Bundesnetzagentur

- Beschlusskammer 6 -

Beschluss

Az: BK6-10-097

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung, insbesondere zu Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben, zum technisch notwendigen Anteil nach § 6 Abs. 2 StromNZV und zu den einheitlichen Bedingungen, die Anbieter von Regelenergie erfüllen müssen, sowie zu den zu veröffentlichenden Daten nach § 27 Abs. 2 StromNZV

unter Beteiligung

der Evonik Degussa GmbH, Rodenbacher Chaussee 4, 63457 Hanau-Wolfgang, vertreten durch die Geschäftsführung,

- Beteiligte -

hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch den Vorsitzenden Matthias Otte,
den Beisitzer Dr. Jochen Patt
und den Beisitzer Jens Lück

am 12.04.2011 beschlossen:

1. Die Ausschreibung der Primärregelleistung hat wöchentlich für einen Erbringungszeitraum von Montag 0:00 Uhr bis Sonntag 24.00 Uhr zu erfolgen.

2. Die Ausschreibung der Primärregelleistung hat in der Vorwoche, und zwar grundsätzlich jeweils dienstags für die Folgewoche stattzufinden. Die Angebotsabgabefrist wird auf 15:00 Uhr, die Information über die Zuschlagserteilung an die Anbieter auf spätestens 16:00 Uhr festgesetzt. In Wochen mit Feiertagen kann von der Vorgabe in Satz 1 abgewichen werden. Sofern der Bedarf an Primärregelleistung nicht vollständig in der Ausschreibung gedeckt werden kann, haben die Übertragungsnetzbetreiber das Recht, eine zweite Ausschreibung zur Bedarfsdeckung durchzuführen.

3. Die Übertragungsnetzbetreiber haben unter Berücksichtigung der Vorgaben der Ziffer 2 einen Ausschreibungskalender für einen Zeitraum von einem Kalenderjahr zu erstellen, mit der Bundesnetzagentur abzustimmen und bis zum 30.11. des Vorjahres auf der gemeinsamen Internetplattform www.regelleistung.net zu veröffentlichen. Die Frist zur Veröffentlichung des Ausschreibungskalenders für das Jahr 2011 ist der 31.05.2011.

4. Für die Erbringung von Primärregelleistung sind keine Zeitscheiben vorzusehen.

5. Die Vergabe der Primärregelleistung hat nach dem Leistungspreis zu erfolgen. Bei Gleichheit des Leistungspreises entscheidet der Zeitpunkt des Angebotseingangs über die Vergabe.

6. Die Übertragungsnetzbetreiber haben ihren gesamten Bedarf an Primärregelleistung regelzonenübergreifend auszuschreiben. Auf Antrag eines Übertragungsnetzbetreibers und nach dessen Genehmigung durch die Bundesnetzagentur kann zusätzlich zum Leistungspreis auch die Anschlussregelzone als Kriterium für die Zuschlagerteilung herangezogen werden, sofern dies zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich ist.

7. Die Mindestangebotsgröße für die Teilnahme an der Ausschreibung für Primärregelleistung wird auf jeweils +/- 1 MW festgesetzt. Eine Einkürzung der angebotenen Leistung ist bei der Vergabe zulässig. Das Angebotsinkrement beträgt 1 MW.

8. Anbietern von Primärregelleistung ist gestattet, Anlagen zur Erbringung von Primärregelleistung innerhalb der gleichen Regelzone bei der Angebotsstellung zu poolen. Dabei ist es zulässig, positive und negative Primärregelleistung aus unterschiedlichen Anlagen zu erbringen. Die Zuordnung von Anlagen zu einem Pool kann zu Beginn jeder Viertelstunde geändert werden. Der Wechsel der Primärregelleistung erbringenden Anlagen innerhalb eines Pools ist jederzeit möglich.

9. Anbietern von Primärregelleistung ist gestattet, die Besicherung der für die Erbringung von Primärregelleistung vorgehaltenen Technischen Einheiten über präqualifizierte, in der gleichen Regelzone gelegene Anlagen Dritter durchzuführen. Die zur Besicherung verwendeten Leistungsanteile der Anlagen Dritter dürfen dabei nicht zugleich auch bei Regelenergieausschreibungen kontrahiert sein.

10. Der Abruf der Primärregelleistung hat automatisch und dezentral in den Anlagen der Anbieter von Primärregelleistung zu erfolgen.

11. Folgende Informationen sind auf der gemeinsamen Internetplattform www.regelleistung.net zu veröffentlichen und für mindestens fünf Jahre verfügbar zu halten:

    a) die Höhe des benötigten Bedarfs an Primärregelleistung einschließlich des Bedarfs von der Bundesnetzagentur ggf. bewilligter Kerntanteile. Im Falle einer Änderung des Bedarfs gegenüber dem der vorherigen Ausschreibung um mehr als 5% ist diese zu erklären bzw. zu begründen.

    b) eine anonymisierte Liste aller bezuschlagten Primärregelleistungsangebote, die für jedes Angebot die Angebotsleistung und den Leistungspreis enthält sowie

    c) den mittleren mengengewichteten Leistungspreis und den Grenzleistungspreis.

    Die unter Buchstabe a) aufgeführten Daten sind spätestens am Freitag um 12:00 Uhr der der Ausschreibung vorausgehenden Kalenderwoche zu veröffentlichen. Die unter den Buchstaben b) und c) aufgeführten Daten sind grundsätzlich bis spätestens 12:00 Uhr des Folgetages zu veröffentlichen. Sollte der benötigte Bedarf an Primärregelleistung in der ersten Ausschreibung nicht vollständig gedeckt und zur Bedarfsdeckung eine zweite Auktion durchgeführt werden, sind die Ausschreibungsergebnisse unter b) und c) erst nach erfolgter zweiter Ausschreibung, und zwar ebenfalls spätestens am Folgetag der zweiten Ausschreibung, bekannt zu geben.

12. Die Namen der Anbieter von Primärregelleistung sind auf der gemeinsamen Internetplattform www.regelleistung.net zu veröffentlichen.

13. Auf Anfrage von Anbietern oder potenziellen Anbietern haben die Übertragungsnetzbetreiber historische Frequenzgänge für einen Zeitraum von mindestens 12 Monaten in sekündlicher Auflösung auf einem Datenträger zur Verfügung zu stellen. Der Frequenzdatensatz ist quartalsweise zu aktualisieren und muss elektronisch weiterverarbeitbar sein.

14. Die Vorgaben aus den Ziffern 1 bis 13 des Tenors sind ab dem 27.06.2011 anzuwenden.

15. Der Beschluss BK6-06-065 wird mit Wirkung vom 27.06.2011 widerrufen.

16. Der Widerruf der Ziffern 1 bis 13 des Tenors bleibt vorbehalten, insbesondere für den Fall, dass eine Umstellung auf eine tägliche Ausschreibung möglich und im Interesse kurzfristiger Markteintritte geboten ist.

Gründe

I.

1. Verfahrensgegenstand

In einem elektrischen Energieversorgungssystem müssen sich Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie stets die Waage halten, da sich Energie nur sehr geringfügig in einem elektrischen Energieversorgungssystemen speichern lässt. Abweichungen zwischen Erzeugung und Entnahme müssen durch den Einsatz von Regelenergie egalisiert werden, damit es zu keiner Gefährdung der Systemstabilität kommt. Die Ursachen für die Abweichungen liegen bspw. in Prognoseungenauigkeiten oder in Produktionsausfällen von Kraftwerken. Übersteigt die in das Netz eingespeiste Energie die zum selben Zeitpunkt entnommene Energie, liegt ein Leistungsüberschuss im Netz vor. Die Netzfrequenz, welche ein Maß für den Gleichgewichtszustand des Netzes ist, steigt in diesem Fall über den Gleichgewichtszustand von 50 Hz an. Die überschüssige Energie muss dem Netz zur Aufrechterhaltung der Stabilität entzogen und die Netzfrequenz wieder auf den Sollwert von 50 Hz zurück geführt werden. Dies erfolgt durch den Einsatz sog. negativer Regelenergie. Spiegelbildlich muss dem Netz bei einem Leistungsmangel Energie durch den Einsatz sog. positiver Regelenergie zugefügt werden, um die in diesem Fall unter 50 Hz abgesunkene Netzfrequenz wieder auf den Sollwert zurückzuführen. Verantwortlich für den Ausgleich von Leistungsungleichgewichten sind die Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze GmbH und Tennet TSO GmbH für ihre jeweiligen Regelzonen.

Für die Ausregelung der Übertragungsnetze stehen den Übertragungsnetzbetreibern drei Regelenergiequalitäten zur Verfügung: die Primärregelung, die Sekundärregelung und die Minutenreserve. Die verfahrensgegenständliche Primärregelung wird zur schnellen Stabilisierung der Netzfrequenz in Folge eines größeren Leistungsungleichgewichtes z. B. durch einen Kraftwerksausfall eingesetzt. Innerhalb von nur 30 Sekunden muss die Primärregelleistung in voller Höhe aktiviert sein. Die Aktivierung von Primärregelleistung erfolgt dabei proportional zur Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert von 50 Hz. Treten Frequenzabweichungen vom Sollwert von 50 Hz auf, so passen die Technischen Einheiten der Anbieter von Primärregelleistung die Einspeisung / Entnahme proportional zur Frequenzabweichung vom Sollwert von 50 Hz an, um dadurch die Netzfrequenz wieder auf ihren Sollwert zurückzuführen. Die Messung der Frequenz und der Einsatz der Primärregelleistung erfolgen dabei automatisch in nahezu sekündli-

cher Auflösung durch eine frequenzabhängige dezentrale Leistungsregelung in den Technischen Einheiten der Anbieter.

Die Primärregelleistung wird solidarisch von allen in der Regionalgruppe Kontinentaleuropa der ENTSO-E[1] zusammengeschlossenen Übertragungsnetzbetreibern vorgehalten. Die Höhe der vorgehaltenen Primärregelleistung entspricht der Leistung, die beim zeitgleichen Ausfall der beiden größten Kraftwerksblöcke innerhalb der Regionalgruppe Kontinentaleuropa der ENTSO-E auszugleichen wäre (3.000 MW). Die innerhalb der Regionalgruppe Kontinentaleuropa der ENTSO-E vorzuhaltende Primärregelleistung wird entsprechend des Letztverbraucherabsatzes auf die beteiligten Regelzonen geschlüsselt. Diese Schlüsselung wird jährlich neu durchgeführt. Im Jahr 2011 sind von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern insgesamt 612 MW Primärregelleistung vorzuhalten.

Primärregelleistung ist von den Übertragungsnetzbetreibern entsprechend § 22 EnWG, § 6 StromNZV in einem transparenten, nicht diskriminierenden und marktorientierten Verfahren in einer gemeinsamen Ausschreibung zu beschaffen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben hierzu die Internetseite www.regelleistung.net eingerichtet. An der Ausschreibung von Primärregelleistung können grundsätzlich alle Anbieter teilnehmen, deren Technische Einheiten bzw. Anlagen die für die Erbringung von Primärregelleistung erforderlichen Voraussetzungen im Rahmen einer sog. Präqualifikation bewiesen haben. Neben Betreibern konventioneller thermischer und hydraulischer Kraftwerke kommen u. a. auch Energieverbraucher mit in der Leistung steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, Stromspeicher oder andere Erzeugungstechnologien in Frage. Die Beschlusskammer ist bestrebt, auch die Teilnahmevoraussetzungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen an den Regelenergiemärkten zu verbessern. Dies gilt in jedem Fall für Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Direktvermarktung. Die Frage, ob auch Erneuerbare-Energien-Anlagen aus der festen Einspeisevergütung heraus sich am Regelenergiemarkt beteiligen dürfen, ist Gegenstand ei-

[1] In der Regionalgruppe Kontinentaleuropa der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) sind derzeit 30 Übertragungsnetzbetreiber von Portugal bis Polen und von Dänemark bis zur Türkei zusammengeschlossen. Diese tragen gemeinsam die Verantwortung für den sicheren Systembetrieb mit den wesentlichen Qualitätsmerkmalen wie Frequenz- und Spannungsstabilität. Kennzeichen des Zusammenschlusses ist die Synchronität der über alle Übertragungsnetze stets gleichen Netzfrequenz.

nes bei der Beschlusskammer unter dem Aktenzeichen BK6-10-233 anhängigen Verfahrens.

Mit dem Ziel, die Wettbewerbsintensität am Markt für Primärregelleistung durch Erleichterung der Teilnahmebedingungen für die Anbieter und durch Erhöhung der Transparenz zu erhöhen, hat die Beschlusskammer mit Beschluss BK6-06-065 vom 31.08.2007 erstmalig konkretisierende Vorgaben zur Beschaffung der Primärregelleistung per Ausschreibung und zum Umfang der zu veröffentlichenden Ausschreibungsdaten gemacht. Kernpunkte der Vorgaben waren die monatliche Ausschreibung der Primärregelleistung sowie die Mindestangebotsgröße von ± 5 MW. Die Vorgaben sahen weiter vor, die Primärregelleistung als ein Produkt, d. h. ohne Unterteilung in Zeitscheiben sowie ohne Trennung nach positiv und negativ, auszuschreiben. Die Vorgaben aus dem Beschluss BK6-06-065 sind zum 01.12.2007 in Kraft getreten.

2. Verfahrensablauf

Die Beschlusskammer hat die Einleitung dieses Verfahrens zu den Ausschreibungsbedingungen bei der Primärregelleistung sowie zu den zu veröffentlichenden Daten nach § 27 Abs. 1, 2 StromNZV im Amtsblatt 12/2010 vom 30.06.2010 (Mitteilung 380/2010) und am 16.06.2010 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gegeben.

Ziel des Verfahrens ist die Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und der Veröffentlichungspflichten zur weiteren Erleichterung der Teilnahme für die Anbieter am Markt für Primärregelleistung. Ziel ist dabei nicht nur, den bestehenden Anbietern die Angebotsstellung zu erleichtern bzw. Marktzutritte neuer Anbieter zu induzieren, sondern auch den Markt für Primärregelleistung für weitere Technologien, z. B. für steuerbare Verbraucher, für Stromspeicher etc. weiter zu öffnen. Als mögliche Ansätze für eine Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen hat die Beschlusskammer bei der Verfahrenseinleitung eine Verkürzung des Ausschreibungszeitraums sowie eine Reduzierung der Mindestangebotsgröße vorgeschlagen. Bei der Verfahrenseinleitung wurde ebenfalls der abweichende Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber zur Diskussion gestellt, die Primärregelleistung zukünftig strukturiert nach mehreren Ausschreibungszeiträumen zu beschaffen, bei der ein Anteil der zu beschaffenden Regelleistung längerfristig (jährlich), ein weiterer Anteil mittelfristig (monatlich) und der verbleibende Anteil kurzfristig (wöchentlich) ausgeschrieben wird.

Mit der Verfahrenseinleitung hat die Beschlusskammer allen betroffenen Marktakteuren Gelegenheit gegeben, im Rahmen einer ersten, auf den 23.07.2010 befristeten Konsultation Stellung zu den o. g. Vorschlägen zu beziehen sowie eigene Vorschläge, Anregungen und Hinweise zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten auf dem Markt für Primärregelleistung einzubringen. Insgesamt sind 17 Stellungnahmen eingegangen. Zur Vorstellung und Erörterung der wesentlichen, in den einzelnen Stellungnahmen genannten Vorschlägen und Anregungen und zur Klärung sich aus den Stellungnahmen ergebender Fragestellungen hat die Beschlusskammer am 01.10.2010 einen Workshop mit den Unternehmen durchgeführt, die sich an der Konsultation beteiligt haben. Im Anschluss daran hat die Beschlusskammer auf Basis der eingegangenen Stellungnahmen und im Lichte der im Workshop gewonnenen Erkenntnisse am 15.11.2010 ein Eckpunktepapier mit den beabsichtigten, die Regelungen des Beschlusses BK6-06-065 ändernden oder ergänzenden Vorgaben veröffentlicht und die Marktteilnehmer aufgefordert, im Rahmen einer zweiten Konsultation bis zum 03.12.2010 hierzu Stellung zu nehmen. Im Rahmen dieser zweiten Konsultation sind insgesamt 21 Stellungnahmen eingegangen.

Die **Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission GmbH (50 Hertz), Amprion GmbH (Amprion), EnBW Transportnetze GmbH (EnBW TNG) und Tennet TSO GmbH (Tennet)** bekräftigen ihren mit der Verfahrenseinleitung zur Diskussion gestellten Vorschlag nach einer strukturierten Beschaffung von kurz-, mittel- und langfristigen Anteilen. Während eine Verkürzung der Ausschreibungszeiträume insbesondere kleineren Anbietern zu Gute käme, da diese die geforderte Verfügbarkeit nicht über den derzeit geltenden Monatszeitraum sicherstellen könnten, könnte durch längere Ausschreibungszeiträume eine größere Planungssicherheit für die Anbieter und die Übertragungsnetzbetreiber erzielt werden. Die Aufteilung des Gesamtbedarfs könnte zu je einem Drittel auf eine Lang-, Mittel-, und Kurzfristkomponente erfolgen. Die Langfristkomponente sollte vorzugsweise über eine Jahresausschreibung, die Mittelfristkomponente im gewohnten Schema für Monatszeiträume zu einem festen Ausschreibungszeitpunkt beschafft werden. Die Kurzfristkomponente solle als Wochenprodukt in Anlehnung an den Terminmarkt der Strombörse (Mo 00.00 Uhr bis So 24:00 Uhr) ausgestaltet sein. Kürzere Ausschreibungszeiträume wie Tagesausschreibungen sollen aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der Unruhe durch wechselnde Anbieteranteile und mangelnde Handlungsspielräume bei Unterdeckung vermieden werden. Hinsichtlich der Ausschreibung des Wochenprodukts emp-

fiehlt 50 Hertz, diese zeitlich vor der Ausschreibung der Sekundärregelleistung durchzuführen. Als Ausschreibungszeitpunkt begrüßen die Übertragungsnetzbetreiber den Dienstag der Vorwoche und regen eine Angebotsangabefrist um 15:00 Uhr an. Die Information der Anbieter über den Zuschlag solle bis 17:00 Uhr erfolgen. In Ausnahmefällen könne die Frist auf 19:00 Uhr verlängert werden.

Die Struktur des Primärregelleistungsprodukts als durchgängiges Band, d. h. ohne Differenzierung in HT- oder NT-Bereiche ist nach Ansicht aller Übertragungsnetzbetreiber zu erhalten. Die EnBW TNG führt diesbezüglich aus, eine Unterteilung in Produktzeitscheiben HT und NT wie bei der Sekundärregelleistung sei problematisch, da in den Minuten kurz vor und kurz nach Wechsel der Produktzeitscheiben der Sekundärregelleistung um 8 Uhr morgens und um 20 Uhr abends regelmäßig hohe Leistungsungleichgewichte auszuregeln seien. Gerade zu diesen Zeitpunkten einen zeitgleichen Produktwechsel bei den beiden zentralen Regelenergiequalitäten mit einem möglichen kompletten Wechsel der Regelenergie erbringenden Technischen Einheiten durchzuführen, sei aus Gründen der Systemsicherheit sehr bedenklich. Eine Aufteilung in positive und negative Produktanteile wird von allen Übertragungsnetzbetreibern ebenfalls abgelehnt, da dies eine Aufwandserhöhung bei der Parametrierung der Leistungs-Frequenz-Regler für die Sekundärregelleistung nach sich ziehe. Hinsichtlich der Mindestlosgröße sei eine Reduzierung auf ± 1 MW vorstellbar. Um kleinen Anbietern mit nur wenigen Technischen Einheiten die Gewährleistung der für die Regelleistung erforderliche Verfügbarkeit zu erleichtern, sollte Ihnen nach Ansicht der Übertragungsnetzbetreiber gestattet werden, sich untereinander Reserven aus präqualifizierten Einheiten zur Besicherung der Angebote zu stellen. Die besichernden Anlagen müssten dabei jedoch in der gleichen Regelzone wie die besicherte Anlage liegen. Wichtig sei dabei, dass der besichernde Dritte als Erfüllungsgehilfe des Anbieters agieren müsse. Der besicherte Anbieter müsse auch bei Eintritt des Besicherungsfalles gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber mit allen Pflichten aus dem Rahmenvertrag und aus den Präqualifikationsbedingungen verantwortlich bleiben. Dazu sei die Veröffentlichung bzw. die Bekanntgabe der Namen der Anbieter von Primärregelleistung untereinander hilfreich.

Die Übertragungsnetzbetreiber sprechen sich des Weiteren dafür aus, auf die Veröffentlichung der nicht bezuschlagten Angebote bei der Primärregelleistung weiterhin zu verzichten. Die Veröffentlichung solle spätestens einen Tag nach erfolgter Ausschreibung vorgenommen werden. In Bezug auf die anbieterseitig geforderte Bereitstellung von historischen Frequenzverläufen regen die Übertragungsnetzbetreiber an, nach Ablauf eines Kalenderjahres den Frequenzverlauf des vorangegangenen Jahres in sekündlicher Auflösung auf einer Daten-CD heutigen und potenziellen Anbietern bereitzustellen.

Aus Sicht des **Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)** sind Ausschreibungszeiträume kürzer als eine Woche wünschenswert. Im günstigsten Fall solle die Ausschreibung täglich erfolgen. Sollte dies derzeit nicht möglich sein, regt das BMU einen Entwicklungspfad an, der darstellt, zu welchem Zeitpunkt die Ausschreibungszeiträume weiter verkürzt werden. Aus Sicht des BMU wäre ebenfalls die Konkretisierung einer Mindestleistung, ab der eine einzelne Anlage am Markt für Primärregelleistung teilnehmen darf, hilfreich.

Der **Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)** fordert eine Verkürzung des Ausschreibungszeitraums auf eine Woche, da kleineren Anbietern eine Teilnahme am Regelenergiemarkt dadurch erleichtert werde. Eine weitere Absenkung des Ausschreibungszeitraums wird vom BDEW jedoch abgelehnt, da der hierfür bei den Anbietern anfallende Aufwand den Zusatznutzen bei Weitem übersteige. Der BDEW begrüßt ebenfalls eine Absenkung der Mindestlosgröße, da diese – insbesondere in Verbindung mit vereinfachenden Voraussetzungen zur gegenseitigen Besicherung und in Verbindung mit der Möglichkeit der Poolung – auch Anbietern mit einzelnen Anlagen oder mit einem kleinen Anlagenportfolio die Möglichkeit zur Teilnahme am Regelenergiemarkt eröffne. Somit könnten diese Anpassungen der Ausschreibungsbedingungen den Wettbewerb auf dem Markt für Primärregelleistung stärken und dessen Liquidität weiter erhöhen. In Bezug auf die Veröffentlichung von Daten fordert der BDEW, die zu veröffentlichenden Daten in einem Format darzustellen, das durch die Anbieter leicht nutzbar ist (z. B. csv- oder MS-Excel).

Der **Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE)** schlägt tägliche Ausschreibungen auch für die Primärregelleistung vor. Nur bei einer täglichen Ausschreibung sei den dargebotsabhängigen Erzeugern aufgrund der nicht ausreichenden Prognosegenauigkeit über mehrere Tage hinaus eine Teilnahme am Markt für Primärregelleistung möglich. Darüber hinaus sollte aus Sicht des BEE die positive und die negative Primärregelleistung getrennt voneinander ausgeschrieben werden, da andernfalls der Windenergie die Bereitstellung von Primärregelleistung erschwert würde.

Aus Sicht des **Bundesverbands Neuer Energieanbieter e. V. (BNE)** sind die Verkürzung des Ausschreibungszeitraums auf eine Woche und die Reduzierung der Mindestangebotsgröße notwendige Schritte, um auch kleinere Anbieter für die Primärregelleistung zu gewinnen. Dies bewirke eine höhere Liquidität der Auktionen und damit effizientere und gerechtere Auktionsergebnisse. Eine Verkürzung des Ausschreibungszeitraumes hätte ebenfalls positive Effekte auf den Wettbewerb. Insbesondere kleine Anlagen, einzelne Kraftwerksbetreiber und Industriebetriebe könnten besser bei kurzen Ausschreibungsdauern disponieren. Eine strukturierte, zeitlich gestaffelte Beschaffung lehnt der BNE ab, da an einer langfristigen Ausschreibung nur Besitzer großer Anlagenportfolien teilnehmen könnten und kleinere Anbieter und Besitzer einzelner Anlagen komplett von diesem Produkt ausgeschlossen würden. Dies dürfte sich in geringem Wettbewerb und höheren Preisen widerspiegeln. Der BNE plädiert weiter dafür, grundsätzlich alle Anlagengrößen für die Primärregelleistung zuzulassen, d. h. keine Mindestanlagengröße vorzugeben. Den Übertragungsnetzbetreibern entstehe auch beim Abruf durch „Kleinstanlagen“ kein erhöhter Aufwand, da der Abruf über einen Pool erfolge. Es solle dem Poolbetreiber überlassen werden, wie klein die Anlagen in seinem Pool sind.

Aus Sicht von **EFET Deutschland – Verband deutscher Gas- und Stromhändler e. V. (EFET)** stellt die ununterbrochene Erbringung von Primärregelleistung über gegenwärtig einen Monat hohe Anforderungen hinsichtlich der Absicherungsaufwendungen für alle Bieter und kann ggf. für potenzielle kleine Anbieter eine Markteintrittsbarriere darstellen. Ein kürzerer Ausschreibungszeitraum verbunden mit einer zeitnäheren Ausschreibung ermögliche, präzisere Aussagen zu den Verfügbarkeiten der Anlagen zu treffen. Insoweit unterstützt EFET eine Verkürzung der Ausschreibungsdauer auf eine Woche und schlägt

als Ausschreibungszeitpunkt jeweils dienstags der Vorwoche vor. Eine strukturierte, mehrstufige Ausschreibung von Primärregelleistung lehnt EFET aufgrund der unnötigen Marktfragmentierung ab. Die derzeitige Mindestlosgröße von ± 5 MW hält EFET für angemessen. EFET fordert ebenfalls eine Reduzierung der von den Übertragungsnetzbetreibern vertraglich verlangten 100%igen Verfügbarkeit und unterstützt ebenfalls die Forderung nach einem „Sekundärmarkt für Regelenergie“ zur Absicherung der Verfügbarkeit der Angebote kleiner Marktteilnehmer.

Ferner plädiert EFET für eine Erhöhung der Transparenz der zu veröffentlichenden Daten. Es wird für alle Regelzonen eine zeitgleiche, einheitliche, in elektronischer Form auswertbare Veröffentlichung von Systeminformation gefordert. Zudem sei auch für die Primärregelleistung eine vollständige Zuschlagliste, die sowohl die bezuschlagten als auch die nicht bezuschlagten Angebote enthalte, zu veröffentlichen. Aus Sicht von EFET spricht für die Veröffentlichung der vollständigen Angebotslisten, also auch der extramarginalen, d. h. nicht bezuschlagten Angebote, dass in als effizient bekannten Märkten immer die gesamte Gebotsstruktur zu sehen sei. Als Beispiel führt EFET den Markt für Minutenreserve oder den börslichen Spotmarkt an. Für eine Veröffentlichung der extramarginalen Angebote spreche des Weiteren, dass große Anbieter durch ihr großes Angebotsvolumen eher einen Angebotsüberhang und damit das Gesamtbild der Gebotsstruktur sähen. Dieser Überblick fehle kleinen Anbietern. Eine Beurteilung der eigenen Bietqualität, wie z. B. eine Aussage hinsichtlich des erzielbaren Umsatzes pro angebotener Leistung sei nur bei bekannter gesamter Gebotsstruktur möglich. Außerdem könnten aus der Kenntnis des Angebotsüberhangs Knappheitssignale abgeleitet werden, welche ein starker Anreiz für einen Marktzutritt neuer Anbieter sei.

EnBW Trading GmbH (EnBW Trading) erscheint die aktuelle Mindestlosgröße von ± 5 MW, gerade wegen der Möglichkeit zur Poolung, ausreichend klein, um allen potenziellen Anbietern eine Marktteilnahme zu eröffnen. Bei einer Reduzierung der Mindestangebotsgröße stünden etwaigen positiven Effekten höhere operative Risiken und Transaktionskosten gegenüber, so dass eine entsprechende Reduzierung nicht für sinnvoll erachtet wird. EnBW Trading spricht sich für einen wöchentlichen Ausschreibungsrhythmus aus. Die Reduzierung der Ausschreibungsdauer sei, wie sich bereits in der Vergangenheit

erwiesen habe, eine liquiditätsfördernde Maßnahme. Für die Erhöhung der Liquidität und der Anzahl der Markteilnehmer sei nach Auffassung von EnBW Trading die Transparenz der Märkte unbedingt weiter zu fördern. Eine weitere Einschränkung des Zugangs zu Marktinformation wäre ein Rückschritt. Insoweit sei es wünschenswert auch bei der Primärregelleistung die nicht bezuschlagten Angebote zu veröffentlichen.

In Bezug auf die Poolung von Anlagen hält EnBW Trading eine Beschränkung auf eine regelzoneninterne Poolung weder marktseitig noch abwicklungstechnisch für zielführend bzw. erforderlich. Denn den Übertragungsnetzbetreibern werde gemäß den Regelungen des Transmission Codes bereits am Vortag mitgeteilt, welche Anlagen an der Primärregelleistung am Folgetag teilnehmen. Damit erhielte der Übertragungsnetzbetreiber die benötigte Kenntnis über die Regelzonenzugehörigkeit der Primärregelleistung erbringenden Technischen Einheiten. Bei der Primärregelleistung sei es zusätzlich möglich, den Übertragungsnetzbetreiber zu informieren, wie viel positive bzw. negative Primärregelleistung von einem Anbieter pro Regelzone vorgehalten werde. Aus dieser Information könnten die Übertragungsnetzbetreiber berechnen, wie die Primärregelleistung aktuell in ihren Regelzonen erzeugt werde. Eine störende Beeinflussung der Sekundärregelleistung könne durch die damit ermöglichte Online-Berechnung des *k*-Faktors vermieden werden. EnBW Trading hält eine Besicherung durch Drittanbieter für problematisch, da die Verantwortung für die Verfügbarkeit zwischen den Anbietern aufgeteilt werde. Dies könne zu einer aggressiveren Vermarktung mit der Folge einer Unterversicherung der Gesamtmenge führen.

Energy&meteo systems GmbH fordert eine Verkürzung des Ausschreibungszeitraums auf einen Tag, um die Teilnahme dargebotsabhängiger Erzeuger (z. B. Windenergieanlagen) am Markt für Primärregelleistung zu ermöglichen. Ein wöchentlicher Ausschreibungszeitraum mit einer Angebotsabgabefrist mehrere Tage im Voraus lasse die Teilnahme von fluktuierenden Einspeisern nicht zu.

E.ON Energy Trading SE (EET) befürwortet eine wöchentliche Ausschreibung und lehnt die Einführung einer strukturierten Beschaffung ab. Allenfalls könne man sich für einen Übergangszeitraum eine Beschaffung auf Basis monatlicher und wöchentlicher Auktionen vorstellen. EET plädiert bezüglich der Produktstruktur der Primärregelleistung für die Einführung eines Produktes Peak (Mo-Fr, 08:00-20:00 Uhr) und eines Produktes Off-Peak

(übrige Zeit). Eine Teilung führe wie eine Verkürzung des Ausschreibungszeitraums dazu, dass Anbieter Leistungen anbieten könnten, die z. B. nur während der Peak-Zeit zur Verfügung stehen. Ein Wechsel Primärregelleistung erbringender Technischer Einheiten solle nicht nur zu Beginn einer Viertelstunde, sondern kontinuierlich möglich sein. Ansonsten müsse bei Ausfällen von Technischen Einheiten bis zum Beginn der nächsten Viertelstunde mit dem Austausch der Anlage gewartet werden.

Aus Sicht von **Evonik Degussa GmbH (Evonik)** seien Lithium-Ionen-Batterien hervorragend dafür geeignet, Primärregelleistung zu erbringen. Derzeit werde ein Pilotprojekt mit einer Leistung von ± 1 MW und einer Speicherkapazität von etwa 700 kWh errichtet, aus der zukünftig Primärregelleistung bereitgestellt werden solle. Allerdings orientierten sich gegenwärtig die Voraussetzungen für die Lieferung von Primärregelleistung vollständig an den technischen Gegebenheiten in Kraftwerken. Evonik fordert daher eine Reduktion der Mindestlosgröße auf +/- 1 MW. Zur Einführung neuer Technologien sei es oft notwendig, einen Prototyp mit niedrigerer Kapazität zu Testzwecken zu errichten. Für derartige Anlagen sollte darüber hinaus die Möglichkeit eröffnet werden, auf Antrag bei der Bundesnetzagentur die Mindestlosgröße für eine begrenzte Dauer absenken zu können. Ferner ist nach Ansicht von Evonik auch eine regelzonenübergreifende Poolungsmöglichkeit unverzichtbar, um mehr Wettbewerb und größere Liquidität im Angebotsmarkt für Primärregelleistung zu generieren. Dabei sollte ausdrücklich festgelegt werden, dass die Übertragungsnetzbetreiber keine Mindestanlagenleistung fordern dürfen. Auch für die Besicherung der Anlagen dürfe es keine Beschränkungen auf Regelzonen geben. Nach Auffassung von Evonik sollte der Ausschreibungszeitraum für Primärregelleistung zumindest für einen Teil des Bedarfs auf einen Tag verkürzt werden. Mittelfristig solle das Ziel verfolgt werden, die Ausschreibung jedoch auf eine Tagesbasis zu verkürzen. Hinsichtlich der Datenbereitstellung verlangt Evonik eine Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber, allen interessierten Anbietern von Regelenergie unverzüglich alle Daten, die für eine technisch/wirtschaftliche Beurteilung erforderlich seien, zur Verfügung zu stellen. Zu diesen Informationen zählen u. a. die sekundengenauen historischen Frequenzgänge der letzten 12 Monate. Evonik plädiert des Weiteren dafür, auch die nicht bezuschlagten Angebote

anonymisiert zu veröffentlichen und begründet diese Forderung mit dem Vorteil großer Anbieter, welche durch gestaffelte Angebote Kenntnisse über die Angebotsstruktur der nicht vergebenen Leistung erhalten könnten.

Fraunhofer IWES (IWES) macht auf die notwendige Berücksichtigung der Anforderungen erneuerbarer Energien im Hinblick auf deren Zugang zum Regelenergiemarkt aufmerksam. Eine konsequente Neuregelung der Ausschreibungs- sowie Anpassung der Präqualifikationsbedingungen sei daher erforderlich. Insoweit fordert IWES eine Reduzierung der gegenwärtigen Mindestangebotsgröße von ± 5 MW, um den Marktzutritt für dezentrale Anlagen oder Anlagenpools zu erleichtern. Weiter sollen die Verfügbarkeitsanforderungen auf einen für dezentrale Anlagen sinnvollen Wert reduziert werden. IWES plädiert auch für eine getrennte Ausschreibung von positiver und negativer Regelleistung, damit z. B. Lastmanagementanwendungen für die Bereitstellung von Primärregelleistung genutzt werden können. Damit auch Windkraftanlagen bei ausreichend guter Prognose sowie konventionelle bzw. regelbare Energien in Abhängigkeit der fluktuierenden Erzeugung ihr Angebot stellen können, wird eine Verkürzung der Ausschreibungsdauer auf einen Tag befürwortet.

Die Länge des Ausschreibungszeitraums hat nach Ansicht von **GDF SUEZ Energie Deutschland AG (GDF SUEZ)** entscheidenden Einfluss darauf, ob ein Anbieter mit kleinem Kraftwerkspark am Regelenergiemarkt wirtschaftlich teilnehmen kann. Die Teilnahme am Regelenergiemarkt stehe in Konkurrenz zu anderen Vermarktungsmöglichkeiten. Je länger der Ausschreibungszeitraum sei, desto höher seien die Opportunitätskosten und das Marktrisiko. Insoweit bevorzuge GDF SUEZ kurze Ausschreibungszeiträume und schlägt eine wöchentliche Ausschreibung vor. Eine tägliche Auktion erscheine im Hinblick auf den administrativen Aufwand unverhältnismäßig. Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene strukturierte Beschaffung lehnt GDF SUEZ ab. GDF SUEZ fordert analog zur Sekundärregelleistung auch bei der Primärregelleistung eine Unterteilung in „Haupt- und Nebenzeit“. In Bezug auf die Transparenz fordert GDF SUEZ auch eine Veröffentlichung der nicht bezuschlagten Angebote.

Nach Einschätzung des **Instituts für Elektrische Energiesystem der TU Clausthal (TU Clausthal)** erweitern eine Verringerung der Mindestlosgröße, die Verkürzung der Ausschreibungsdauer und die Möglichkeit der Poolung den Anbieterkreis für Primärregelleistung. Auch eine Besicherung durch Dritte und die Kombination von positiver und negativer Primärregelleistung erbringenden Anlagen bei der Angebotsstellung tragen aus Sicht der TU Clausthal zu einer Belebung der Wettbewerbsintensität bei.

Aus Sicht der **Lechwerke AG** sei für neue Technologien wie z. B. Batteriespeicher die derzeitige Mindestlosgröße von ± 5 MW kaum erreichbar und könne die Einführung dieser Technologien behindern. Insoweit wird vorgeschlagen, für neue Technologien die Mindestangebotsgröße auf ± 1 MW oder ± 2 MW zu verkleinern. Die für die Primärregelung derzeit vorgeschriebenen hohen Verfügbarkeiten könnten von einer technischen Einheit nicht erbracht werden, so dass jeder Anbieter verpflichtet sei, selbst für Redundanz zu sorgen. Die zu diesem Zweck bereitstehenden Anlagen könnten daher nicht vermarktet werden und stünden zur Angebotsstellung nicht zur Verfügung. Da davon auszugehen sei, dass die Summe der auf diese Weise zurückgehaltenen Einheiten sehr viel größer sei als die für den Gesamtpool der Regelleistung benötigte Reserve, wird vorgeschlagen, diese Vorhaltung von Redundanzen beim Übertragungsnetzbetreiber zu bündeln.

Um insbesondere kleinen Anbietern und Poolanbietern den Markteintritt zur ermöglichen, spricht sich **MVV Energie AG (MVV)** für deine deutliche Verkürzung des Ausschreibungszeitraums aus. Dafür spräche eine verstärkte Automatisierung einerseits, die den Transaktionsaufwand zunehmend geringer mache, und die Marktöffnung für möglichst viel Leistung andererseits. Zudem bedingten längere Ausschreibungsdauern durch die Einpreisung von Risiken und Opportunitätskosten auch höherer Regelleistungspreise. Insoweit schlägt MVV für die Primärregelleistung eine wöchentliche Ausschreibung vor. Eine strukturierte Beschaffung wird wegen unnötiger Marktfragmentierung abgelehnt. Darüber hinaus hält MVV eine zumindest grobe Strukturierung in Peak und Off-Peak für zielführend, um ein marktnäheres Preisgefüge zu erreichen. MVV hält auch die 100%itgen Verfügbarkeitsanforderungen für unrealistisch und zu anspruchsvoll.

MVV spricht sich für eine Ausweitung des Umfangs der Veröffentlichung der Angebotsdaten bei der Primärregelleistung aus. Die Kenntnis auch der extra-marginalen Angebote sei wichtig für eine gute Preisprognose, die Grundlage für die Akquise der Leistung von Dritten sei. Ein Anbieter mit einem großen Anteil an Geboten könne die Gesamtgebotskurve deutlich besser abschätzen als ein kleiner Anbieter. Die Nicht-Veröffentlichung der extra-marginalen Angebote verhindere auch kein strategisches Verhalten pivotaler Anbieter. Denn große Anbieter könnten anhand des Anteils, mit dem ihre Gebote angenommen worden sind, auch ohne die Veröffentlichung der gesamten Angebotskurve leicht abschätzen, ob sie pivotale Anbieter sind oder nicht.

RWE Supply & Trading GmbH (RWEST) hat erhebliche Zweifel, ob die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene strukturierte Beschaffung unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen tatsächlich ein Fortschritt für die Regelenergiemärkte bedeutet. Eine Aufspaltung der Nachfrage in unterschiedliche Produkte bedeute zwangsläufig eine zusätzliche Verringerung der Liquidität, welche bereits heute in einigen Bereichen deutlich eingeschränkt sei. RWEST sei hingegen offen für eine komplett wöchentliche Ausschreibung der Primärregelleistung. Die derzeitige Mindestlosgröße hält RWEST für angemessen. RWEST hält weiterhin die Entstehung eines Sekundärmarktes für Regelenergie zur Absicherung der Verfügbarkeit der Regelenergieangebote für sinnvoll. Ferner spricht sich RWEST für eine Harmonisierung der Veröffentlichungspflichten für alle Regelenergieprodukte aus. Es wird eine Veröffentlichung vollständiger Angebots-, Zuschlags- und Abruflisten für sämtliche Reserve- und Regelenergieprodukte gefordert, die alle abgegebenen gültigen Angebote – auch die nicht bezuschlagten – enthalten. Ferner sollten alle mit der Reserve- und Regelenergie verbundenen Daten und Abrechnungswerte anonym veröffentlicht werden.

Die **Stadtwerke München GmbH (SWM)** befürworten eine Verkürzung des Ausschreibungszeitraums, da sie über einen kompletten Kalendermonat deutlich weniger Leistung anbieten könnten als für kürzere Zeiträume. Der Grund dafür liege in den hohen Absicherungsaufwendungen bei den monatlichen Ausschreibungen. Außerdem müssten Anlagen, die im Vermarktungszeitraum nicht vollständig zur Verfügung stehen, von der Vermarktung ausgeschlossen werden. Konkret wird eine wöchentliche Ausschreibung in Anlehnung an das Wochenprodukt der Strombörse vorgeschlagen. Die SWM fordern weiter eine Reduzierung der von den Übertragungsnetzbetreibern vertraglich verlangten 100%igen Verfügbarkeit, da aufgrund dieser hohen Verfügbarkeitsanforderung ein wesentlicher Teil der vermarktbaren Regelleistung nicht angeboten werde, sondern als Reserve zurückgehalten werden müsse. Die SWM unterstützen daher die Forderung nach einem „Sekundärmarkt für Regelenergie“ zur Absicherung der Verfügbarkeit der Angebote kleiner Marktteilnehmer. Mit Nachdruck wird eine Erhöhung der Transparenz bei der Datenveröffentlichung gefordert. Diese sei unabdingbar für eine fundierte Markteinschätzung. So seien vollständige Zuschlaglisten, d. h. bezuschlagte und nicht bezuschlagte Gebote, auch bei der Primärregelleistung zu veröffentlichen.

Auch aus Sicht der **Total Deutschland GmbH (TOTAL),** die einen Markteintritt auf Basis einer Speicherlösung erwägt, erleichtern eine Reduzierung der Mindestgebotsgröße auf +/- 1 MW und eine Reduzierung auf einen wöchentlichen Ausschreibungszeitraum analog zum EEX-Wochenprodukt den Marktzugang für neue Teilnehmer erheblich. Das von TOTAL verfolgte Konzept eines dezentralen Anlagenpools erfordere darüber hinaus umfangreiche Möglichkeiten zur Poolung von Anlagen. TOTAL fordert eine Produktdifferenzierung zwischen positiver und negativer Primärregelenergie, denn Speicher wiesen ein asymmetrisches Leistungsprofil bei der Bereitstellung von primärer Regelenergie auf. Technologiebedingt bestehe ein deutlicher Überhang in der Fähigkeit eines Speichers zur Bereitstellung negativer Regelenergie. Bei einer gemeinsamen Ausschreibung positiver und negativer Primärregelleistung in einem Produkt führe dies dazu, dass eine technisch vorhandene Kapazität zur Erbringung negativer Regelenergie nur dann vermarktet werden könne, wenn es gelänge, einen geeigneten, nur positive Primärregelenergie bereitstellenden Partner zum Poolen zu finden.

Die **Trianel GmbH (Trianel)** unterstützt eine Absenkung der Mindestangebotsgröße auf ± 1 MW und regt im Hinblick auf die Produktstruktur der Primärregelleistung an, diese künftig getrennt nach positiver und negativer Regelrichtung auszuschreiben. Dies biete Anbietern mit einem Kraftwerkspark die Möglichkeit, positive Regelleistung aus einem und negative aus einem anderen Kraftwerk zu erbringen, und erhöhe damit die anbieterseitige Flexibilität. Ferner sollte eine Aufteilung der Produktzeitscheiben in HT und NT erfolgen. Beide Maßnahmen würden insbesondere neuen Anbietern mit Einzelkraftwerken den Zugang zum Primärregelleistungsmarkt ermöglichen und die Liquidität erhöhen.

Trianel unterstützt einen Sekundärmarkt für Regelenergie zur Absicherung der Verfügbarkeit von Anlagen und begrüßt in diesem Zusammenhang eine Veröffentlichung der Namen der Anbieter von Primärregelleistung, da dies der Findung von Partnern bei der Reservestellung dienlich sei. Auf die Angabe der Regelzone der Anbieter solle allerdings verzichtet werden. Auch die derzeit von den Übertragungsnetzbetreibern geforderte 100%ige Verfügbarkeit solle auf realistische und praxistaugliche Verfügbarkeiten von 98% bis 99% reduziert werden. Im Hinblick auf Regelungen in den Rahmenverträgen zu Pönalen und Haftung bei Nichtverfügbarkeiten von Anlagen fordert Trianel eine Harmonisierung zwischen den Regelleistungsqualitäten sowie konkrete transparente Regelungen, die

Marktteilnehmern eine Abschätzung des unternehmerischen Risikos möglich machen. Trianel befürwortet eine vollständige Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse, also auch der extramarginalen Angebote, und trägt diesbezüglich die gleichen Argumente wie EFET vor.

Aus Sicht der **Vattenfall Europe Generation AG (Vattenfall)** ist eine Verringerung des Ausschreibungszeitraums auf eine Woche machbar, trotz des dadurch bei den Anbietern entstehenden zusätzlichen Aufwands. Vattenfall rät von einer Reduzierung der Mindestangebotsgröße auf unter ± 5 MW ab. Aufgrund der Schwankungsbreite in der Energieumwandlung erscheine eine Mindestangebotsgröße von z. B. ± 1 MW zu klein, da sie in der Fahrweise von Kraftwerken kaum sichtbar seien. Aufgrund der Möglichkeit zur Poolung sein eine Reduzierung der Mindestangebotsgröße auf unter ± 5 MW entbehrlich. In Bezug auf die Umsetzung der neuen Verfahrensweisen weist Vattenfall darauf hin, dass auch anbieterseitig Prozesse angepasst und umfangreiche Umstellungen in den IT-Systemen der Anbieter erforderlich seien. Vattenfall veranschlagt hierfür einen Umsetzungszeitraum von ca. 3 Monaten.

Die **Vorarlberger Illwerke AG (Illwerke)** sprechen sich gegen eine vollständige Ausschreibung der Primärregelleistung auf Wochenbasis aus und befürworten stattdessen eine strukturierte Beschaffung im Rahmen einer Jahres- und Monatskomponente. Am Regelenergiemarkt bliebe bei einer vollständig wöchentlichen Ausschreibung die gesamte Kapazität bis zur Vorwoche im Risiko, liquide Absicherungsmöglichkeiten wie beim Terminhandel gebe es nicht. Die Illwerke plädieren des Weiteren für eine Erweiterung des Umfangs der zu veröffentlichenden Daten auch auf die extramarginalen Angebote, da sie sich im Nachteil gegenüber größeren Anbieter sehen. Größere Anbieter hätten aufgrund ihrer eigenen Angebote einen umfassenden Überblick, der ihnen eine Abschätzung des Marktüberhangs und der Preiselastizität erlaube. Die Gefahr strategischen Verhaltens pivotaler Anbieter wird seitens der Illwerke gering eingeschätzt.

Der **Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK)** trägt vor, Anbietern oder potenziellen Anbietern den Frequenzverlauf der vergangenen 12 Monate in sekündlicher Auflösung bereitzustellen. Die Datenmenge bei einer sekündlichen Auflösung sei zwar groß, könne aber auf handelsüblichen Speichermedien zur Verfügung ge-

stellt werden. In Bezug auf die Veröffentlichung der Anbieternamen unter www.regelleistung.net führt der VIK aus, die Anbieternamen aus Datenschutzgründen nur den präqualifizierten Anbietern zugänglich zu machen.

Aufgrund der dezentralen Aktivierung der Primärregelleistung ist nach Auffassung von **Younicos** eine weitere Herabsetzung der gegenwärtigen Mindestlosgröße von ± 5 MW sinnvoll und für den Markteintritt von Speichertechnologien notwendig. Eine Verkürzung des Ausschreibungszeitraums müsse nur dann erfolgen, wenn es für den Marktuztritt neuer Technologien erforderlich sei. Dies sei für Speicher nicht der Fall, da Speicher nicht den fluktuierenden Preisentwicklungen anderer Vermarktungsformen ausgesetzt seien. Gegen eine Verkürzung des Ausschreibungszeitraums spreche auch die Erhöhung des Abwicklungsaufwands, was den Marktzutritt kleiner und neuer Anbieter, insbesondere von Speicherbetreibern, erschweren könnte. Für eine Belebung des Regelenergiemarktes sei zudem eine Erhöhung der Transparenz unbedingt notwendig. Younicos befürwortet in diesem Zusammenhang auch eine Harmonisierung der Veröffentlichungspflichten.

Mit Beschluss vom 15.03.2011 hat die Beschlusskammer den Regelenergieanbieter Evonik Degussa GmbH auf seinen Antrag vom 10.10.2010 hin beigeladen. Die Beschlusskammer hat die Landesregulierungsbehörden am 16.06.2010 gemäß § 55 Abs. 1 Satz 2 des EnWG von der Einleitung des Verfahrens benachrichtigt. Am 29.03.2011 wurde dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG sowie dem Länderausschuss am 17.02.2011 gemäß § 60a Abs. 2 Satz 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

II.

1. Ermächtigungsgrundlage

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur, Entscheidungen zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelleistung, insbesondere zu Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben und zu einheitlichen Bedingungen, die Anbieter von Regelenergie erfüllen müssen, zu treffen, ergibt sich nach Maßgabe der §§ 29, 54 Abs. 1 EnWG, § 27 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 StromNZV. Darüber hinaus ermöglicht § 27 Abs. 2 StromNZV der Bundesnetzagentur, den Übertragungsnetzbetreibern aufzuerlegen, weitere Daten im Zusammenhang mit der Beschaffung von Regelenergie zu veröffentlichen.

2. Aufgreifermessen

Eine Entscheidung der Beschlusskammer zur Festlegung des Verfahrens zur Ausschreibung der Primärregelleistung und der Veröffentlichung relevanter Ausschreibungsdaten ist erforderlich und geboten.

Das EnWG und die StromNZV treffen gesetzliche Vorgaben zur Ausgestaltung der Beschaffung von Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen. Entsprechend § 22 EnWG, § 6 StromNZV ist Regelenergie von den Übertragungsnetzbetreibern in einem transparenten, nicht diskriminierenden und marktorientierten Verfahren in einer gemeinsamen Ausschreibung zu beschaffen. Im Hinblick auf die Ausgestaltung der Ausschreibungsmodalitäten und Veröffentlichungspflichten ist gemäß § 1 Abs. 1, 2 EnWG wesentliches Ziel, die Energieversorgung möglichst preisgünstig und zuverlässig in einem von wirksamen und unverfälschten Wettbewerb geprägten Umfeld zu erbringen. Um den Wettbewerb auf dem von den vier großen Anbietern dominierten Markt für Primärregelleistung durch Erleichterung der Teilnahmebedingungen für die Anbieter und durch Erhöhung der Transparenz zu fördern, hatte die Beschlusskammer mit Beschluss BK6-06-065 vom 31.08.2007 erstmalig die zuvor uneinheitlichen Ausschreibungsbedingungen der Übertragungsnetzbetreiber harmonisiert und konkretisierende Vorgaben zur Beschaffung der Primärregelleistung per Ausschreibung und zum Umfang der zu veröffentlichten Ausschreibungsdaten gemacht. Seit In-Kraft-Treten dieser Vorgaben zum 01.12.2007 sind bisher allerdings nur wenige Marktzutritte neuer Anbieter zu verzeichnen, die insoweit zu keiner nennenswerten Änderung der Marktstruktur des

Primärregelleistungsmarktes geführt haben. Dieser ist nach wie vor von wenigen großen Anbietern geprägt. Als Hemmnisse für den Eintritt in den Markt für Primärregelleistung werden seitens der Marktakteure die derzeit geltenden Ausschreibungsbedingungen, insbesondere der monatliche Ausschreibungszeitraum, die zu hohe Mindestangebotsgröße und die fehlende Möglichkeiten der Poolung von Anlagen gesehen. Verbesserte Teilnahmebedingungen für Anbieter sind insoweit für die weitere Belebung des Wettbewerbs auf dem Primärregelleistungsmarkt und somit für die Senkung der Kosten für Primärregelleistung unabdingbar.

Das gegenständliche Verfahren dient der Weiterentwicklung und Optimierung der gegenwärtig bestehenden Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Primärregelleistung und führt die Bestrebungen der Beschlusskammer nach einer Intensivierung wettbewerblicher Strukturen auf diesem Regelenergiemarkt fort. Der Schwerpunkt liegt dabei nicht allein darauf, den bestehenden Anbietern die Angebotsstellung zu erleichtern bzw. Marktzutritte neuer Anbieter zu induzieren. Angesichts der wachsenden Diversifizierung der Erzeugungsstrukturen ist es zudem das Ziel der Beschlusskammer, den Markt für Primärregelleistung auch für weitere Technologien, z. B. für dargebotsabhängige Einspeiser oder für Stromspeicher zu öffnen bzw. das Potenzial steuerbarer Verbraucher, wie z. B. bei den Produktionsanlagen der energieintensiven Industrien, für diesen Markt zu gewinnen.

3. Materielle Rechtmäßigkeit

Die Festlegung der einzelnen Bestandteile zu den Verfahren zur Ausschreibung von Primärregelenergie knüpft an die Vorgaben des Beschlusses BK6-06-065 vom 31.08.2007 an und basiert auf den im Rahmen der Konsultation eingegangenen Stellungnahmen, den während des Workshops mit den Marktparteien gewonnenen Erkenntnissen sowie den Schriftsätzen zum Eckpunktepapier.

3.1. Ausschreibungszeitraum von einer Woche

3.1.1. Die Verkürzung des Ausschreibungszeitraums auf eine Woche dient dem Ziel, den Wettbewerb auf dem Primärregelleistungsmarkt zu beleben und die Liquidität dieses Marktes zu erhöhen, um die Kosten für die Vorhaltung der Primärregelleistung zu minimieren. Mit der Vorgabe eines wöchentlichen Ausschreibungszeitraums folgt die Be-

schlusskammer einer seitens der relevanten Marktakteure im Rahmen ihrer Stellungnahmen mehrheitlich geäußerten Forderung.

Der gegenwärtige Ausschreibungszeitraum von einem Monat ist für viele potenzielle Primärregelleistungsanbieter ein Hindernis, in den Markt einzutreten, sowie für bereits existierende Marktteilnehmer eine Erschwernis, ihre Potenziale hinsichtlich der in den Markt einzubringenden Kapazitäten optimal auszuschöpfen.

Ein monatlicher Ausschreibungs- bzw. Erbringungszeitraum bedeutet für die Anbieter von Primärregelleistung, jederzeit im gesamten Zeitraum von einem Monat den vertraglich kontrahierten Leistungsanteil für die Lieferung von Primärregelenergie vorzuhalten. Ungeplante Ausfälle der Primärregelleistung erbringenden Anlagen innerhalb dieses Zeitraums müssen seitens des Anbieters durch die Nutzung von Reserveanlagen oder -kapazitäten abgesichert werden. Dieser Absicherungsaufwand ist insbesondere für kleine Anbieter mit Einzelanlagen oder einem kleinen Anlagenportfolio über einen Zeitraum von einem Monat nur schwer darstellbar bzw. entsprechend hoch. Ferner können im Ausschreibungsmonat z. B. aufgrund von geplanten Revisionen nicht vollständig zur Verfügung stehende Anlagen nicht bei der Primärregelleistung vermarktet werden, wodurch dem Markt diese Kapazitäten für einen kompletten Kalendermonat entgehen. In dem Fall, in dem sich eine Revision einer Technischen Einheit über einen Monatswechsel erstreckt, steht diese Kapazität sogar für die beiden berührten Kalendermonate nicht zur Vermarktung bei der Primärregelleistung zur Verfügung. Auf die Schwierigkeit der Gewährleistung der Verfügbarkeit bei einem monatlichen Ausschreibungszeitraum wird in den Stellungnahmen vieler kleinerer Marktakteure hingewiesen.

Demgegenüber bewirkt die Reduzierung des Ausschreibungszeitraums auf eine Woche eine Flexibilisierung der Angebotstellung und somit insbesondere eine Erleichterung für Anbieter mit kleinem Anlagenpark. Die Anbieter können sich jede Woche neu entscheiden, ob sie unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten am Ausschreibungsverfahren teilnehmen wollen oder können. Der Vorteil gegenüber einer monatlichen Ausschreibung liegt insbesondere darin, dass eine wöchentliche Ausschreibungsdauer den Anbietern eine präzisere Einschätzung der für die Vermarktung bei der Primärregelleistung zur Verfügung stehenden Anlagen und Kapazitäten ermöglicht. Kleine Erzeuger und auch industrielle Anbieter können den Einsatz ihrer Anlagen über einen Wochenzeitraum besser disponieren als bei einem mehr als viermal so langen Monatszeitraum. Dieser Aspekt wird in vielen Stellungnahmen gerade kleinerer Marktteilnehmer besonders betont. Die Be-

schlusskammer ist daher überzeugt, dass sich durch die Einführung eines wöchentlichen Ausschreibungszeitraums allein durch die bessere Planbarkeit und die bessere Beurteilung der für die Primärregelleistung vermarktbaren Technischen Einheiten das Angebotsvolumen auf dem Primärregelleistungsmarkt erhöhen und sich dadurch die intendierte weitere Belebung des Wettbewerbs einstellen wird.

Die Reduzierung des gegenwärtig monatlichen Ausschreibungszeitraums auf eine Woche führt auch zu einem effizienteren Einsatz der zur Erbringung der Primärregelleistung eingesetzten Technischen Einheiten.

Über den vorstehend geschilderten Effekt der eine Erhöhung des Angebotsvolumens ermöglichenden besseren Planbarkeit der Anlagen hinaus führt die Reduzierung des Ausschreibungszeitraums auf eine Woche auch zu einer effizienteren Vermarktung der Primärregelleistung erbringenden Technischen Einheiten. Denn Anbieter können abhängig von den äußeren Rahmenbedingungen gezielter die Anlagen für die Erbringung von Primärregelleistung anbieten, deren Kosten im Erbringungszeitraum am geringsten sind. Den Anbietern eröffnet sich somit die Möglichkeit zur Optimierung ihrer Angebotsstellung, mit der Folge mit einer Zunahme des Wettbewerbs um die effizientesten Angebote.

Die Reduzierung des Ausschreibungszeitraums auf eine Woche verringert auch durch die Einpreisung von Marktrisiken und Opportunitätskosten entstehende Kostenbestandteile und bewirkt dadurch eine zusätzliche Reduzierung der Kosten der Vorhaltung von Primärregelleistung.

Die bei der Primärregelleistung angebotenen Teilleistungen aus Technischen Einheiten können oft auch alternativ, z. B. an der Börse, vermarktet werden. Wenn sich ein Anbieter dazu entscheidet, eine Teilleistung einer Technischen Einheit bei der Primärregelleistung anzubieten, richtet sich seine Preisgestaltung – ein marktrationales Verhalten unterstellt – an dem zu erwartenden Erlös bei den alternativen Vermarktungsformen aus. In anderen Worten, ein marktrational agierender Anbieter kalkuliert die Opportunitätskosten der Vermarktungsalternativen bei der Angebotsstellung ein. Die Opportunitätskosten sind jedoch in der Regel bei Angebotsabgabe nicht exakt bekannt, sondern hängen von der Preisentwicklung auf den Alternativmärkten im Erbringungszeitraum ab. Die Preisentwicklung auf den Alternativmärkten wird daher zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe von den Anbietern prognostiziert. Um Abweichungen der sich tatsächlich einstellenden Preisentwicklung auf

den Alternativmärkten von der Preisprognose abzufedern, werden daher i. d. R. Risikoaufschläge von den Anbietern einkalkuliert. Aufgrund der mit zunehmendem Vermarktungszeitraum wachsenden Unsicherheiten der Prognosen der Preisentwicklung auf den Alternativmärkten sind die Risikozuschläge bei längeren Ausschreibungszeiträumen systematisch größer als bei kleineren Ausschreibungszeiträumen. Die Verkürzung des Ausschreibungszeitraums auf eine Woche reduziert daher die Risikozuschläge gegenüber der monatlichen Ausschreibung. Auf die Kosten senkende Wirkung eines wöchentlichen Ausschreibungszeitraums durch verringerte Risikozuschläge wird in mehreren Stellungnahmen, u. a. von GDF Suez und von MVV, hingewiesen.

Der wöchentliche Ausschreibungszeitraum entspricht etablierten Handelszeiträumen im Strommarkt und stellt keine neue, mit anderen Stromhandelsprodukten inkompatible Produktstruktur dar.

Die Kompatibilität bzw. Verzahnung mit gängigen, im Strommarkt etablierten Handelszeiträumen ist aus Sicht der Beschlusskammer wesentliche Voraussetzung für die angeordnete Einführung des wöchentlichen Ausschreibungszeitraums. Denn bei fehlenden oder zeitlich inkompatiblen Vermarktungsalternativen droht ein Verlust der Attraktivität des Marktes für Primärregelleistung. Ein Absinken der Liquidität und höhere Kosten wäre die wahrscheinliche Folge. Dies ist bei dem angeordneten wöchentlichen Ausschreibungszeitraum jedoch nicht der Fall. Mit Einführung eines börslichen Wochenprodukts an der Strombörse European Energy Exchange zum 29. März 2010 ist der Wochenzeitraum im Strommarkt etabliert. Eine zentrale Voraussetzung für die Reduzierung des monatlichen Ausschreibungszeitraums auf eine Woche ist damit gegeben. Vor diesem Hintergrund hat die Beschlusskammer den Erbringungszeitraum in Analogie zum Wochenprodukt der Strombörse auf eine Kalenderwoche von Montag 0:00 Uhr bis Sonntag 24:00 Uhr festgesetzt und hat insoweit die Anregung des Marktes in Bezug auf eine mit anderen handelbaren Stromprodukten kompatible Ausgestaltung des Primärregelleistungsprodukts aufgegriffen. Im Übrigen ist der Wochenzeitraum bei der ebenfalls wettbewerblich organisierten Ausschreibung von Sekundärregelleistung in der Schweiz bereits etabliert und ist dort von den Anbietern nach Kenntnis der Beschlusskammer gut angenommen worden. Die Harmonisierung zentraler Beschaffungsvorgaben wie beispielsweise des Ausschreibungszeitraums zwischen wettbewerblich ausgestalteten Regelenergiemärkten in Europa eröffnet zudem die Möglichkeit, zukünftig bei der Beschaffung von Regelenergie mit benachbarten ausländischen Regelzonen enger zusammenzuarbeiten.

Der wöchentliche Ausschreibungszeitraum überfordert die Anbieter und die Übertragungsnetzbetreiber auch nicht durch zu hohen Aufwand bei der Angebotsstellung und durch ggf. neu aufzusetzende Prozesse, die die Attraktivität des Marktes für Primärregelleistung schmälern oder aus Gründen der Systemsicherheit als bedenklich einzustufen wären. Die Mehrzahl der etablierten sowie der potentiellen zukünftigen Anbieter begrüßt die Reduzierung des Ausschreibungszeitraums und hat keine Bedenken hinsichtlich des durch die Erhöhung der Ausschreibungsfrequenz anfallenden zusätzlichen Aufwands geltend gemacht. Auch die Übertragungsnetzbetreiber haben in Bezug auf die Durchführung und Abwicklung der Ausschreibung keine diesbezüglichen Bedenken und keine Schwierigkeiten hinsichtlich der Systemsicherheit vorgetragen.

3.1.2. Die Beschlusskammer hat erwogen, den Ausschreibungszeitraum auf einen Tag zu verkürzen. Denn die Beschlusskammer ist überzeugt, dass aufgrund der engen Verzahnung mit dem Spotmarkt und aufgrund des großen Potentials dargebotsabhängiger Einspeiser grundsätzlich ein täglicher Ausschreibungszyklus anzustreben ist. Angesichts des die Anbieter treffenden erheblichen organisatorischen und abwicklungstechnischen Mehraufwands gegenüber der jetzt monatlichen Ausschreibung und der daraus resultierenden Gefahr der Reduzierung oder sogar Einstellung der Angebotsstellung mit dem Folgerisiko einer strukturellen Bedarfsunterdeckung hält die Beschlusskammer die Einführung einer täglichen Ausschreibung zum gegenwärtigen Zeitpunkt jedoch noch für verfrüht.

Insbesondere die Vertreter der Erneuerbare-Energien-Branche haben die Reduzierung des Ausschreibungszeitraums auf einen Tag gefordert, um auch Erneuerbaren-Energien-Anlagen eine Teilnahme am Markt für Primärregelleistung zu ermöglichen. Der Ausschreibungszeitraum von einer Woche sei – wie u. a. in den Stellungnahmen vom BEE oder von energy&meteo systems beschrieben – zu lang, um die Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren-Energien-Anlagen als Voraussetzung für die Teilnahmefähigkeit am Markt für Primärregelleistung mit hinreichender Sicherheit zu prognostizieren. Hingegen sei die Prognosegüte für einen Tag bereits ausreichend genau, so dass dargebotsabhängige Erneuerbare-Energien-Anlagen bei einer täglichen Ausschreibung grundsätzlich bei der Primärregelleistung vermarktet werden könnten.

Die Beschlusskammer sieht die Potentiale der dargebotsabhängigen Erneuerbaren-Energien-Anlagen für die Regelenergie und die Vorteile der engen Verzahnung mit den Spotmärkten bei einer täglichen Ausschreibung von Primärregelleistung. Die Beschluss-

kammer ist überzeugt, dass aufgrund der wachsenden Bedeutung der regenerativen Energien und der damit einhergehenden Diversifizierung der Erzeugungsstrukturen auch die Beschaffung der Primärregelleistung zukünftig in zeitlicher Hinsicht noch enger an den Erbringungszeitraum gelegt und mit den Spotmärkten verzahnt werden muss. Nur so kann zukünftig gewährleistet werden, dass stets die effizienteste Technologie bei der Erbringung von Primärregelleistung genutzt wird. Insoweit strebt die Beschlusskammer eine tägliche Ausschreibung von Primärregelleistung zukünftig an. Im Lichte der bisher vollzogenen stetigen und behutsamen Entwicklung von der ursprünglich halbjährigen Ausschreibung über die mit dem Beschluss BK6-06-065 angeordneten monatlichen Ausschreibung hält die Beschlusskammer einen sofortigen Übergang zu einer täglichen Ausschreibung jedoch für zu überstürzt. Der jetzt angeordnete wöchentliche Ausschreibungszeitraum steht in Kontinuität der bisherigen behutsamen Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und wird von der Beschlusskammer als Voraussetzung für und als Vorbereitung auf einen möglichen späteren Übergang auf eine tägliche Ausschreibung gesehen. Die Beschlusskammer wird die weitere Marktentwicklung bei der Primärregelleistung im Hinblick auf einen späteren Übergang auf eine tägliche Ausschreibung aufmerksam beobachten und begleiten. Der Widerrufsvorbehalt unter Ziffer 16 wurde insbesondere vor diesem Hintergrund aufgenommen.

Die Bedenken der Beschlusskammer gegen die Einführung einer täglichen Ausschreibung bereits zum gegenwärtigen Zeitpunkt rühren insbesondere daher, dass aufgrund der Bedeutung der Primärregelleistung für die Systemsicherheit und der derzeit nach wie vor begrenzten Anzahl von Anbietern das Risiko einer Bedarfsunterdeckung bei einer täglichen Ausschreibung gegenwärtig noch zu groß ist.

Insbesondere sprechen die noch immer eingeschränkte Liquidität und geringe Anbieterzahl auf dem sich gerade wettbewerblich entwickelnden Primärregelleistungsmarkt derzeit gegen eine tägliche Ausschreibung. Die Befürchtung einer Bedarfsunterdeckung begründet sich insbesondere daraus, dass eine tägliche Ausschreibung gerade für die kleinen Anbieter einen erheblichen organisatorischen und abwicklungstechnischen Mehraufwand gegenüber der bisher monatlichen Ausschreibung bedeutet. Die bei einer täglichen Ausschreibung erforderliche tägliche Marktbeobachtung, tägliche Angebotsstellung und –abwicklung zieht einen enormen organisatorischen Aufwand nach sich, so dass zu befürchten ist, dass gerade die kleinen, sich etablierenden Anbieter von dem Schritt von der monatlichen auf die tägliche Ausschreibung überfordert sind und ihre Vermarktungsaktivi-

tät reduzieren oder sogar ganz einstellen. So haben der BDEW und GDF Suez explizit vor einer täglichen Ausschreibung als im Hinblick auf den administrativen Aufwand unverhältnismäßig gewarnt, und auch der potentielle Anbieter Younicos hat vorgetragen, die mit der Verkürzung des Ausschreibungszeitraums einhergehende Erhöhung des Aufwands könne den Markteintritt neuer Anbieter erheblich erschweren. Zudem hat die überwiegende Mehrheit der aktiven Anbieter sich explizit für eine wöchentliche, und nicht für eine tägliche Ausschreibung ausgesprochen. Die Beschlusskammer nimmt die vorgetragenen Bedenken der Marktakteure gegen die Einführung einer täglichen Ausschreibung ernst und wertet sie nicht als eine Verhinderungsstrategie der etablierten Anbieter, um neue Anbieter auszugrenzen. Die Gefahr der Verringerung oder gar Einstellung der Vermarktungsaktivitäten etablierter Anbieter wird von der Beschlusskammer angesichts der noch geringen Anbieterzahlen und der teilweise immer noch geringen Angebotsüberhänge als kritisch betrachtet. Dies gilt sowohl in Bezug auf zu befürchtende Bedarfsunterdeckungen als auch in Bezug auf die Auswirkungen auf die weitere wettbewerbliche Entwicklung des Marktes für Primärregelleistung. Die Bedenken der Beschlusskammer gegen die Einführung einer täglichen Ausschreibung wären bei einem durch eine größere Anbietervielfalt als auch durch eine regelmäßig hohe Angebotsüberdeckung gekennzeichneten Markt für Primärregelleistung deutlich geringer. Diese Voraussetzungen sind derzeit jedoch noch nicht gegeben.

Die Einführung einer täglichen Ausschreibung wäre u. U. dann vorstellbar, wenn kurzfristig mit einem Markteintritt erheblicher Leistungen, z. B. aus dargebotsabhängig einspeisenden Anlagen zu rechnen ist, für die ein wöchentlicher Ausschreibungszeitraum zu lang ist. Das ist jedoch gegenwärtig noch nicht der Fall.

Nach Kenntnis der Beschlusskammer wird die Erbringung von Primärregelleistung aus dargebotsabhängig einspeisenden Anlagen, z. B. aus Windenergieanlagen, derzeit erst in verschiedenen Forschungsvorhaben erprobt. Die Beschlusskammer begrüßt diese Forschungen und Entwicklungen ausdrücklich, da sie das Ziel verfolgt, zusätzliche, bisher nicht für die Primärregelleistung verwendete Technologien an diesen Markt heranzuführen und sie große Potentiale in den dargebotsabhängigen Erneuerbaren-Energien-Anlagen für die Systemdienstleistungen sieht. Diese Forschungsvorhaben bzw. Entwicklungen haben nach Kenntnis der Beschlusskammer vielfach jedoch noch keine Marktreife erreicht, so dass nicht davon ausgegangen werden kann, dass kurzfristig, d. h. bis zum Zeitpunkt des In-Kraft-Tretens der Vorgaben aus dieser Festlegung, dargebotsabhängige Einspei-

ser in nennenswertem Umfang in den Markt für Primärregelleistung eintreten. Der zu befürchtende Angebotsrückgang durch die etablierten Anbieter könnte zum gegenwärtigen Zeitpunkt daher nicht durch die Teilnahme von dargebotsabhängigen Einspeisern kompensiert werden. Gleiches gilt auch für die anderen, für die Primärregelleistung zukünftig einsetzbaren Technologien, wie z. B. Stromspeicher oder steuerbare Lasten. Auch diese Technologien haben nach Kenntnis der Beschlusskammer z. T. noch nicht die Marktreife erlangt, um kurzfristig einen Angebotsrückgang der etablierten Anbieter auffangen zu können.

Die Bedenken der Beschlusskammer gegen eine tägliche Ausschreibung zum gegenwärtigen Zeitpunkt sind auch dadurch begründet, dass Angebotsunterdeckungen bei einer täglich durchgeführten Ausschreibung aufgrund der zeitlichen Nähe zum Erbringungszeitraum kaum noch entgegengetreten werden kann, so dass der Bedarf an Primärregelleistung für den Folgetag vermutlich nicht mehr gedeckt und eine Unterversorgung der für die Systemstabilität essentiellen Primärregelleistung droht.

Denn im Gegensatz zur wöchentlichen Ausschreibung stellt sich bei einer täglichen Ausschreibung die Frage jeden Tag neu, ob der Bedarf an der systemsicherheitsrelevanten Primärregelleistung für den nächsten Tag durch die abgegebenen Angebote gedeckt werden kann. Bei einer wöchentlichen Ausschreibung haben die Übertragungsnetzbetreiber durch die Terminierung des Ausschreibungszeitpunktes auf den Dienstag der Vorwoche für den theoretisch nicht auszuschließenden Fall einer Bedarfsunterdeckung noch ausreichend Zeit, den Restbedarf im Rahmen einer zweiten Ausschreibung zu decken. Bei einer täglichen Ausschreibung hingegen, die ihr volles Potential aufgrund der größten zeitlichen Nähe zum Erbringungszeitraum und aufgrund der engen Verzahnung mit dem Spotmarkt der Börse nur am Vortag des Erbringungstages entfalten kann, wäre das Zeitfenster für eine erneute Ausschreibung sehr eng. Zum anderen ist aufgrund der für die Anbieter vermutlich untertägig wenig veränderten ökonomischen Rahmenbedingungen, die der Vermarktungsentscheidung zugrunde liegen, bei einer zweiten Ausschreibung derzeit kaum mit weiteren Angeboten zu rechnen. Schon bei den gegenwärtigen Monatsausschreibungen der Primärregelleistung und Sekundärregelleistung ist das Angebotsvolumen bei den gelegentlich durchgeführten zweiten Ausschreibungen nicht übermäßig hoch. Es ist wahrscheinlich, dass bei einem täglichen Ausschreibungszeitraum eine aufgrund einer Angebotsunterdeckung erforderliche zweite Ausschreibung aufgrund des geringen zeitlichen Abstands zur ersten Ausschreibung auf noch weniger Resonanz treffen dürfte

3.1.3. Das von den Übertragungsnetzbetreibern favorisierte Konzept einer strukturierten Beschaffung von lang-, mittel- und kurzfristigen Anteilen ist nach Auffassung der Beschlusskammer nicht geeignet, die auf Wettbewerbsmärkten für alle Marktteilnehmer gleichartigen Marktbedingungen und damit Marktzutritte zu generieren. Die vorgeschlagene Aufteilung des Ausschreibungszeitraums bzw. der nachgefragten Menge führt zur Aufsplittung des Gesamtmarkts in kleinere Teilmärkte und damit zu einer künstlichen Marktsegmentierung.

a) Für die Anbieterseite bedeutet dies, dass nur jene Anbieter am Gesamtmarkt für Primärregelleistung partizipieren können, die in der Lage sind, für alle drei Ausschreibungszeiträume Angebote zu stellen. Es ist davon auszugehen, dass dies jedoch nur den vier großen etablierten Anbietern möglich ist. Insbesondere das Angebot einer Langfristkomponente birgt, wie bereits unter 3.1.1. für den Monatszeitraum und damit für die Mittelfristkomponente dargelegt, erhebliche Marktrisiken und Aufwendungen, die für neue, in der Regel kleine Primärregelleistungsanbieter nicht darstellbar sind. Insoweit bliebe der Teilmarkt der Jahreskomponente nur den Betreibern großer Anlagenportfolien vorbehalten.

Die dargestellte Aufteilung des Ausschreibungszeitraums stellt insoweit eine Markteintrittsbarriere und somit Diskriminierung für kleine potenzielle Anbieter dar und läuft dem Ziel des Festlegungsverfahrens entgegen. Newcomer, die zwar grundsätzlich Primärregelleistung erbringen könnten, werden aufgrund ihrer Größe von Teilmärkten der Primärregelleistung ausgeschlossen. Zwar besteht für kleinere potenzielle Anbieter die Möglichkeit, durch den Zusammenschluss zu einem Anlagenpool, die für eine jährliche Ausschreibung erforderlichen Kapazitäten zu erreichen. Der Zusammenschluss von Anlagen zu einem Pool soll aus Sicht der Beschlusskammer jedoch nicht für den Markteintritt zwingende Voraussetzung sein, sondern eine Alternative zum Auftritt als Einzelanbieter.

Entgegen der Darstellung der Übertragungsnetzbetreiber, eine Langfristkomponente in Form einer Jahreskomponente würde aufgrund der mit ihr auch für die Anbieterseite verbundenen langfristigen Planungssicherheit Markteintritte potenzieller Anbieter induzieren, hat im Verfahrensverlauf kein einziger potenzieller Primärregelleistungsanbieter Interesse an einem Zutritt zu diesem Teilmarkt bekundet. Im Gegenteil, die große Mehrheit der heute bereits aktiven Marktteilnehmer, insbesondere kleinere und potenzielle Anbieter, betrachten den Zugang zu diesem Teilmarkt als verwehrt. Das Argument der Übertragungsnetzbetreiber zugunsten einer Jahreskomponente hat die Beschlusskammer daher nicht

überzeugt. Denn die für die Monatsauschreibung unter 3.1.1 dargelegten Bedenken treffen für eine Jahreskomponente in noch stärkerer Weise zu.

b) Eine Aufteilung der Ausschreibungszeiträume käme allenfalls dann in Betracht, wenn die Aufteilung in Teilmärkte sachlich gerechtfertigt wäre. Eine sachliche Rechtfertigung läge beispielsweise bei einer Gefährdung der Systemsicherheit durch nicht gedeckten Primärregelleistungsbedarf vor. Dies aber ist nicht der Fall. Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen seit Inkrafttreten der Vorgaben des Beschlusses BK6-06-065 zum 01.12.2007 Primärregelleistung im Wege monatlicher Ausschreibungen. Eine Bedarfsunterdeckung ist bisher zwar nicht aufgetreten. Bei ihren Erwägungen bezüglich einer Verkürzung des Ausschreibungszeitraums im gegenständlichen Verfahren hat die Beschlusskammer gleichwohl die theoretische Möglichkeit einer Bedarfsunterdeckung an Primärregelleistung antizipiert und den Übertragungsnetzbetreibern mit der Festlegung einer wöchentlichen Ausschreibung Raum für eine ggf. erforderliche zweite Auktion zugestanden. Ferner ist zu erwarten, dass die Reduzierung des Ausschreibungszeitraums auf eine Woche weitere Markteintritte von Primärregelleistungsanbietern verbunden mit zusätzlichen Angebotsmengen generiert. Eine darüber hinaus gehende längerfristige Bindung der Anbieter sieht die Beschlusskammer für die Sicherstellung der zur Deckung des Primärregelleistungsbedarfs benötigten Liquidität nicht als erforderlich an.

c) Nicht ausreichend als sachliche Rechtfertigung für eine Marktsegmentierung ist auch die Begründung der Übertragungsnetzbetreiber, die strukturierte Beschaffung biete ihnen betriebliche und wirtschaftliche Planungssicherheit und die Absicherung von Preisrisiken. Im Vordergrund des Verfahrens steht das Ziel der Belebung des Wettbewerbs auf dem Primärregelleistungsmarkt. Die für den Wettbewerb erforderlichen Marktzutritte neuer Anbieter waren daher gegenüber der wirtschaftlichen und betrieblichen Planungssicherheit und dem Preisrisiko der Übertragungsnetzbetreiber abzuwägen. Grundsätzlich hat die Beschlusskammer die herausragende Bedeutung der Primärregelleistung für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität bei ihren Erwägungen zugunsten eines Ausschreibungszeitraums von einer Woche berücksichtigt und insoweit der Planungssicherheit der Übertragungsnetzbetreiber im Hinblick auf die Absicherung ihres Primärregelleistungsbedarfs Rechnung getragen. Nicht überzeugt hat die Beschlusskammer der Vortrag der Übertragungsnetzbetreiber, längerfristige Ausschreibungszeiträume dienten der Absicherung von Preisrisiken. Zwar steigt die Volatilität der Preise tendenziell mit kürzeren Ausschreibungszeiträumen an. Ein wirkliches Preisrisiko tragen die Übertragungsnetzbetreiber aber nicht. Denn anders als etwa ein Händler, der seinerseits einen Endkundenpreis kalkulieren und absichern muss, reichen die Übertragungsnetzbetreiber die

Kosten für die Beschaffung der Regelenergie in die Netzentgelte durch. Die Refinanzierung der Kosten der Leistungsvorhaltung ist daher stets gewährleistet. Ein Preisrisiko, das mittels eines längerfristigen Produktes abgesichert werden könnte, existiert somit nicht.

Die Einführung einer Langfristkomponente in Form einer Jahreskomponente führt auch nicht zwingend zu niedrigen Primärregelleistungspreisen. Im Gegenteil, das Preisniveau dürfte aufgrund der Einpreisung von Marktrisiken und Opportunitätskosten sowie aufgrund des mangelnden Wettbewerbsdrucks in diesem Marktsegment sogar höher liegen.

3.2. Ausschreibungszeitpunkt

Der Ausschreibungszeitpunkt am Dienstag der Vorwoche ist ein Kompromiss zwischen den Anforderungen der Systemsicherheit hinsichtlich ausreichend zeitlicher Reserven im Falle einer eventuellen Bedarfsunterdeckung und zwischen den Belangen der Anbieter, den Ausschreibungszeitpunkt zum Zwecke der Risikominimierung möglichst nah am Erbringungszeitraums zu legen. Der Ausschreibungszeitpunkt am Dienstag ermöglicht zudem eine wirtschaftlich vorteilhafte Abfolge mit der ebenfalls wöchentlich stattfindenden Ausschreibung der Sekundärregelleistung.

Hinsichtlich der Wechselwirkung mit der ebenfalls wöchentlich ausgeschriebenen Sekundärregelleistung war zunächst zu klären, ob beide Ausschreibungen zeitgleich oder nacheinander stattfinden sollen. Bei einer zeitlich sequentiellen Ausschreibung war außerdem zu klären, ob die Ausschreibung für Primärregelleistung vor der für Sekundärregelleistung oder umgekehrt stattfinden soll. Die Beschlusskammer hat sich gegen eine zeitgleiche Ausschreibung der Primärregelleistung mit der Sekundärregelleistung entschieden, um eine „Ausschreibungskonkurrenz“ zwischen den beiden Regelenergiequalitäten zu vermeiden und den Anbietern zu ermöglichen, in der zeitlich früheren Ausschreibung nicht bezuschlagte Mengen noch in der zeitlich nachfolgenden Ausschreibung anzubieten. Für die Entscheidung, die Ausschreibung für Primärregelleistung zeitlich vor derjenigen für Sekundärregelleistung durchzuführen, war ausschlaggebend, dass der Bedarf an Primärregelleistung mit rd. ± 600 MW wesentlich geringer als der Bedarf an Sekundärregelleistung mit rd. ± 2.000 MW ist. Eventuelle Zusatzkosten, die durch die Einpreisung von Risikozuschlägen entstehen, sind daher bei einer früheren Ausschreibung der mengenmäßig kleineren Primärregelleistung geringer als im umgekehrten Fall, wenn die mengenmäßig

größere Sekundärregelleistung zeitlich vor der Primärregelleistung ausgeschrieben würde.

Angesichts der erheblichen Bedeutung der Regelenergie zur Wahrung des Leistungsgleichgewichts kommen der Donnerstag und Freitag als Ausschreibungszeitpunkt aus Sicht der Beschlusskammer sowohl für die Primärregelleistung als auch für die Sekundärregelleistung derzeit nicht in Frage. Denn bei eventuellen Bedarfsunterdeckungen verbliebe nur sehr wenig Zeit, um Gegenmaßnahmen zu ergreifen, wie z. B. eine zweite Ausschreibung für den noch nicht gedeckten Bedarf durchzuführen. Der nächst frühere Ausschreibungstag für die Primärregelleistung ist somit der Dienstag, da der Mittwoch aufgrund der an diesem Tag stattfindenden Ausschreibung für Sekundärregelleistung aus den o. g. Gründen nicht zur Verfügung steht. Die nachmittägliche Frist für die Angebotsabgabe um 15:00 Uhr vermeidet zeitliche Überschneidungen mit den am Vormittag stattfindenden täglichen Ausschreibungen der Minutenreserve und mit dem Börsenhandel am Spotmarkt. Im Verlauf des Verfahrens wurden keine Einwände gegen eine Ausschreibung am Dienstag der Vorwoche geltend gemacht.

Die Information der Anbieter über die Bezuschlagung ihrer Angebote hat umgehend nach der Ausschreibung stattzufinden. Die Beschlusskammer erachtet einen Zeitraum von einer Stunde zwischen Angebotsabgabefrist und Benachrichtigung der Anbieter für erforderlich, aber auch unter Berücksichtigung von evtl. Störungen oder Verzögerungen bspw. bei der Datenübertragung für ausreichend. Durch die kurzzeitige Information der Anbieter über die Bezuschlagung ihrer Angebote ist es möglich, dass nicht kontrahierte Mengen der Primärregelleistung zeitnah anderweitig vermarktet werden können, z. B. bei der Ausschreibung für Sekundärregelleistung am Folgetag. Die Beschlusskammer entspricht damit der auch außerhalb des Verfahrens von vielen Marktakteuren geäußerten Forderung nach einer zeitnahen Information der Übertragungsnetzbetreiber über den Zuschlag ihrer Angebote. Die Beschlusskammer kann die Forderung nach der Übertragungsnetzbetreiber nach zweistündigen Vergabefrist, nach der die Information der Anbieter über den Zuschlag ihrer Angebote erst um 17:00 Uhr und nicht wie angeordnet um 16:00 Uhr erfolgen würde, nicht nachvollziehen. Denn der einstündige Vergabezeitraum entspricht der bewährten Praxis bei den täglich stattfindenden Minutenreserveausschreibungen, bei der im Vergleich zur Primärregelleistung eine deutlich höhere Zahl an Angeboten ausgewertet und bezuschlagt werden muss. Es ist nicht nachvollziehbar, warum ein bei der Minutenreserve in der Praxis seit vielen Jahren bewährter einstündiger Vergabeprozess nicht auch

bei der Primärregelleistung mit einem wesentlich geringeren Angebotsvolumen Anwendung finden kann. Die Zweifel der Beschlusskammer gelten genauso für die von den Übertragungsnetzbetreibern begehrte mögliche Verlängerung der Vergabefrist für Ausnahmefälle (wie die Nichtverfügbarkeit der Datenübertragungswege) auf 19:00 Uhr zur Vermeidung einer zweiten Ausschreibung. Aufgrund des vermutlich äußerst seltenen Auftretens derartiger Fälle kann die Beschlusskammer keine diesbezügliche Regelungsbedürftigkeit erkennen.

Um eine Flexibilität in Bezug auf mögliche Feiertage zu gewährleisten, können die Übertragungsnetzbetreiber den Tag der Ausschreibung abweichend, aber unter Berücksichtigung der Prämisse, dass die Ausschreibung von Primärregelleistung in der Vorwoche einen Arbeitstag vor jener zur Sekundärregelleistung zu erfolgen hat, bestimmen. In der Vergangenheit konnte der Bedarf der Regelenergiequalität Sekundärregelleistung vereinzelt in der ersten Ausschreibung nicht vollständig gedeckt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in diesen Fällen eine zweite Ausschreibung zur Deckung des Restbedarfs durchgeführt. Die Beschlusskammer hält eine solche Vorgehensweise grundsätzlich für sinnvoll und es sind der Beschlusskammer auch keine Beschwerden seitens der Marktakteure gegen eine zweite Ausschreibung in diesen Fällen bekannt. Die Vorgabe, auch bei der Primärregelleistung bei nicht vollständiger Bedarfsdeckung eine zweite Ausschreibung durchführen zu dürfen, dient der Klarstellung und Legitimierung dieser Vorgehensweise, falls es auch bei der Primärregelleistung einmal zu Bedarfsunterdeckungen bei der Ausschreibung kommen sollte.

3.3. Ausschreibungskalender

Zur Information der Marktteilnehmer über die konkreten Ausschreibungstermine haben die Übertragungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung der vorstehend genannten Vorgaben einen Ausschreibungskalender für den Zeitraum von einem Kalenderjahr zu erstellen, mit der Bundesnetzagentur abzustimmen und bis 30.11. des Vorjahres auf ihrer gemeinsamen Internetplattform zu veröffentlichen. Bereits unter den gegenwärtig geltenden Ausschreibungsbedingungen sind die Übertragungsnetzbetreiber zur Erstellung und Veröffentlichung eines Ausschreibungskalenders verpflichtet. Diese Regelung hat sich aus Sicht der Beschlusskammer bewährt, als dass sich die Anbieter auf feste Ausschreibungstermine verlässlich einrichten und diese ihren Planungen zugrunde legen können. Die Praxis des Ausschreibungskalenders soll daher fortgesetzt werden. Für das Jahr 2011 ist der Ausschreibungskalender bis zum 31.05. zu erstellen und zu veröffentlichen.

3.4. Keine Unterscheidung nach Zeitscheiben und nach Regelrichtung

Die Vorhaltung und Erbringung von Primärregelleistung hat weiterhin für den ganzen Erbringungszeitraum ohne Unterteilung in Zeitscheiben und ohne Differenzierung nach Regelrichtung zu erfolgen. Die seitens der Übertragungsnetzbetreiber vorgetragenen Bedenken bezüglich der Systemsicherheit sind höher zu werten als die seitens einiger Anbieter vorgetragenen Vorteile durch eine Erhöhung des Angebotsvolumens.

Die bisherigen Ausschreibungsbedingungen sehen eine dauerhafte Primärregelleistungsvorhaltung für den gesamten Erbringungszeitraum ohne Unterteilung in Zeitscheiben vor. Im Rahmen der Konsultation zur Verfahrenseröffnung haben einzelne Marktakteure eine Differenzierung des Primärregelleistungsprodukts nach Tarifzeiten analog denen der Sekundärregelleistung in Haupt- und Nebenzeit vorgeschlagen. Diesen Vorschlag hat die Beschlusskammer aufgegriffen und während des Workshops am 01.10.2010 mit den Marktteilnehmern diskutiert. Als Gründe für die Einführung von Haupt- und Nebenzeit auch bei der Primärregelleistung wurde die Erhöhung des Angebotsvolumens in der Hauptzeit angeführt. Derzeit werde das Angebotsvolumen durch die in der nachfrageschwachen NT-Zeitscheibe vermarktbaren Angebotsleistungen limitiert. Diese seien geringer als in der HT-Zeitscheibe, so dass bei einer Differenzierung in Haupt- und Nebenzeit das Angebotsvolumen in der HT-Zeitscheibe erhöht werden könne.

Bezüglich der Einführung dieser Zeitscheiben haben die Übertragungsnetzbetreiber jedoch systemsicherheitsrelevante Bedenken vorgetragen. Die Einteilung in Zeitscheiben bedeute eine entsprechende Umparametrierung der Primärregler auf Seiten der Anbieter und berge daher ein Fehlerrisiko. Die Beschlusskammer schließt sich den vorgetragenen Bedenken der Übertragungsnetzbetreiber an. Denn bei den vorgeschlagenen Zeitscheiben von Haupt- und Nebenzeit fiele der Produktzeitscheibenwechsel der Primärregelleistung nicht nur mit denen bei der Sekundärregelleistung und auch bei der Minutenreserve zusammen. Sondern er fiele zudem auch in die Morgen- und Abendstunden, in denen – wie von EnBW TNG zutreffend vorgetragen – zum Stundenwechsel regelmäßig starke Frequenzabweichungen von der Sollfrequenz von 50 Hz auftreten. Ein Wechsel der Produktzeitscheiben, der mit einer Umsortierung von Anbietern, Angeboten und Primärregelleistung erbringenden Anlagen einher geht, kann dazu führen, dass gerade zu diesen angespannten Zeitpunkten die Primärregelleistung nicht oder nur eingeschränkt zur Verfügung steht. Die Gefahr einer nur eingeschränkt zur Verfügung stehenden Vorhaltung von Primärregelleistung zu Zeitpunkten eines hohen Bedarfs an Primärregelleistung ist aus

Gründen der Systemsicherheit jedoch unter allen Umständen zu vermeiden. Einer Differenzierung nach HT- / NT-Zeitscheiben wie bei der Sekundärregelleistung kann daher nicht zugestimmt werden.

Die Angebotstellung für Primärregelleistung sowie die Erbringung von Primärregelenergie haben weiterhin symmetrisch, d. h. ohne Differenzierung nach positiver oder negativer Regelrichtung, zu erfolgen. Die Beschlusskammer ist hier ebenfalls den Bedenken der Übertragungsnetzbetreiber in Bezug auf die Systemsicherheit gefolgt, zumal die von einigen Marktakteuren vorgebrachten Vorteile der dadurch möglichen Teilnahme von Anlagen, die nur in eine Regelrichtung regeln können, auch über die Poolung von Anlagen erzielt werden können.

Einzelne Marktakteure haben im Rahmen der mit der Verfahrenseinleitung eröffneten Konsultation eine Differenzierung der Primärregelleistung in ein positives und ein negatives Produkt gefordert. Damit würden insbesondere Anlagenbetreiber, die entweder nur positive oder nur negative Primärregelleistung erbringen können, eine Möglichkeit der Markteilnahme erhalten und zusätzliche Angebotsmengen generieren. Die Beschlusskammer hat die Forderung, Betreiber von Anlagen, mit denen entweder nur positive oder negative Primärregelleistung erbracht werden könnte, in den Markt zu integrieren, an anderer Stelle aufgegriffen und im Rahmen der Vorgaben zur Poolung einer Lösung zugeführt (vgl. Punkt 3.8.2).

Gegen eine Differenzierung der Primärregelleistung nach Regelrichtung sprechen auch regelungstechnische Bedenken, die die Übertragungsnetzbetreiber im weiteren Verfahrensverlauf geäußert haben. Denn eine Differenzierung der Primärregelleistung nach Regelrichtung kann zu einer ungleichen Verteilung positiver und negativer Primärregelleistungsbereitstellung über Deutschland führen. In Folge kann in Abweichung vom gegenwärtigen Status Quo die in einer Regelzone vorgehaltene positive Primärregelleistung von der dort vorgehaltenen negativen Primärregelleistung abweichen. Diese Unterschiede müssten bei der die Primärregelung ablösenden Sekundärregelung berücksichtigt werden und würden eine Änderung des Regelkonzepts für die Sekundärregelung durch Einführung asymmetrischer *k*-Faktoren als Eingangsparameter für die zur Netzregelung eingesetzten Leistungs-Frequenz-Regler bedingen. Ohne eine Änderung des Regelkonzeptes der Sekundärregelleistung kann es daher zu störenden Beeinflussungen der Sekundärregelung kommen, die aufgrund der ebenfalls hohen Bedeutung der Sekundärregelleistung für die Systemstabilität nicht toleriert werden können.

Gegen eine Produktdifferenzierung nach positiver und negativer Regelrichtung spricht auch, dass Anbieter mit hohen variablen Kosten dadurch benachteiligt würden. Denn bei der Primärregelleistung wird die erbrachte Regelarbeit anders als bei Sekundärregelleistung und Minutenreserve nicht separat vergütet, sondern entsprechend § 8 Abs. 1 StromNZV zusammen mit der Vorhaltung der Primärregelleistung über den Leistungspreis abgegolten. Anbieter, wie z. B. steuerbare Verbraucher mit hohen variablen Kosten, wäre daher bei einer Differenzierung nach Regelrichtung gegenüber Anbietern mit nur geringen variablen Kosten benachteiligt und dadurch möglicherweise von vorne herein vom Markt ausgeschlossen. Denn eine Produktdifferenzierung nach positiver und negativer Regelrichtung bedeutet nicht, dass auch der Vergütungsmechanismus dem der Sekundärregelleistung angepasst wird, bei dem Leitungsvorhaltung und Einsatz von Regelarbeit getrennt entgolten werden. Hierzu wäre eine Änderung des § 8 Abs. 1 StromNZV erforderlich, zu dem die Festlegungskompetenz der Beschlusskammer nicht ausreicht. Insoweit läuft eine Produktdifferenzierung nach positiver und negativer Regelrichtung auch dem Bestreben entgegen, neue Technologien und Anbieter für die Primärregelleistung zu gewinnen.

3.5. Vergabe nach Leistungspreis

Die Vergabe der Primärregelleistung hat wie bisher auf Basis des Leistungspreises zu erfolgen. Bei Angeboten mit gleichem Leistungspreis entscheidet der Zeitpunkt des Angebotseingangs.

Dies entspricht der gegenwärtig geltenden, mit Beschluss BK6-06-065 vom 31.08.2007, Tenor zu Ziffer 5 erlassenen Vorgabe zur Primärregelleistungs-Ausschreibung. Im gegenständlichen Verfahren hat sich bezüglich dieser Regelung kein Änderungsbedarf ergeben. Hinsichtlich der Begründung wird insoweit auf Punkt 2.2.5.1 der genannten Entscheidung verwiesen.

3.6. Regelzonenübergreifende Ausschreibung

Die Primärregelleistung ist regelzonenübergreifend auszuschreiben. Kernanteile, die eine bevorzugte Bezuschlagung regelzoneninterner Angebote bedingen, sind nicht vorzusehen.

Die Beschlusskammer schreibt damit die diesbezügliche mit Beschluss BK6-06-065 festgelegte Praxis fort. Der damaligen Entscheidung lag der Sachverhalt zugrunde, dass die

Primärregelleistung erbringenden Anlagen gleichmäßig über alle vier Regelzonen verteilt sind, so dass eine der Systemsicherheit gerechte Versorgung sichergestellt ist und es daher keiner Kernanteile für die Gewährleistung der Systemstabilität bedarf (vgl. Punkt 2.2.5.2. der o.g. Festlegung). Im Hinblick darauf haben sich im aktuellen Festlegungsverfahren keine neuen Erkenntnisse gegeben, so dass die bisherige Regelung bestehen bleibt.

Die Beschlusskammer kann jedoch nicht ausschließen, dass der fortschreitende Wandel in der Erzeugungsstruktur zukünftig Einfluss auf die deutschlandweite (Gleich-) Verteilung von Anlagen für die Primärregelleistungsbereitstellung haben könnte. Ferner könnte es bei entsprechendem Angebotsüberhang für Primärregelleistung infolge zunehmenden Wettbewerbs dazu kommen, dass die für die Realisierung der bezuschlagten Angebote vorgesehenen Anlagen nicht über alle Regelzonen gleich verteilt sind, sondern sich z. B. auf eine Regelzone konzentrieren. Daraus könnten möglicherweise strukturelle Probleme für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität in einzelnen Regelzonen erwachsen, die zusätzlich zum Zuschlagkriterium Leistungspreis auch eine Bezuschlagung nach Anschlussregelzone erforderlich machen kann. Um diesem Aspekt Rechnung zu tragen, räumt die Beschlusskammer den Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit ein, von der Bezuschlagung nur nach Leistungspreis abzuweichen.

Die Möglichkeit, einen technisch notwendigen Anteil an Regelenergie aus Kraftwerken in ihrer Regelzone ausschreiben zu dürfen, ist den Übertragungsnetzbetreibern grundsätzlich bereits mit § 6 Abs. 2 StromNZV eröffnet, soweit dies zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, insbesondere zur Aufrechterhaltung der Versorgung im Inselbetrieb nach Störungen, erforderlich ist. Die vorliegende Antragsregelung dient dazu, die Beurteilung des netzsicherheitstechnischen Erfordernisses nicht allein ins Ermessen der Übertragungsnetzbetreiber zu stellen, sondern einer behördlichen Überprüfung unterziehen zu können. Eine behördliche Überprüfung ist geboten, da die Gestattung des Zusatzkriteriums „Anschlussregelzone“ in seiner Wirkung der Genehmigung eines Kernanteils gleichkommt und dieser aus wettbewerblicher Sicht ein erheblicher Rückschritt in den Bestrebungen zur Intensivierung des Wettbewerbs ist. Die Beschlusskammer stellt heraus, dass aus diesem Grund die zu einer Genehmigung eines Antrags anzulegenden Maßstäbe hoch sind.

3.7. Mindestangebotsgröße in Höhe von +/- 1 MW

Die Absenkung der Mindestangebotsgröße von derzeit ± 5 MW auf ± 1 MW ist aus Sicht der Beschlusskammer in Verbindung mit den übrigen Ausschreibungsbedingungen dazu geeignet, weiteren potenziellen Anbietern den Zugang zum Primärregelleistungsmarkt zu ermöglichen und insoweit eine Belebung dieses Marktes zu erreichen.

Durch die niedrige Mindestangebotsgröße von ± 1 MW erhalten insbesondere kleine Anbieter als auch Anbieter weiterer Technologien, wie z. B. Speicherbetreiber oder regelbare industrielle Verbraucher, die im Vergleich zu den großen Anlagenportfolien der etablierten Anbieter ohnehin über geringe Anlagenkapazitäten verfügen und i. d. R. auch nur einen begrenzten Anteil ihrer Kapazitäten für die Bereitstellung von Regelenergie nutzen können, eine Chance an den Ausschreibungsverfahren teilzunehmen. Zudem wird durch die Reduzierung der Mindestlosgröße Anbietern, die die bisherige Mindestangebotsgröße und die geforderte Verfügbarkeit nur im Rahmen eines Anlagenpools erreichen konnten, die Möglichkeit eines selbständigen Marktauftritts gegeben. Die Maßnahme der Absenkung der Mindestlosgröße von ± 5 MW auf ± 1 MW stößt insoweit im Markt auf breite Zustimmung. Auch die Übertragungsnetzbetreiber haben keine sicherheitstechnischen Bedenken geltend gemacht und einer Absenkung der Mindestangebotsgröße auf ± 1 MW zugestimmt. Die Forderung der Evonik nach geringeren Mindestangebotsgrößen als für ± 1 MW für Testanlagen wird durch die Möglichkeit der Poolung entkräftet.

Vereinzelt wurde in einigen Stellungnahmen die Festlegung einer Mindestanlagengröße gefordert. Fraunhofer IWES sowie das BMU haben z. B. eine Mindestanlagengröße von ± 0,1 MW vorgeschlagen. Die Festlegung einer Mindestanlagengröße soll auch kleinen Technischen Einheiten einen Anspruch auf Teilnahme am Markt für Primärregelleistung geben. Die Beschlusskammer erachtet die explizite Festlegung einer Mindestanlagengröße jedoch für nicht sinnvoll. Grundsätzlich hat jeder Anbieter aufgrund des Netzzugangsanspruchs nach § 20 Abs. 1 EnWG einen Anspruch auf Teilnahme an den Regelenergiemärkten, ungeachtet der Zusammensetzung seines Pools von Anlagen. Ob es aus technischen oder organisatorischen bzw. Abwicklungsgründen eine Mindestanlagenleistung gibt, unterhalb derer die Teilnahme einer Klein- oder Kleinstanlage am Markt für Primärregelleistung zu verneinen ist, ist ggf. im Einzelfall zu klären. Im Rahmen dieses Verfahrens hält die Beschlusskammer eine diesbezügliche behördlich-hoheitliche Vorgabe jedenfalls für nicht sachdienlich. Denn grundsätzlich soll nach Ansicht der Beschlusskammer der Markt entscheiden, bis zu welcher Mindestanlagenleistung eine Teilnahme von Klein- und Kleinstanlagen bei der Primärregelleistung noch wirtschaftlich darstellbar ist.

Da davon auszugehen ist, dass der Abwicklungsaufwand nicht nur auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber, sondern zugleich oder möglicherweise viel mehr noch auf Seiten des Anbieters mit sinkender Anlagengröße zunimmt, geht die Beschlusskammer davon aus, dass eine vorsorgliche Festlegung einer Mindestanlagenleistung auch nicht erforderlich ist. Abhängig vom jeweiligen Preisniveau bei der Primärregelleistung ist eine Untergrenze der Mindestanlagenleistung zu erwarten, bei der sich eine Präqualifikation und Einbindung in einen Pool wirtschaftlich noch rechnet.

Eine vorsorgliche Festlegung der Mindestanlagengröße ist zudem auch nicht erforderlich, denn nach Kenntnis der Beschlusskammer haben die Übertragungsnetzbetreiber noch keine Präqualifikation einer Technischen Einheit aufgrund einer zu geringen Mindestanlagengröße verweigert. Zumindest hat sich noch kein Anbieter diesbezüglich bei der Beschlusskammer beschwert.

3.8. Möglichkeit der Poolung von Anlagen

Die Poolung von Anlagen zur Erbringung von Primärregelleistung wird heute bereits von den Übertragungsnetzbetreibern zugelassen und von den etablierten Anbietern praktiziert. Damit erlauben die Übertragungsnetzbetreiber das Poolen über die Verpflichtung aus § 6 Abs. 4 S. 4 StromNZV hinaus, welche sich nur auf die Bildung von Anbietergemeinschaften zur Erreichung der Mindestlosgröße erstreckt. Mit der Vorgabe, das Poolen grundsätzlich, d. h. unabhängig von der Angebotsgröße zuzulassen, soll auch neu in den Markt für Primärregelleistung eintretenden Marktakteuren ein über das bislang lediglich auf Freiwilligkeit der Übertragungsnetzbetreiber beruhende Zugeständnis hinaus gehender Anspruch auf Poolung gegeben werden. Dies gilt gleichermaßen für die Vorgabe, die Zuordnung der Anlagen zu einem Pool zu Beginn jeder Viertelstunde ändern zu können und die für die Erbringung von Primärregelleistung eingesetzten Anlagen innerhalb eines Pools jederzeit wechseln zu dürfen. Insbesondere Anbietern, deren Anlagen Primärregelleistung nicht für den gesamten Produktzeitraum zur Verfügung stellen können (z. B. industrielle Verbraucher oder Stromspeicher), wird dadurch die Möglichkeit gegeben, durch Poolung mit anderen Anlagen die geforderte Verfügbarkeit innerhalb des gesamten Erbringungszeitraums zu gewährleisten. Die Beschlusskammer erachtet diese Möglichkeit daher als wichtiges Instrument zur Gewinnung zusätzlicher Flexibilitätspotenziale für die Primärregelleistung.

In den Stellungnahmen der Marktakteure wurde vielfach der Wunsch nach der Möglichkeit einer regelzonenübergreifenden Poolung vorgetragen. Begründet wurde dieses Begehren

mit der gegenüber der regelzoneninternen Poolung deutlich größeren Flexibilität bei der Angebotsstellung und Erbringung von Primärregelleistung. Die Beschlusskammer erkennt die Potentiale einer regelzonenübergreifenden Poolung und die damit verbundene Erleichterung für die Anbieter, denn über mehrere Regelzonen verteilte Anlagen eines Anbieters können flexibler und effizienter als gegenwärtig für die Erbringung von Primärregelleistung zusammenfasst werden. Dennoch kann die Beschlusskammer einer regelzonenübergreifenden Poolung nicht zustimmen, da eine regelzonenübergreifende Poolung der Primärregelleistung erbringenden Technischen Einheiten zu störenden Beeinflussungen der Sekundärregelung führen kann. In Abwägung der Interessen der Anbieter nach einer möglichst hohen Flexibilität und der Anforderungen zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs haben aus Sicht der Beschlusskammer die Belange der Netzsicherheit Vorrang. Bei dieser Abwägung ist zu berücksichtigen, dass sich durch die mit Ziffer 7. des Tenors angeordnete Absenkung der Mindestangebotsgröße auf ± 1 MW und durch die mit Ziffer 9. des Tenors angeordnete Zulässigkeit der Besicherung durch Technische Einheiten Dritter bereits ein erheblicher Flexibilitätsgewinn für die Anbieter von Primärregelleistung verbunden ist und insoweit die Nachteile der Versagung der regelzonenübergreifenden Poolung für die Anbieter deutlich abgemildert sind.

Die Bedenken der Beschlusskammer gegen die regelzonenübergreifende Poolung bei der Primärregelleistung stammen insbesondere daher, dass bei der Parametrierung der Leistungs-Frequenz-Regler der Sekundärregelung die innerhalb einer Regelzone bereits zur Ausregelung von Leistungsungleichgewichten erbrachte Primärregelleistung zu berücksichtigen ist. Denn aufgrund der zeitlichen Überlappung des Einsatzes von Primär- und Sekundärregelleistung führte eine Nichtberücksichtigung der bereits zur Egalisierung des Leistungsungleichgewichts aktivierten Primärregelleistung zu einer Über- oder Unteraktivierung von Sekundärregelleistung, so dass die Ausregelung der Leistungsungleichgewichte durch die Sekundärregelleistung gestört wäre. Diese störende Beeinflussung der Sekundärregelleistung lässt sich technisch gesehen durch eine Verfälschung des sog. *k*-Faktors beschreiben. Der *k*-Faktor ist ein Parameter für die Berechnung der Regelsignale der Sekundärregelung und gibt an, wie viel Primärregelleistung innerhalb der Regelzone bereits für die Ausregelung des Leistungsungleichgewichtes aktiviert worden ist. Die Gefahr der Verfälschung des *k*-Faktors bei einer Zulassung der regelzonenübergreifenden Poolung bei der Primärregelleistung ergibt sich daraus, dass bei einer regelzonenübergreifenden Poolung die Anbieter die Primärregelleistung erbringenden Technischen Einheiten jederzeit wechseln und in andere Regelzonen verlagern können. Daher können

sich die Leistungsanteile, mit denen in den Regelzonen Primärregelleistung erbracht wird, jederzeit ändern. Die *k*-Faktoren der vier Regelzonen müssten entsprechend der jeweils gerade aktuellen Verteilung der Primärregelleistung erbringenden Anlagen permanent nachgesteuert werden. Diese Nachsteuerung scheitert jedoch an der Freiheit der Anbieter, die Erbringung von Primärregelleistung jederzeit ohne Vorankündigung auf andere Anlagen verlagern zu können. Selbst wenn eine Anpassung der *k*-Faktoren theoretisch möglich wäre, wären die hierzu erforderlichen häufigen Eingriffe in die Leistungs-Frequenz-Regler der Übertragungsnetzbetreiber mit betrieblichen Risiken behaftet, welche angesichts der zentralen Bedeutung der Leistungs-Frequenz-Regler für die Systemstabilität zu minimieren sind. Aus diesem Grund ist die regelzonenübergreifende Poolung bei der Primärregelleistung zu versagen.

Die Beschränkung auf eine regelzoneninterne Poolung ist auch erforderlich, um eine Auswahl der Angebote nach der Anschluss-Regelzone durchführen zu können, falls einem Übertragungsnetzbetreiber ein Kernanteil nach Ziffer 6. des Tenors bewilligt wird. Ohne eine Lokalisierung der Angebote nach der Erbringungsregelzone wäre ein aus netztechnischen Gründen gebotener Kernanteil nicht separierbar. Auch dies steht einer regelzonenübergreifenden Poolung entgegen.

Der diesbezügliche Vorschlag von EnBW Trading, die Anbieter könnten dem Übertragungsnetzbetreiber am Vortag verbindlich die für die Erbringung von Primärregelleistung am Folgetag vorgesehenen Technischen Einheiten anlagen- und leistungsscharf benennen, wie es derzeit bereits zwischen Anbieter und den Übertragungsnetzbetreiber praktiziert werden, ist aus Sicht der Beschlusskammer kein zielführender Ansatz. Denn eine solche Ausgestaltung würde die in vielen Stellungnahmen begrüßte Flexibilität bei der Veränderung der Zusammensetzung des Pools zu jeder Viertelstunde konterkarieren. Die Nachteile der Anbieter durch die Verneinung der regelzonenübergreifenden Poolung sind aufgrund der Absenkung der Mindestangebotsgröße auf ± 1 MW und der Zulässigkeit der Besicherung durch Technische Einheiten Dritter aus Sicht der Beschlusskammer auch deutlich abgemildert. Denn durch die Absenkung der Mindestangebotsgröße auf ± 1 MW wird die Teilnahme am Markt für Primärregelleistung gerade für kleine Anbieter erheblich erleichtert. Einem Anbieter, dem bisher eine Teilnahme am Markt für Primärregelleistung aufgrund zu geringer Anlagengrößen bzw. einer verteilten Regelzonenzugehörigkeit seiner Anlagen verwehrt blieb, eröffnet sich durch die Absenkung der Mindestangebotsgröße

auf ± 1 MW nun die Möglichkeit, seine Anlagen jeweils regelzonenscharf zu poolen und anzubieten.

Die Beschlusskammer konnte, wie unter Punkt 3.4. dargelegt, dem Wunsch einiger Marktteilnehmer nach einer Differenzierung der bisher symmetrisch zu erbringenden Primärregelleistung in ein positives und ein negatives Produkt aufgrund der von den Übertragungsnetzbetreibern dargestellten regelungstechnischen und systemsicherheitsrelevanten Bedenken nicht nachkommen. Jedoch hat die Beschlusskammer erkannt, dass Betreiber technischer Anlagen, die entweder nur positive oder nur negative Regelarbeit erbringen könnten, als potenzielle Anbieter in Betracht kommen, soweit diese ihre Leistungen für eine symmetrische Angebotsstellung bündeln. Daher hat sich die Beschlusskammer dazu entschlossen, die Erbringung von Primärregelleistung aus getrennten Anlagen im Rahmen einer Poolung dieser Anlagen innerhalb einer Regelzone zuzulassen. Diese Möglichkeit wird seitens des Marktes begrüßt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben keine Bedenken gegen diese Regelung geltend gemacht.

3.9. Besicherung der Primärregelleistung erbringenden Anlagen

Die Beschlusskammer hat sich dafür entschieden, die Besicherung der Primärregelleistung erbringenden Anlagen über präqualifizierte Anlagen Dritter zuzulassen und unterstützt insoweit den diesbezüglichen Vorschlag sowohl der Übertragungsnetzbetreiber als auch vieler Anbieter sowie potenzieller Anbieter von Primärregelleistung.

Insbesondere Anbieter mit Einzelanlagen oder kleinem Anlagenpark bewerten die gegenwärtig von den Übertragungsnetzbetreibern geforderte 100%ige Verfügbarkeit für Primärregelleistung erbringende Anlagen als zu hoch und für kleine Anbieter infolge evtl. Anlagenausfälle als technisch nicht leistbar. Dies gilt vor allem auch deshalb, da eine Anlagenbesicherung derzeit nur durch anbietereigene Kapazitäten erfolgen kann; eine anbieterübergreifende Reservestellung, wie sie z. B. bei Kraftwerksausfällen im Bereich der Stromerzeugung praktiziert wird, existiert für die Primärregelleistung bisher nicht. Nach Auffassung der Beschlusskammer sind Abstriche von der 100%igen Verfügbarkeitsanforderung, wie sie von den genannten Marktakteuren gefordert werden, jedoch angesichts der Bedeutung der Primärregelleistung für die Systemsicherheit nicht der richtige Weg, um die Angebotsstellung zu erleichtern. Die angeordnete Regelung zur Besicherung bietet gerade kleinen Anbietern die Möglichkeit der Besicherung ihrer Anlagen durch präqualifizierte Anlagen Dritter zur vertraglichen Erfüllung einer 100%igen Verfügbarkeit ihrer

Angebote gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern. Sie ermöglicht insoweit auch kleinen Anbietern die eigenständige Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt.

Die Beschränkung auf eine regelzoneninterne Besicherung erfolgt aus den gleichen Gründen wie unter Ziffer 3.8 geschildert. Zur Vermeidung einer unzulässigen und die Systemsicherheit gefährdenden Doppelvermarktung dürfen die zur Besicherung verwendeten Leistungsanteile nicht zugleich bei Regelenergieausschreibungen kontrahiert sein. Im Falle der Besicherung der Anlagen eines Primärregelleistungsanbieters über präqualifizierte Anlagen Dritter ist zudem – wie von den Übertragungsnetzbetreiber zutreffend vorgetragen – zu berücksichtigen, dass der besichernde Dritte als Erfüllungsgehilfe des Anbieters agiert und der Anbieter insoweit hinsichtlich der Erfüllung seiner vertraglichen Pflichten gegenüber dem Übertagungsnetzbetreiber verantwortlich bleibt.

3.10. Einbindung in die Regelung

Hinsichtlich der für den Abruf von Primärregelleistung erforderlichen regelungstechnischen Einbindung von Anlagen der Primärregelleistungsanbieter hat sich im Verfahrensverlauf kein Änderungsbedarf ergeben. Ziffer 10. des Tenors entspricht insoweit der Vorgabe des Beschlusses BK6-06-065, Tenor zu 1. Zur weiteren Begründung wird auf Punkt 2.2.1 der genannten Entscheidung Bezug genommen.

3.11. Veröffentlichungs- und Transparenzpflichten

§ 9 StromNZV regelt die Transparenzanforderungen an die Ausschreibung, Beschaffung und Inanspruchnahme von Regelenergie. Darüber hinaus soll gemäß § 27 Abs. 2 StromNZV die Veröffentlichung weiterer Daten festgelegt werden, wenn dadurch die Angebotsbedingungen für Regelenergie durch die Erhöhung der Markttransparenz verbessert werden oder die höhere Transparenz geeignet ist, die Vorhaltung oder den Einsatz von Regelenergie zu vermindern. Aus dieser Regelung ergibt sich für die Bundesnetzagentur ein besonderer Auftrag zur Wahrung und Verbesserung der Markttransparenz.

Markttransparenz ist eine der zentralen Voraussetzungen für funktionierende Märkte. Sie ist erforderlich, um bei den Anbietern Vertrauen in die Funktionsfähigkeit der Märkte herzustellen. Insoweit gilt es, den Marktakteuren und potenziellen Anbietern im Rahmen der Veröffentlichungspflichten jene Daten und Informationen zur Verfügung zu stellen, die für eine fundierte Markteinschätzung und eine Abschätzung ihrer Markteintrittmöglichkeiten unabdingbar sind. Die Veröffentlichung von Daten und Informationen stößt jedoch da an

ihre Grenzen, wo aus ihnen Wissen abgeleitet werden kann, welches wettbewerbsschädigendes Verhalten befördert und die Integrität des Markts für Primärregelleistung in Frage stellt. Insoweit ist bei jedem zu veröffentlichendem Datum sorgfältig zu prüfen, ob es zur Vertrauensbildung in den Markt für Primärregelleistung tatsächlich erforderlich ist und ob nicht die aus dem Datum ableitbaren Informationen den Wettbewerb schädigend eingesetzt werden können.

Zu **Buchstabe 11 a)** Der benötigte Bedarf an Primärregelleistung ist eine der zentralen Größen für das Ausschreibungsverfahren. Eine im Hinblick auf Menge und Preissetzung gezielte Angebotsstellung der Anbieter setzt die Kenntnis des Primärregelleistungsbedarfs zwingend voraus. Zudem ist die Kenntnis des Bedarfs notwendig, damit eine für die Systemstabilität erforderliche vollständige Bedarfsdeckung gewährleistet werden kann. Ein Bieten der Anbieter „ins Blaue“ in der Vermutung einer Abdeckung des Bedarfs durch ihre Angebote könnte ansonsten dazu führen, dass der Primärregelleistungsbedarf nicht gedeckt würde. Die Veröffentlichung des Bedarfs eines ggf. von der Bundesnetzagentur bewilligten Kernanteils ist aus dem gleichen Grunde erforderlich. Für die Anbieter aus den den Kernanteil nicht vorhaltenden Regelzonen reduziert der Kernanteil das Marktvolumen bei der Primärregelleistung entsprechend. Die Kenntnis über den Kernanteil ist somit eine wichtige Größe zur Feststellung des Marktvolumens aus Sicht der Anbieter.

Die von der Beschlusskammer festgelegte Frist für die Veröffentlichung des Primärregelleistungsbedarfs vor Ausschreibungsbeginn bietet den Anbietern von Primärregelleistung ausreichend Zeit, um sich auf einen ggf. geänderten Bedarf einzustellen. Über eine Geringfügigkeitsschwelle hinausgehende Änderungen des benötigten Bedarfs – die Beschlusskammer hält hier 5% für angemessen – sind von den Übertragungsnetzbetreibern zur Aufklärung des Marktes zu begründen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass Bedarfsänderungen bei Sekundärregelleistung in der Vergangenheit zu Irritationen im Markt geführt haben, die künftig – ungeachtet der Regelleistungsqualität – mit der genannten Vorgabe verhindert werden sollen. Aufgrund der Ähnlichkeit von Primär- und Sekundärregeleistungsmarkt wird diese Regelung insoweit analog auch für die Primärregelleistung eingeführt. Gegen die Höhe der Geringfügigkeitsschwelle von 5% wurden seitens der Marktakteure keine Einwände erhoben.

Zu **Buchstabe 11 b)** Eine anonymisierte Angebotsliste ist gem. § 9 Abs. 2 StromNZV zu veröffentlichen. Die Vorgabe der Veröffentlichung der bezuschlagten Angebote entspricht der bisherigen Regelung gem. Buchstabe 7 b) des Tenors des Beschlusses BK6-06-065.

Die Beschlusskammer hat erwogen, der vielfachen Forderung der Marktteilnehmer nach einer Veröffentlichung der vollständigen Angebotsliste, d. h. auch der nicht bezuschlagten Angebote, nachzukommen, um ihnen einen umfassenden Marktüberblick zu ermöglichen. Angesichts der nach wie vor wenigen großen Anbietern geprägten Wettbewerbsituation auf dem Primärregelleistungsmarkt birgt eine Kenntnis des Gesamtangebots jedoch nach Überzeugung der Beschlusskammer die Gefahr strategischen Verhaltens auf Anbieterseite. Denn aus der Kenntnis der nicht bezuschlagten Gebote, d. h. des Angebotsüberhangs, kann ein Anbieter erkennen, ob seine Angebote für die Deckung des Bedarfes zwingend erforderlich waren, er also ein pivotaler Anbieter war. Der Gefahr, dass ein Akteur seine Eigenschaft als pivotaler Anbieter durch eine überhöhte Preissetzung bei der Folgeausschreibung ausnutzt, soll durch die Fortführung der Beschränkung der Veröffentlichung auf die bezuschlagten Angebote vorgebeugt werden. Die Auffassung der Beschlusskammer wird durch Beobachtungen auf dem dem Primärregelleistungsmarkt ähnlichen Sekundärregeleistungsmarkt gestützt, für den bislang das Gesamtangebot veröffentlicht wird. Bei der Sekundärregelleistung war in der Vergangenheit zeitweise ein auffälliges Angebotsverhalten zu beobachten – u. a. Bedarfsunterdeckungen, die eine zweite Ausschreibung erforderlich gemacht haben, sowie des Weiteren starke Preissauschläge. Diese Auffälligkeiten, für die der Beschlusskammer bisher keine nachvollziehbaren Erklärungen vorliegen und die daher Anzeichen für ein Ausnutzen pivotaler Anbieterstrukturen sein können, sind trotz ähnlicher Anbieterstruktur auf dem Primärregelleistungsmarkt bisher nicht erkennbar.

Tragfähige Argumente, die eine Notwendigkeit erkennen lassen, auch die nicht bezuschlagten Primärregelleistungsangebote zu veröffentlichen, wurden von Seiten der Marktakteure nicht vorgetragen. Das von EFET vorgetragene Argument, dass in als effizient bekannten Märkten, wie z. B. am Markt für Minutenreserve oder am börslichen Spotmarkt, immer die gesamte Gebotsstruktur zu sehen sei, vermag die Beschlusskammer nicht zu überzeugen. Denn die Anbietervielfalt ist bei der Primärregelleistung gegenwärtig noch zu gering, um von einem „effizienten“ Markt sprechen zu können. Der Vergleich des Marktes für Primärregelleistung mit gegenwärtig 8 präqualifizierten Anbietern mit dem Markt für Minutenreserve mit seinen rd. 25 Anbietern und insbesondere mit dem börslichen Spotmarkt mit weit über 100 Akteuren geht aus Sicht der Beschlusskammer

daher fehl. Auch das von EFET sowie von der MVV vorgetragene Argument, durch eine Veröffentlichung der extramarginalen Angebote werde ein Informationsdefizit kleiner Anbieter mit geringem Angebotsvolumen gegenüber großen Anbietern mit hohem Angebotsvolumen beseitigt, vermag nicht zu überzeugen. Ein großer Anbieter hat – wenn wie angeordnet nur die bezuschlagten Angebote veröffentlicht werden – durch sein großes Angebotsvolumen keine bessere Einsicht in die gesamte Angebotstruktur und in den gesamten Angebotsüberhang, da er – wie jeder andere Anbieter auch – nur die Information über den Zuschlag seiner Angebote erhält. Ein großer Anbieter kann aus der Information, wie viele seiner Angebote extramarginal sind, grundsätzlich nicht ableiten, welche Angebote anderer Anbieter ebenfalls nicht den Zuschlag erhalten haben. Daher ist auch einem großen Anbieter prinzipiell nicht möglich, die Angebotskurve jenseits des Grenzpreises zu bilden. Der von EFET und von MVV beklagte Informationsvorsprung für große Anbieter existiert daher in der vorgetragenen Form nicht. Auch das von EFET vorgetragene Argument, ohne Kenntnis der gesamten Gebotstruktur sei eine Beurteilung der eigenen Bietqualität, wie z. B. eine Aussage hinsichtlich des erzielbaren Umsatzes pro angebotener Leistung, nicht möglich, überzeugt nicht. Der Beschlusskammer ist nicht ersichtlich, welche Aussagekraft diese Kenngröße hat und welcher Nutzen sich aus ihr gewinnen lässt. EFET hat hierzu auch nicht weiter vorgetragen. Lediglich dem von EFET vorgetragenen und auch von EnBW Trading bekräftigten Argument, aus der Kenntnis des Angebotsüberhangs könnten Knappheitssignale abgeleitet werden, welche ein starker Anreiz für einen Marktzutritt neuer Anbieter sei, vermag die Kammer in gewissem Umfang zu folgen. Ein weit stärkeres Knappheitssignal und damit einen Anreiz für einen Marktzutritt entfaltet jedoch die preisliche Entwicklung auf dem Markt für Primärregelleistung, insbesondere gekennzeichnet durch den Grenzleistungspreis. Dies wird auch von der ökonomischen Theorie bestätigt. Der Grenzleistungspreis wird jedoch nach wir vor veröffentlicht (Tenor zu 11 c). Damit liegt den Anbietern die zentrale, Knappheitssignale aussendende Kenngröße nach wie vor weiter vor. Insgesamt vermag die Beschlusskammer den Mehrwert durch die Kenntnis des Angebotsüberhangs für die Anbieter nicht in dem vorgetragenen Umfang zu erkennen und stuft den Nutzen geringer ein als die Nachteile durch die Gefahr der Ausnutzung von Preissetzungsspielräumen bei Erkennen einer pivotalen Anbieterstellung.

Zu **Buchstabe 11 c)** Mit der Vorgabe zur Veröffentlichung des mittleren mengengewichteten Leistungspreises und des Grenzleistungspreises schreibt die Beschlusskammer die aktuell geltende Regelung der Entscheidung BK6-06-065, Buchstabe 7 c) des Tenors, fort. Insoweit wird auf die dortige Begründung in Abschnitt 2.2.7 verwiesen.

Die Ausschreibungsergebnisse der **Buchstaben 11 b) und c)** sind wie bisher zeitnah, d. h. grundsätzlich bis spätestens 12:00 Uhr am Folgetag der Ausschreibung bekannt zu geben. Für den Fall einer erforderlichen zweiten Ausschreibung bei etwaiger Bedarfsunterdeckung hat die Beschlusskammer eine davon abweichende Vorgabe zur Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse gemacht. Dies war angezeigt, da die aktuelle Veröffentlichungspraxis, bei der im Falle einer zweiten Ausschreibung die Ergebnisse der zuvor erfolgten ersten Ausschreibung bereits bekannt gegeben sind, die Möglichkeit für strategisches Verhalten auf Anbieterseite bietet. Die Anbieter könnten in der ersten Auktion bewusst Mengen zurückhalten, um in Kenntnis der veröffentlichten Preise der ersten Ausschreibung die Angebotsstellung für die zweite Ausschreibung zu optimieren. Der Beschlusskammer sind in der Vergangenheit diesbezüglich Beschwerden seitens einiger Anbieter vorgetragen worden. Dem soll die vorgesehene Regelung vorbeugen, indem die Ergebnisse beider Ausschreibungen in ihrer Gesamtheit erst nach der zweiten Ausschreibung bekannt zu geben sind.

3.12. Veröffentlichung der Anbieternamen

Die Veröffentlichung der Anbieternamen auf der gemeinsamen Internetplattform www.regelleistung.net soll den Anbietern das Finden potenzieller Vertragspartner zur Besicherung ihrer Anlagen erleichtern.

Bislang werden die Namen der Anbieter nicht veröffentlicht, sie sind einzig den die Primärregelleistung nachfragenden Übertragungsnetzbetreibern bekannt. Vor dem Hintergrund der Zulässigkeit der Besicherung Primärregelleistung erbringender Anlagen über präqualifizierte Anlagen Dritter (vgl. Punkt 3.9) ist jedoch gerade für kleine Anbieter oder für Marktneulinge die Kenntnis anderer Anbieter wichtig, um Partner zur Besicherung ihrer Anlagen zu finden. Die Beschlusskammer hat daher den Vorschlag einiger Marktakteure, die Namen der Anbieter von Primärregelleistung zu veröffentlichen, aufgegriffen. Anbietern, die Bedarf zur Besicherung der Verfügbarkeit ihrer Anlagen durch Dritte haben, wird

dadurch der Zugang zu potenziellen Vertragspartnern und somit mittelbar die Beteiligung am Markt für Primärregelleistung erleichtert. Der vereinzelt vorgetragenen Forderung, zusätzlich auch die Erbringungsregelzone(n) der Anbieter mit anzugeben, kann die Beschlusskammer nicht folgen. Denn es handelt sich bei dem Markt für Primärregelleistung um einen deutschlandweit einheitlichen Markt, bei dem es keine Differenzierung nach Regelzonen gibt. Auch zur Identifizierung von Anbietern innerhalb der eigenen Regelzone zur Besicherung der Technischen Einheiten ist die Veröffentlichung der Erbringungsregelzonen nicht zwingend erforderlich, denn diese Information lässt sich über den Kontakt mit den anderen Anbietern gewinnen.

3.13. Bereitstellung historischer Frequenzgänge

Die Beschlusskammer hat die Übertragungsnetzbetreiber zur Vorhaltung und Weitergabe historischer Frequenzgänge auf Anforderung interessierter Anbieter verpflichtet. Diese Daten sind für potenzielle Primärregelleistungsanbieter insbesondere für eine technische und wirtschaftliche Beurteilung im Vorfeld eines Markteintritts erforderlich. Die Beschlusskammer entspricht hiermit dem Wunsch vieler potenzieller Marktakteure wie z. B. dem VIK, der Evonik oder von Younicos, für die die Kenntnis historischer Frequenzgänge eine zentrale Größe für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines Markteintritts ist. Die Beschlusskammer kann durch die Aushändigung historischer Frequenzgänge an interessierte Anbieter auch keine Weitergabe schutzwürdiger Informationen an Unbefugte erkennen. Denn die Netzfrequenz ist prinzipiell an jedem Punkt des Netzes zu jeder Zeit die gleiche und kann z. B durch handelsübliche Multifunktionsmessgeräte jederzeit an herkömmlichen Steckdosen gemessen werden.

3.14. Umsetzungsfrist

Die Vorlaufzeit für die Umsetzung der Ausschreibungsmodalitäten zum 27.06.2011 ist erforderlich aber auch ausreichend, um den Marktbeteiligten die Möglichkeit zu geben, die entsprechenden Prozesse für das operative Geschäft anzupassen. Dies gilt auch im Hinblick auf die Anpassung der IT-Systeme der Übertragungsnetzbetreiber. Diesbezüglich ist zu berücksichtigen, dass die Eckdaten der Festlegung seit Veröffentlichung des Eckpunktepapiers am 15.11.2010 bekannt sind und nach den Erkenntnissen aus dem am 01.10.2010 mit den Marktparteien durchgeführten Workshop im Wesentlichen unstreitig sind, so dass sie bereits bei der Vorbereitung der Anpassung der IT-Systeme antizipiert

werden konnten. In anderen, vergleichbaren Fällen, werden gewöhnlich Umsetzungsfristen von zwei oder drei Monaten zugestanden. Der vorliegend zugestandene Umsetzungszeitraum bis zum 27.06.2011 liegt im Rahmen dieser Fristen und wird von der Beschlusskammer angesichts der vorstehenden Ausführungen als erreichbar angesehen.

3.15. Widerruf des Vorgängerbeschlusses BK6-06-065

Die vorliegende Festlegung ersetzt die Vorgaben aus dem Vorgängerbeschluss BK6-06-065. Mit dem Widerruf werden die dortigen Vorgaben zum Zeitpunkt des In-Kraft-Tretens dieser Festlegung zum 27.06.2011 außer Kraft gesetzt.

3.16. Widerrufsvorbehalt

Der Widerrufsvorbehalt dient dazu, bei sich ändernden tatsächlichen Verhältnissen, Fehlentwicklungen oder neuen Erkenntnissen reagieren zu können. Dies gilt Insbesondere für den Fall, dass zukünftig die wettbewerblichen Rahmenbedingungen einen Übergang zu einer täglichen Ausschreibung zulassen.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist beim Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs.1 EnWG).

Matthias Otte	Dr. Jochen Patt	Jens Lück
Vorsitzender	Beisitzer	Beisitzer