreises liegen.

Die so ermittelten Beschaffungspreise (reine Arbeitspreise ohne Leistungspreisanteil oder Optionsgebühr) für upwards und downwards regulation werden auch für die Bepreisung der eingesetzten Primärregelung (**automatic regulating power**) angesetzt.

Lieferungen von Minutenreserve von außerhalb einer Regelzone (entsprechend dem Gebiet des nationalen oder subnationalen ÜNB) ist in Skandinavien

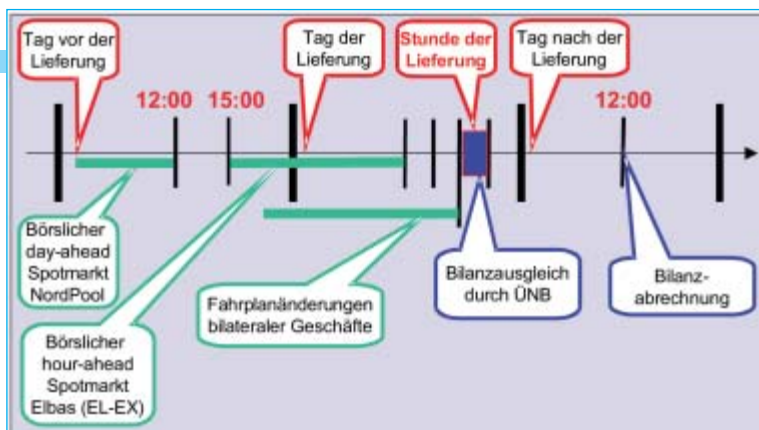


Bild 9: Zeitlicher Ablauf von Handelsgeschäften in Schweden und Finnland

nur von den benachbarten ÜNB möglich. Da diese jedoch nicht über eigene Erzeugungskapazitäten und -interessen verfügen, sondern die Minutenreserve ihrerseits in einem weitestgehend identischen Verfahren beschaffen, erfolgt der Bezug faktisch auch von unabhängigen Anbietern in anderen Regelzonen vermittels der zwischengeschalteten ÜNB.

Eine Annäherung an eine solche Mittlerrolle könnte in Deutschland durch Rahmenvereinbarungen zwischen den ÜNB erreicht werden. Diese müssten unter anderem auch die für die Lieferung von Minutenreserve erforderlichen und durch die VV II nicht ermöglichten kurzfristigen Fahrplanänderungen und deren Berücksichtigung in den Austauschprogrammen zwischen den UCTE-Regelzonen regeln.

Eine entsprechende Rahmenvereinbarung könnte grundsätzlich auch die Basis für eine analoge Vorgehensweise zur Bereitstellung von Sekundärregelung von außerhalb der Regelzone bilden. Die wesentlichen Unterschiede bestünden in erheblich kürzeren Intervallen für die Anforderung und Fahrplanänderung und einer erforderlichen Automatisierung der Abläufe.

Abrechnung von Ausgleichsenergie

Es sei nochmals betont, dass lediglich diejenigen Bilanzabweichungen, die nach den vielfältigen und kurzfristigen Korrekturmöglichkeiten [22] auf Seiten der bilanzverantwortlichen Händler (**balance provider**) noch verbleiben, über das **balance settlement** des ÜNB behandelt werden. Dies reduziert die Bedeutung der Ausgleichsenergie und ihrer Bezeichnung für die Marktteilnehmer ganz erheblich.

Die Ermittlungen der Bilanzabweichungen eines jeden Bilanzverantwortlichen erfolgt in analoger Weise wie in der VV II angelegt, d. h. durch Bildung des

Gesamtsaldos aus gemessener Einspeisung und Fahrplanbezügen einerseits und gemessener Entnahme und Fahrplanlieferungen andererseits. Allerdings sieht die VV II hierfür in Viertelstundenperioden vor, während in Skandinavien, so wie auch in Ziffer 325 der BKartA-Auflagen vorgesehen, die volle Stunde als Abrechnungsperiode verwendet wird.

Die Abrechnung erfolgt nach einer Systematik, die stets durch einen Preis-Spread zwischen Regelenergie, positiver und negativer Ausgleichsenergie (für Mehr- und Mindereinspeisungen) Anreize sowohl für die Teilnahme am Beschaffungsmarkt als auch für eine ausgeglichenen Bilanz der einzelnen Bilanzverantwortlichen setzt (Bild 10). Lediglich für den Fall, dass sich Einspeisungen und Entnahmen insgesamt im Gleichgewicht befinden und keine Minutenreserve abgerufen wird, werden sowohl Mehr- als auch Mindereinspeisungen mit dem gleichen Preis (Spotmarktpreis) abgerechnet:

- Bei Bezug von positiver Regelenergie in der Abrechnungsstunde gilt der (höhere) Regelenergiepreis für Mindereinspeisungen (Bezug von Ausgleichsenergie) und der (niedrigere) Spotmarktpreis für die Abrechnung von Mehreinspeisungen (Lieferung von Ausgleichsenergie).
- Wird in der Abrechnungsstunde negative Minutenreserve durch den ÜNB in Anspruch genommen, werden Mindereinspeisungen (Ausgleichsenergiebezug) mit dem (höheren) Spotmarktpreis abgerechnet, während Mehreinspeisungen mit dem (niedrigeren) Preis für negative Minutenreserve (Ausgleichsenergielieferung) vergütet werden.
- Wird in einer Abrechnungsstunde, was häufig der Fall ist, sowohl positive als auch negative Minutenreserve in Anspruch genommen, werden

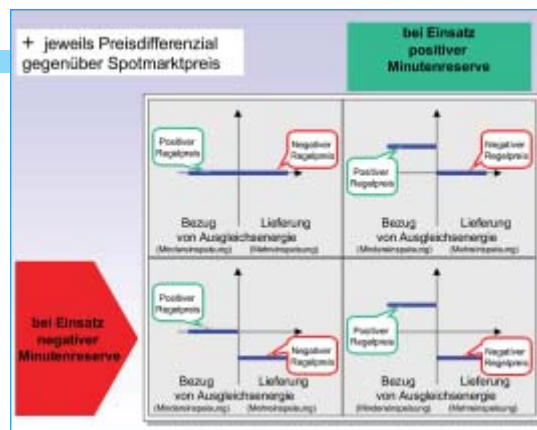


Bild 10: Abrechnung von Ausgleichsenergie in Schweden und Finnland

Mindereinspeisungen (Ausgleichsenergiebezug) mit dem (über dem Spotmarktpreis liegenden) Preis für positive Regelenergie verrechnet, Mehreinspeisungen (Ausgleichsenergielieferung) hingegen mit dem (unter dem Spotmarktpreis liegenden) Preis für negative Minutenreserve.

Indem die Vergütung für Mehreinspeisungen stets niedriger ist als das Entgelt für Mindereinspeisungen, sind die richtigen Anreize gesetzt, um alle Bilanzverantwortlichen zu einer ausgeglichenen Leistungsbilanz anzuhalten. Durch die attraktivere Bewertung der Minutenreserve gegenüber unangemeldetem Mehr- oder Mindereinspeisung ergeben sich auch ohne Optionsgebühr die erforderlichen Anreize, Bilanzverantwortliche zu einer Gebotsabgabe für die börsliche Beschaffung von Minutenreserve zu bewegen.

Das dargestellte Abrechnungssystem ist in dieser Form nicht erlösneutral, sondern führt regelmäßig zu Kostenüberdeckungen seitens des ÜNB. Dies wäre leicht zu korrigieren, indem die Preisdifferenziale mit den jeweils abgerechneten Mengen gewichtet würden: Aus den Abrechnungsmengen der Ausgleichsenergie, die deutlich über den Beschaffungsmengen der Minutenreserve liegen, ergeben sich dann geringere Preisspreizungen gegenüber dem Spotmarktpreis. Eine anonymisierte Veröffentlichung der Mehr- und Mindereinspeisungen sowie des Gesamtsaldos (wie in den Auflagen vorgesehen) bietet eine transparente Grundlage für diese einfache mengengewichtete Umrechnung.

Fazit: Flexibilisierung der starren Fahrplanmeldefrist als effektiver Weg

Mit den Stellungnahmen, vor allem aber den Fusionsauflagen des BKartA wurden mit Blick auf den Regel- und Aus-

gleichsenergiemarkt weitgehende Verbesserung der Wettbewerbssituation im deutschen Strommarkt erreicht [23]. Dieser wichtige Schritt in die richtige Richtung beendet die prohibitive Bepreisung von Ausgleichsenergie durch die deutschen ÜNB und verringert die existenziellen Risiken gerade für kleine und neue Teilnehmer auf dem deutschen Strommarkt. Auch für Händler mit vergleichsweise geringem Absatz erscheint eine eigenständige Bilanzverantwortung durchaus praktikabel.

Gleichwohl bestehen weiterhin Wettbewerbshemmnisse im Regelenenergiemarkt, indem Angebote aus anderen Regelzonen oder dem Ausland hohe administrative Hürden zu überwinden haben. Das faktische Angebotsmonopol der Kraftwerksgesellschaften der Verbundgesellschaften innerhalb der jeweiligen Regelzone bleibt insbesondere für die Sekundärregelung weitgehend erhalten.

Ein letztlich weit effektiverer Weg zur Lösung der Probleme, den der Vergleich mit dem skandinavischen Markt dringend nahe legt, wurde bislang nicht beschritten: Eine diskriminierungsfreie Flexibilisierung der starren Fahrplanmeldefrist bis 14:30 Uhr des Vortages. Dies würde den BKV entscheidend helfen, ihre Bilanzabweichungen und damit einhergehende ökonomische Risiken zu verringern. Auch die Tätigkeit der ÜNB würde erleichtert, da in weit geringerem Umfang Regelenenergie vorzuhalten und einzusetzen wäre. Lediglich die Wettbewerbsvorteile auf Grund großer Kundentämme und eigener Kraftwerkskapazitäten in der jeweiligen Regelzone würden etwas abgemildert.

Anmerkungen

[1] Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten v. 13. Dezember 1999, geschlossen zwischen dem Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) und dem Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK), abgedruckt in Theobald/Theobald, Energierecht (Beck-Texte im dtv), 2001.

[2] Das über die Netznutzungsentgelte abgeordnete Standardtoleranzband beträgt fünf % der kumulierten zeitgleichen 1/4-Stunden-Höchstlast eines Monats aller Entnahmestellen eines Bilanzkreises. Die VV II sieht die Möglichkeiten der kostenpflichtigen Erweiterung dieses Toleranzbandes auf bis zu 20 % vor, wobei diese Erweiterung auf maximal fünf MW beschränkt ist. Das Standardtoleranzband von fünf % unterliegt dieser Einschränkung nicht.

[3] Diese umfassen die folgende Zeiten: Hochtarif werktätlich von 6:00 – 22:00 Uhr und Samstag/Sonntag von 8:00 – 13:00 Uhr, Niedertarif dementsprechend werktätlich von 0:00 – 6:00 Uhr und von 22:00 – 24:00 Uhr sowie Samstag/Sonntag von 0:00 – 8:00 Uhr und von 13:00 – 24:00 Uhr. Feiertage werden wie Sonntage behandelt.

[4] BKartA, Beschl. v. 3. Juli 2000, Az. B 8 U – 309/99 – RWE/VEW, WuW DE-V 301 ff.

[5] BKartA, Beschl. v. 4. September 2000, Az. B 8 40200 – U 132/00 – E.ON/HeinGas/HEW

[6] Nicht notwendigerweise durchsetzt, vgl. Schultz, K.-P. in Langen, E. / Bunte, H.-J.: Kommentar zum deutschen und europäischen Kartellrecht, Band 1, Neuwied/ Krieffel 2001, § 19 Rn. 93.

[7] Missbrauchsaufsicht hat damit die Aufgabe, zu verhindern, dass vom Wettbewerb nicht mehr kontrollierte Handlungsspielräume zu Lasten anderer Marktteilnehmer ausgenutzt werden, Monopolkommission, Sondergutachten 1, Tz. 19; Emmerich, V.: Kartellrecht, München, 7. Aufl. S. 270.

[8] KG, Urt. v. 23. Dezember 1982, Euglucon, WuW/E OLG 2892, 2895; Schultz, K.-P. Fn [6], § 19 Rn. 95.

[9] Emmerich, V., Fn [7], S. 271 f. resümiert dementsprechend deutlich: „Als ebenso unlösbar erwies sich das ... Problem, überhaupt ‚aussagekräftige‘ Vergleichsmärkte aufzuspüren. In vielen Fällen endete deshalb die Preiskontrolle der Kartellbehörden schließlich bei einem (sinnlosen) Vergleich der Preise von Monopolisten oder bei der (ebenso unsinnigen) Prüfung, ob eine bestimmte Preiserhöhung des marktbeherrschenden Unternehmens durch eine zwischenzeitliche Kostensteigerung gerechtfertigt werden konnte. ...“

[10] BGH, 21.10.1986, Glockenheide, WuW/E BGH 2309, 2311; BGH, 21.02.1995, Strompreis Schwäbisch-Hall, WuW BGH 2967, 2973; BGH, 31.05.1972, Stromtarif, WuW/E BGH 1221, 1223 ff.; vgl. auch den Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder über 1. die Reichweite der kartellrechtlichen Eingriffsnormen für die Überprüfung der Höhe der Entgelte für die Nutzung der Stromnetze, 2. die kartellrechtliche Relevanz von den Netzzugang behindernden Verhaltensweisen der Stromnetzbetreiber vom 19. April 2001, S. 7.

[11] www.rwennet.de; dort werden – in Abweichung von den Vorgaben aus den Auflagen, alle Ausschreibungsergebnisse in anonymisierter Form zu veröffentlichen – lediglich die Gebotspreise, nicht jedoch die Gebotsmengen veröffentlicht. Damit ist eine Transparenz der Abrechnungspreise weiterhin nicht gegeben.

[12] Zunächst für die Ausschreibungsperioden Februar bis April, Mai bis Juni und den Monat Juli; ab August für jede Stunde.

[13] Dies hat zur Folge, dass die Bieter gehalten sind, ihre Gebote entsprechend hoch zu bepreisen; eine weitere Folge ist eine Regelung im Bilanzkreisvertrag der RWE Net, derzufolge der Vergütungsanspruch für die Lieferung von Ausgleichsenergie ab einer Überspeisung um 20 % wegen unterstellter Missbräuchlichkeit gänzlich entfallen kann. Diese Problematik würde sich weiter verschärfen, wenn nicht beschaffungsseitig weiterhin Leistungspreise für die Vorhaltung gezahlt würden. Diese Abweichung vom Aufagentext des Bundeskartellamtes ist energiewirtschaftlich begründet und zu begrüßen.

[14] Ziffer 7.3.1 bzw. 2.3.1 des Aufagentextes lautet: „RWE/VEW [bzw. E.ON] wird aufge-

geben, die Abrechnung der Netzkunden für die Systemdienstleistung Primär- und Sekundärregelung ... so umzustellen, dass die Preisstellung den Ausschreibungsergebnissen entspricht, und dies in geeigneter Form zu veröffentlichen.“ In den Gründen wird unter Ziffer 318 bzw. 35 ausgeführt: „Ebenfalls Monopolstrukturen bestehen auf den Märkten für die Bereitstellung und den Bezug von insbesondere zur Frequenzhaltung automatisch eingesetzter Regelenenergie im Rahmen der Primär- und Sekundärregelung. Im Gegensatz zur Ausgleichsenergie wird die automatisch eingesetzte Regelenenergie in vollem Umfang als Systemdienstleistung allen Netznutzern in Rechnung gestellt.“

[15] Von der Praxis, auch die Leistungspreise für Sekundärregelung und Minutenreserve in die Arbeitspreise für Ausgleichsenergie außerhalb des Toleranzbandes einzurechnen, scheint RWE Net angesichts aufkommender Kritik wieder Abstand genommen zu haben. Hieß es in den Internetveröffentlichungen zuvor: „In diese Arbeitspreise [außerhalb des Toleranzbandes] fließen die Leistungs- und Arbeitspreise für Sekundärregelung und Minutenreserve ein,“ so lautet die Formulierung jetzt: „In diese Arbeitspreise fließen nur die Arbeitspreise für Sekundärregelung und Minutenreserve ein, die jeweiligen Leistungspreise werden über die Netznutzungsentgelte sozialisiert.“

[16] Ziff. 44 und 325 der in Fn. [4] und [5] benannten Beschlüsse.

[17] Eine konkrete Auswirkung hiervon ist beispielsweise, dass in Norwegen kein Unterschied zwischen den Marktpreisen für Regelenenergie und Spotmengen besteht.

[18] Sämtliche Details und Zahlenangaben beziehen sich hier auf den finnischen bzw. schwedischen Markt. Diese können aber als repräsentativ für Skandinavien insgesamt betrachtet werden. Auf die geringfügigen Unterschiede in Details in Norwegen oder die Situation in Dänemark wird im Text eingegangen.

[19] Der primary regulation lassen sich weiter frequency control reserve und momentary active bzw. instantaneous disturbance reserve zuordnen, der secondary regulation die Begriffe rapid active disturbance reserves bzw. fast disturbance reserves.

[20] Die Unterscheidung der automatisch eingesetzten Regelreserve in Primär- und Sekundärregelung in der UCTE steht in engem Zusammenhang mit den gegenüber hydraulischen Systemen höheren Regel- und Reservekosten thermischer Kraftwerkssysteme.

[21] Über Nord Pool wird auch der weit überwiegende Teil der grenzüberschreitenden Handelsaktivitäten abgewickelt. Daher können die Ergebnisse der Nord Pool auch als Eingangsgröße für die Ermittlung von Lastflüssen und Engpässen herangezogen werden.

[22] Vgl. bereits Abschnitt „Stromwirtschaftliche Strukturen und Abläufe“.

[23] Ob diese strukturellen Verbesserungen ausreichen, um die weitreichende Konzentration zu kompensieren, muss hingegen bezweifelt werden.