



OBERLANDESGERICHT DÜSSELDORF

BESCHLUSS

In der energiewirtschaftsrechtlichen Verwaltungssache

...

hat der 3. Kartellsenat des Oberlandesgerichts Düsseldorf durch den Vorsitzenden Richter am Oberlandesgericht L., den Richter am Oberlandesgericht Dr. E. und die Richterin am Oberlandesgericht A. auf die mündliche Verhandlung vom 21. Januar 2015

b e s c h l o s s e n :

Auf die Beschwerde der Betroffenen wird der Beschluss der Bundesnetzagentur vom 30.10.2012, BK8-12-019, aufgehoben.

Die Bundesnetzagentur trägt die Kosten des Beschwerdeverfahrens einschließlich der notwendigen Auslagen der Betroffenen. Die weiteren Beteiligten tragen ihre Kosten selbst.

Die Rechtsbeschwerde wird zugelassen.

Gründe

A.

Die Betroffene ist künftige Betreiberin des Gemeinschaftskraftwerks C., das im 1. Halbjahr 2015 den Regelbetrieb aufnehmen soll.

Das Kraftwerk ist ein modernes Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk mit einer elektrischen Nettoleistung von x MW. Als Mittellastkraftwerk dient es dazu, kurzzeitige Lasterhöhungen abzufedern und den Energiebedarf abzudecken, der über die Grundlast hinausgeht. Rund x % der Nettoleistung (x MW) wird bei Bedarf für Bahnstrom verwendet. Das Gas für das Kraftwerk wird über den Großhandelsmarkt beschafft. Das Kraftwerk weist hohe Laständerungsraten auf und ist deshalb für Redispatch-Maßnahmen besonders gut geeignet. Das Kraftwerk soll den Strom mit einer 110 KV-Freileitung über das Umspannwerk „x“ in das Netz einspeisen. Der Netzknoten liegt in einem Netzabschnitt des Übertragungsnetzes, in dem im Jahr 2011 etwa 400 Redispatch-Maßnahmen erfolgt waren. Die Betroffene geht davon aus, dass sie aufgrund des geplanten Offshore-Ausbaus in der Nordsee künftig vermehrt für Redispatch-Einsätze in Anspruch genommen werden wird. Sie hat mit dem für sie zuständigen Übertragungsnetzbetreiber bislang keine Verträge über Redispatch-Maßnahmen geschlossen.

Mit der Festlegung vom 30.10.2012, BK6-11-098 („BK6-Festlegung“) hat die Bundesnetzagentur Vorgaben „wegen der Standardisierung vertraglicher Rahmenbedin-

gungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen“ gemacht und geregelt, wie Redispatch-Maßnahmen durchzuführen, in welcher Reihenfolge Kraftwerke zu Redispatch-Einsätzen heranzuziehen sind („Merit Order“) und wie der Datenaustausch zu erfolgen hat.

In der Begründung der BK6-Festlegung (S. 53) nimmt die Bundesnetzagentur zu der für den Intraday-Handel relevanten Frage einer jederzeitigen Wirkleistungsanpassung Stellung:

„...Der u. a. in der Stellungnahme von EnBW, E.ON und des VGB geforderten Zulässigkeit einer jederzeitigen, insbesondere auch während eines anstehenden Eingriffs zur Wirkleistungsanpassung möglichen Aktualisierung der Einspeisezeitreihen durch die Anlagenbetreiber kann sich die Beschlusskammer nicht anschließen, auch wenn dies - wie vorgetragen - bereits heute von einem Übertragungsnetzbetreiber zugelassen wird. Denn es besteht die Gefahr, dass die Aktualisierung der Einspeisezeitreihe während einer Maßnahme zu Lasten des Übertragungsnetzbetreibers erfolgt und eine Anweisung zur Wirkleistungsanpassung unterlaufen wird. Die Möglichkeit, eine Anpassungsmaßnahme zu unterlaufen, besteht z. B. dadurch, dass bei einem Kraftwerk, welches aufgrund einer Anweisung zur Anpassung der Wirkleistungserzeugung von Minimal- auf Maximalleistung hochgefahren wurde, das Leistungsincrement vom Betreiber als marktgetriebene Stromproduktion umdeklariert und zur Erhaltung des energetischen Gleichgewichtes seines Bilanzkreises die Leistung eines anderen Kraftwerks in gleicher Höhe reduziert würde. Liegt das eingesenkte Kraftwerk auf der gleichen Seite des Engpasses, würde die Maßnahme zur Wirkleistungsanpassung in ihrer Wirkung reduziert oder sogar aufgehoben. Das durch die Maßnahme angestrebte Ziel würde dadurch konterkariert...“

Mit der weiteren, hier streitgegenständlichen Festlegung vom 30.10.2012, BK8-12-019 („Festlegung“) hat die Bundesnetzagentur eine „Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatch-Maßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung“ erlassen.

Hintergrund der beiden Festlegungen ist die Zunahme sog. Redispatch-Maßnahmen, u. a. weil im März 2011 acht Kernkraftwerken außer Betrieb genommen worden waren und zunehmend Strom aus erneuerbaren Energien in das Netz eingespeist wird, mit der der Netzausbau nicht Schritt hält. Bei Redispatch-Maßnahmen handelt es sich um physikalische Eingriffe in die Fahrweise von Kraftwerken, die notwendig werden, wenn die strom- oder spannungsbedingte Überlastung eines Netzelements die Netzsicherheit gefährdet. Beim strombedingten Redispatch wird einer Überlastung eines Netzelementes dadurch entgegengewirkt, dass ein Kraftwerk auf der Seite mit dem Erzeugungsüberschuss seine Einspeisung reduziert und ein Kraftwerk hinter dem Engpass seine Einspeisung entsprechend erhöht. Dadurch nimmt der Stromfluss (Stromstärke) auf dem betroffenen Netzelement ab. Beim spannungsbedingten Redispatch wird die Wirkleistungseinspeisung von einem oder mehreren Kraftwerken reduziert oder erhöht, um den Einsatz von Blindleistung aus Kraftwerken zur Spannungsstabilisierung in ausreichender Menge zu gewährleisten. In der Vergangenheit erfolgten Redispatch-Maßnahmen nur aufgrund freiwilliger Vereinbarungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Kraftwerksbetreibern.

Tenorziffer 1 der streitgegenständlichen Vergütungs-Festlegung bestimmt, dass Betreiber von Anlagen zur Speicherung oder zur Erzeugung von elektrischer Energie bei Verträgen über Redispatch-Maßnahmen nach Maßgabe der BK6-Festlegung eine angemessene Vergütungsregelung nach bestimmten Kriterien zu vereinbaren haben.

Tenorziffer 2 sieht vor, dass Übertragungsnetzbetreiber als angemessene Vergütung für hochfahrende Erzeugungsanlagen die durch die Redispatch-Maßnahme tatsächlich verursachten, zusätzlich entstehenden Aufwendungen zu vergüten haben (Aufwandsersatz). Bei absenkenden Erzeugungsanlagen haben die Anlagenbetreiber dem Übertragungsnetzbetreiber die durch die Redispatch-Maßnahme ersparten Aufwendungen zu erstatten. Die Festlegung geht davon aus, dass Marktprämien, Gewinnzuschläge und Opportunitäten nicht zu vergüten seien.

Betreffen Maßnahmen jährlich nicht mehr als 0,9% der Einspeisemengen des Vorjahres einer Erzeugungsanlage, sollen die entstehenden Grenzkosten bis zu dieser Bagatellgrenze nach Tenorziffer 3 pauschal anhand von EPEX-Spot-Preisen vergütet

werden. Die Vergütung für Redispatch-Einsätze wird hierbei durch den niedrigsten stündlichen Preis bestimmt, zu dem die betroffene Erzeugungsanlage im Kalendermonat vor dem Einsatzzeitpunkt im Normalbetrieb eingespeist hat. Der Preis wird mit der Redispatch-bedingten Einspeisemenge multipliziert. Im Falle des Herunterfahrens der Anlage ist als zu erstattende Grenzkosten-Ersparnis ebenfalls auf den entsprechenden Stunden-EPEX-Spot-Preis abzustellen. In Zusammenhang mit dem Redispatch stehende An- oder Abfahrkosten einer Erzeugungsanlage werden erstattet. Sollte eine Anlage im Kalendermonat vor der Redispatch-Maßnahme nicht im Normalbetrieb eingespeist haben, wird die angemessene Vergütung anhand vergleichbarer Erzeugungsanlagendaten der letzten zwölf Vormonate berechnet.

Es sei im Sinne einer einfachen und handhabbaren Regelung sachgerecht, für Bagatteleinsätze sich an Börsenpreisen zu orientieren. Die Bundesnetzagentur verweist in der Begründung der Festlegung darauf, dass eine Erzeugungsanlage im Normalbetrieb nur dann Energie an der Börse anbieten werde, wenn mindestens die Grenzkosten gedeckt seien. Als „Normalbetrieb“ seien solche Zeiten nicht zu berücksichtigen, bei denen eine Erzeugungsanlagen Regelleistung vorhalte oder erbringe, eine Anlage in Mindestlast gefahren werde, um Ab- und Anfahrvorgänge zu vermeiden, ein Einsatz im Probetrieb erfolge oder eine KWK-Anlage zeitweise ausschließlich wärmegeführt werde. In allen anderen Fällen sei davon auszugehen, dass eine Erzeugungsanlage nur dann einspeise, wenn deren Grenzkosten unter dem Börsenpreis lägen. So dürften etwa marktbeherrschende Erzeugungsunternehmen nur einen „im Geld befindlichen“ Kraftwerkseinsatz planen. Überschreitet das Einspeisevolumen die Bagatellgrenze, soll nur für den oberhalb der Bagatellgrenze liegenden Anteil eine individuelle Erstattung möglich sein.

Tenorziffer 4 normiert, dass der Übertragungsnetzbetreiber in „begründeten Ausnahmefällen“ dem Anlagenbetreiber anstelle der Bagatellvergütung einen individuellen Aufwandsersatz gewähren könne und die Beschlusskammer unverzüglich zu informieren habe. Den Anlagenbetreiber wählen zu lassen, ob er pauschal oder individuell abrechnen möchte, widerspreche dem Vereinfachungsgedanken der Bagatellregelung. Anhand der Ausnahmeregelung könne etwa abgerechnet werden, wenn ein Pumpspeicherkraftwerk oder Wasserkraftwerk eine Redispatch-Leistung erbringe, belastbare Daten des letzten Kalendermonats nicht vorlägen, der Übertragungs-

netzbetreiber die Grenzkosten nicht schätzen könne oder die Bagatellregelung erkennbar zu unplausiblen Ergebnissen führe.

Tenziffer 5 sieht ein Leistungsentgelt vor, wenn Redispatch-Maßnahmen einer Erzeugungsanlage mehr als 10% der Einspeisemengen des Vorjahres betragen. In diesen Fällen könne der Übertragungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der Beschlusskammer einen Leistungsanteil vergüten. Erzeugungsanlagen, die im Vorjahr nicht eingespeist haben, erhalten kein Leistungsentgelt (Satz 2 der Tenziffer 5).

Tenziffer 6 überträgt die Abrechnungsmodalitäten auf Redispatch-Verträge über die spannungsbedingte Anpassung einer Wirkleistungseinspeisung (Spannungshaltung).

Tenziffer 7 regelt, um abrechnen zu können, bestimmte Vorlage-, Nachweis- und Informationspflichten der Anlagenbetreiber gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber.

Die Tenziffern 8 – 10 legen fest, dass die Bestimmungen zum 17.12.2012 in Kraft treten, bestehende Vereinbarungen bis Ende 2013 fortgeführt werden können und ein Widerruf der Festlegung vorbehalten bleibt.

In der Begründung der Festlegung (S. 18 f.) äußert die Bundesnetzagentur sich zur Haftung der Übertragungsnetzbetreiber. Bei Schäden, die während einer Redispatch-Maßnahme oder spannungsbedingten Anpassung aufträten und die auch im normalen Betrieb der Anlage hätten auftreten können, sei davon auszugehen, dass kein kausaler Zusammenhang zwischen dem Schaden und der Redispatch-Maßnahme existiere. Der Übertragungsnetzbetreiber müsse für diese Schäden nicht haften.

Die Bundesnetzagentur erläutert in der Festlegung, dass die angemessene Vergütung anhand der entstehenden Aufwendungen zu berechnen sei. Da bei Redispatch-Maßnahmen, anders als etwa bei der Regelleistung, kein funktionierender Markt existiere und durch den Redispatch-Eingriff keinesfalls zusätzliche Gewinne erwirtschaftet werden dürften, sei nur ein Aufwandsersatz zu gewähren. Andernfalls drohten systemdestabilisierende Anreize, etwa durch einen gezielt leitungsbelastenden

Kraftwerkseinsatz, und Wettbewerbsverzerrungen, wenn durch Netzengpässe Gewinne erzielt werden könnten. Es sollten daher nur die zusätzlichen Aufwendungen eines Redispatch-Einsatzes erstattet werden, nicht hingegen Marktprämien, Opportunitäten oder Gewinnzuschläge. Es seien im Übrigen die Angemessenheitsrestriktionen der Netzentgeltbetrachtung und die Kalkulationsmaßstäbe der StromNEV heranzuziehen, die für eine angemessene Vergütung auch auf eine Erstattung der Aufwendungen abstellten. So würden nach § 5 StromNEV die Aufwendungen mit den erstattungsfähigen und über Netzentgelte refinanzierbaren Kosten gleichgesetzt.

Es seien daher die Aufwendungen für zusätzliche Brennstoffkosten, zusätzliche An- und Abfahrvorgänge, Hilfs- und Einsatzstoffe, CO₂-Emissionsrechte, einsatzabhängige Instandhaltungen, einen erhöhten Wartungsaufwand und für verkürzte Revisionszyklen ersatzfähig. Die Verschiebung einer Revision beruhe im Regelfall hingegen nicht auf einem nur kurzfristig auftretenden und wenige Stunden andauernden Redispatch-Einsatz. Die Aufwendungen seien anhand eines „belastbaren Nachweises“ auf der Basis der Anschaffungswerte aus der Finanzbuchhaltung des letzten Quartals zu ermitteln. Eine Abrechnung anhand von Großhandelspreisen der Rohstoffbörsen könne hingegen zu Verzerrungen führen, etwa weil Gaskraftwerke teils langfristige Gaslieferverträge abgeschlossen hätten, deren Konditionen von den Großhandelspreisen abwichen. Großhandelspreise könnten daher zu deutlichen Über- oder Unterdeckungen führen. Beschafften Erzeuger den Brennstoff jedoch über den Großhandelsmarkt, seien auch diese tatsächlichen Aufwendungen zu vergüten.

Nicht berücksichtigungsfähig seien hingegen Fixkosten, weil Redispatch diese Kosten nicht beeinflusse. Erst wenn der strombedingte Redispatch keinen Ausnahmefall mehr darstelle, könnten Leistungspreisbestandteile anteilig vergütet werden. Ein derart erheblicher Einsatz, bei dem Redispatch zum üblichen Betrieb einer Erzeugungsanlage gehöre, liege vor, wenn Redispatch mehr als 10% der Erzeugungsleistung ausmache.

Auch seien Opportunitäten, Marktprämien oder Schattenpreise nicht zu erstatten, weil dies zu Wettbewerbsverzerrungen und Fehlanreizen führe. Hierzu zählten auch gegebenenfalls erwartete vermiedene Netzentgelte. Flexibilitätseinbußen, die fehlen-

de Möglichkeit, am Intraday-Markt teilzunehmen, seien ebenfalls nicht vergütungsfähig. Im Redispatch-Fall könnten die Anlagenbetreiber nicht frei agieren, sondern müssten sich Netzrestriktionen stellen. Der Intraday-Markt sei lediglich ein Optimierungsmarkt, bei dem überflüssiger Strom gehandelt und kurzfristig Abweichungen von Verbrauchsprognosen ausgeglichen und so Kosten für Ausgleichs- und Regelenergie reduziert werden sollten, wenn der Übertragungsnetzbetreiber diesem nicht widerspreche. Außerdem seien besondere Abstimmungs- oder zumindest Meldeprozesse gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern zu beachten. Darüber hinaus sei nicht dargelegt worden, ob, auf welche Weise und in welcher Höhe Flexibilitätseinbußen berechnet werden könnten.

Diese Grundsätze sollen im Falle der Absenkung einer Einspeisung sinngemäß gelten, so dass die durch das Absenken ersparten Aufwendungen dem Übertragungsnetzbetreiber zu erstatten seien.

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die Vergütungsregelung auch Stromspeicher-Betreiber verpflichte. Die Behörde unterscheidet die Eingriffsbetriebszustände

1. Entleeren eines Speichers: Erhöhung der Einspeiseleistung
2. Entleeren eines Speichers: Reduzierung der Einspeiseleistung
3. Befüllung eines Speichers: Erhöhung der Abnahmelast
4. Befüllung eines Speichers: Reduzierung der Abnahmelast.

Werde die Einspeiseleistung Redispatch-bedingt erhöht, könnten zusätzlich angefallene Aufwendungen berücksichtigt werden, etwa für den Energiebezug oder gezahlte Netzentgelte. Schattenpreise, fiktive Preise, die möglicherweise zu einem anderen Zeitpunkt hätten erzielt werden können, sollen hingegen nicht berücksichtigungsfähig sein.

Werde die Einspeiseleistung reduziert, habe der Anlagenbetreiber dem Übertragungsnetzbetreiber seine ersparten Aufwendungen zu erstatten (z.B. Aufwendungen für den Energiebezug - Strompreis, Netzentgelte). Werde die Abnahmelast erhöht, der Speicher gefüllt, entspreche dies in der Wirkung der Reduzierung einer Einspei-

seleistung und sei entsprechend abzurechnen. Hingegen finde die Festlegung keine Anwendung auf die Reduzierung der Abnahmelast, weil dies der Möglichkeit zur Abschaltung von Lasten entspreche und die Vergütung abschaltbarer Lasten nicht Gegenstand der Festlegung sei.

Das Bundeskartellamt hat in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur ein Kartellverfahren nach Art. 101 AEUV, § 32 GWB gegen die F. GmbH, die H. GmbH und den Übertragungsnetzbetreiber X. wegen zweier Verträge, die auf Tenorziffer 5 der Festlegung gestützt worden waren („J.-Verträge“), eingeleitet. Der Übertragungsnetzbetreiber hatte mit den beiden Unternehmen am 26.04.2013 jeweils Verträge mit einer Laufzeit vom 01.04.2013 bis zum 31.03.2016 geschlossen, in denen das Leistungsentgelt nach Tenorziffer 5 der Festlegung konkretisiert worden war. Das Bundeskartellamt beanstandet die Ausgestaltung der Verträge, weil sich das Leistungsentgelt nach dem Anteil der Redispatch-Erzeugung an der Gesamterzeugung bemesse. Die Fixkosten sollen nach den Verträgen pauschaliert in Anlehnung an die StromNEV abgerechnet werden. Darüber hinaus wird ein Arbeitspreis gezahlt. Das Bundeskartellamt ist der Auffassung, dass die Vertragsgestaltung einen Anreiz schaffe, die Stromerzeugung der Kraftwerke einzuschränken, weil die Redispatch-Vergütung umso höher ausfalle, je weniger die Kraftwerke auf dem „regulären Markt“ eingesetzt werden.

Die Betroffene wendet sich gegen die Festlegung.

Die Bundesnetzagentur habe ihr Aufgreifermessen fehlerhaft ausgeübt, weil sie die durch Countertrading entstandenen Kosten berücksichtigt habe, obwohl Countertrading und Redispatch zwei verschiedene Maßnahmen seien.

Die Festlegung überschreite die Grenzen der Ermächtigung in § 13 Abs. 1a EnWG, weil sie nicht nur Vergütungskriterien bestimme, sondern eine vollständige Berechnungsformel vorgebe. Kriterien zu normieren, wäre ausreichend gewesen, weil auftretenden strukturellen Störungen der Vertragsparität mit zivilrechtlichen General Klauseln (z.B. §§ 138, 242 BGB) hätte begegnet werden können.

„Angemessene Vergütung“ i.S.d. § 13 Abs. 1a EnWG sei mehr als bloßer Aufwendersatz. Hierfür sprächen Wortlaut, Gesetzeshistorie, Systematik sowie Sinn und Zweck. Eine marktbezogene Maßnahme wie das Redispatch sei marktbezogen zu vergüten. Eine angemessene Vergütung enthalte auch einen Gewinn (vgl. auch § 7 StromNEV - kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung). Redispatch-Betroffene erbrächten ein Sonderopfer gegenüber anderen Stromerzeugern, etwa wenn in Fällen eines Netzenspasses nach § 11 Abs. 1 EEG 2012 bzw. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG in die Fahrweise eingegriffen werde, die Betreiber in den dort genannten Fällen 95% der entgangenen Einnahmen und sogar 100% erhielten, wenn die entgangenen Einnahmen mehr als 1% der Einnahmen eines Jahres ausmachten (vgl. § 12 EEG 2012). Auch die Beschaffung von Regelenergie, die ebenfalls netzstützende Wirkung habe, werde ausgeschrieben und marktgerecht vergütet. Auch für ab- und zuschaltbare Lasten werde ein Entgelt gewährt (§ 18 Abs. 1 AbLaV).

Zu Unrecht berücksichtige die Vergütungsberechnung nicht verschiedene Erlöse und Kosten:

- Kosten für Wärmeersatzbeschaffung bei KWK-Anlagen
Da KWK-Anlagen Wärme deutlich kostengünstiger als Heizkessel-Anlagen produzierten, entstünden erhöhte, bis zum Faktor x höhere Kosten, wenn aufgrund einer Redispatch-Maßnahme Fernwärme nicht verfügbar sei und eine Ersatzanlage die Wärme produzieren müsse.
- Strombezug von Dritten bei Absenkung auf null - Bahnstrom
Wenn das Kraftwerk aufgrund einer Redispatch-Maßnahme die Leistung auf null reduzieren müsse, müsse der Bahnstrom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen werden, wodurch Mehrkosten entstünden (Netzentgelte, EEG-Umlage u. ä.).
- Zinsnachteil aus der zeitverzögerten Auszahlung von KWK-Zulagen nach Einspeiseabsenkung
Es entstehe ein Barwertverlust, weil bei der Absenkung einer Anlage aufgrund einer Redispatch-Maßnahme keine KWK-Zulage gezahlt werde. Dieser ent-

gangene KWK-Anteil der Gesamt-Anlagen-KWK-Zulage werde dann erst zeitverzögert genutzt und damit erst später gewährt.

- Entgangene Erlöse aus vermiedenen Netzentgelte

Auch die teils ganz erheblichen entgangenen Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten seien zu ersetzen. Werde aufgrund einer Redispatch-Maßnahme ein durchgängiges Leistungsband der Netzeinspeisung unterbrochen, entstehe eine Bezugsspitze aus der vorgelagerten Netzebene. Die maximale Bezugslast im Jahreszeitraum entspreche nun der höheren Bezugslast während der Redispatch-Maßnahme, so dass sich dadurch die Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten, die am Jahresende berechnet würden, erheblich reduzieren könnten (vgl. § 18 Abs. 2 S. 2 und 4 StromNEV). So könne die Reduzierung der Einspeiseleistung der Anlage um 100 MW für eine Stunde im Kalenderjahr (bei hoher Netzlast) zu einer Erlöseinbuße von etwa x € führen, die Festlegung gewähre aber nur eine Kompensation von x € (Berechnung Bl. 86 GA).

- Gemeinkosten – Dienstleistungen

Außerdem müssten Gemeinkosten berücksichtigt werden, die in Zusammenhang mit der Redispatch-Maßnahme stünden, wie Personalkosten für die Einrichtung einer Rund-um-die-Uhr-Kontaktstelle oder die Kosten für die Anpassung der IT-Struktur.

- Take-or-pay-Verträge

Außerdem fielen Brennstoffkosten teilweise unabhängig von der vereinbarten Menge an (Take-or-Pay-Brennstoff-Lieferverträge). Werde in diesen Fällen die Erzeugung abgesenkt, würden keine Kosten erspart, sondern die nicht verwandte Brennstoffmenge müsse zu einem späteren Zeitpunkt für geringere Erlöse zur Stromerzeugung eingesetzt werden oder könne überhaupt nicht genutzt werden. Müsse die Erzeugungsleistung aufgrund einer Redispatch-Maßnahme erhöht werden, stünde der zusätzliche verbrauchte Brennstoff zu einem späteren Zeitpunkt nicht für die Erwirtschaftung höherer Erlöse zur Verfügung.

- Verschiebung von Revisionen

Da Revisionen externe Firmen durchführten, seien die Arbeiten zeitlich nicht beliebig disponibel. Es könne daher sein, dass eine Anlage bis zu einem Revisionsstermin nur eingeschränkt oder gar nicht betrieben werden könne.

- Intraday-Handel

Es seien ferner Opportunitätskosten sowie Flexibilitätseinbußen, insbesondere entgangenen Gewinnchancen am Intraday-Markt, zu berücksichtigen. Der Intraday-Handel sei kein bloßer Optimierungsmarkt, sondern inzwischen wesentlicher, immer wichtiger werdender Bestandteil des Strommarktes. Die entgangenen Gewinnmöglichkeiten seien auch bezifferbar. So hätten sich etwa die Erlöse beispielhaft für ein Kraftwerk mit Grenzkosten von x €/MWh und unter Berücksichtigung der Intraday-Preise für die Woche vom x um x % erhöht (Schriftsatz vom 23.12.2014, S. 5 ff.).

Die Bagatellregelung nach Tenorziffer 3 der Festlegung sei rechtswidrig und vereinfache nicht. Es sei ein unverhältnismäßiger Aufwand, bei Überschreiten der Bagatellgrenze die Vergütung zweigeteilt abzurechnen (bis 0,9 % nach Bagatellregelung, ab dann individuell). Ob die 0,9%-Schwelle überschritten werde, stehe auch erst am Ende eines Kalenderjahres fest. Dann könnten aber auch die Grenzkosten für das abgelaufene Jahr berechnet werden und individuell abgerechnet werden. Die Informationspflichten nach Tenorziffer 7 b) seien insoweit unverhältnismäßig. Der Begriff „Normalbetrieb“ sei nicht definiert und unklar. Regelmäßig würden freie Leistungsscheiben von Kraftwerken als Regelernergie vermarktet werden, so dass der „Normalfall“ nur selten gegeben sei. Anlagenbetreiber planten die Stromerzeugung auf der Basis von Prognosen für den EPEX-Spotmarkt, die jedoch fehlerhaft sein und „Ausreißer“ nicht prognostiziert werden könnten. Käme es entgegen der Planung etwa zu negativen Strompreisen, würden auf dieser Basis dann die Grenzkosten fehlerhaft berechnet werden. Es sei auch nicht sachgerecht, auf den niedrigsten Preis des Vormonats abzustellen, weil die Grenzkosten erheblich schwankten und die Preise für Primärenergie sehr volatil seien. Auch entstünden gegebenenfalls erhöhte Kosten für Gas-Netznutzungsentgelte. So richteten sich die Kosten für die Leistungskomponente bei einem Gasbezug nach der Bezugsspitze in einem bestimmten Zeitraum. Bei einer hohen Leistungsabforderung durch Redispatch könne eine neue Gasbezugsspitze entstehen, die nicht von der Bagatellregelung erfasst werde.

Tenziffer 5 S. 2 verstoße gegen den Gleichheitssatz nach Art. 3 Abs. 1 GG, weil Erzeugungsanlagen, die im Vorjahr nicht eingespeist hätten, kein Leistungsentgelt erhielten. Dies benachteilige Anlagen, die wie die der Betroffenen, neu in Betrieb genommen würden. Es sei auch sachgerecht, eine Leistungsvergütung nach der StromNEV unabhängig vom Umfang der Redispatch-Erzeugung zu gewähren, weil nur einsatzbereite und funktionsfähige Kraftwerke zum Redispatch genutzt werden könnten.

Aus den genannten Gründen sei auch eine entsprechende Anwendung (Tenorziffer 6 des Tenors) für spannungsbedingte Anpassungen rechtswidrig. Die in der Begründung der Festlegung erwähnte Haftungsverteilung stehe in keinem Zusammenhang mit der Frage der Vergütung, so dass sie nicht auf § 13 Abs. 1a S. 3 EnWG gestützt werden könne. Es sei fraglich, ob es sich überhaupt um eine Regelung handle. Darüber hinaus sei die Bestimmung unverhältnismäßig, weil das Haftungsrisiko der Anlagenbetreiber stark erhöht werde.

Die Betroffene beantragt,

den Beschluss der Bundesnetzagentur vom 30.10.2012 (BK8-12-019) aufzuheben,

hilfsweise den Beschluss der Bundesnetzagentur vom 30.10.2012 (BK8-12-019) aufzuheben und die Bundesnetzagentur analog § 113 Abs. 5 S. 2 VwGO zur Neubescheidung unter Beachtung der Rechtsauffassung des Gerichts zu verpflichten.

Die Bundesnetzagentur beantragt,

die Beschwerde zurückzuweisen.

Sie verweist auf die Gründe ihres Beschlusses und erläutert, dass sie ihr Aufgreifermessen sachgerecht ausgeübt habe. Einige Kraftwerksbetreiber hätten nur unzureichend oder gar nicht an Redispatch-Maßnahmen mitwirken oder nur zu unangemes-

senen Konditionen kontrahieren wollen. Es sei daher nicht mehr vertretbar gewesen, die bisherige Praxis freiwilliger Redispatch-Vereinbarungen fortzusetzen. Bei der Abwägung, ob eine Festlegung geboten sei, sei der Umfang der Countertrading-Maßnahmen zu berücksichtigen, die ebenfalls der Engpassbeseitigung dienten. Die Kraftwerksbetreiber hätten ausreichend Gelegenheit gehabt und dies auch genutzt, sich im Konsultationsverfahren zu äußern, etwa zur Frage der Abrechnung anhand der Grenzkosten. Die Vergütungskriterien könnten durch eine Festlegung bestimmt werden. Sie seien nicht so tiefgreifend, dass dies der Verordnungsgeber hätte regeln müssen.

Der Bundesnetzagentur stehe ein weiter Ermessensspielraum zu, wie sie die Festlegung und die „angemessene Vergütung“ ausgestalte. „Vergütung“ beschreibe eine Gegenleistung in Geld, ohne dass zwingend weitere Kostenbestandteile zu berücksichtigen seien. § 13 Abs. 1a EnWG sei auch nicht mit Vergütungsvorschriften anderer Rechtsbereiche vergleichbar, weil bei einem Redispatch nur geringfügige, notfallbedingte Anpassungen erfolgten.

§ 13 Abs. 1b S. 1 EnWG und § 6 Abs. 1 ResKV verdeutlichten, dass mit „angemessener Vergütung“ „notwendige Auslagen“ im Sinne eines Aufwendungsersatzes zu verstehen und Opportunitäten nicht zu erstatten seien. Dass Redispatch marktbezogen sei, bedeute nicht, dass Eingriffe auch marktbezogen zu vergüten seien. Aufgrund des netztopologischen lokalen Charakters bestehe – anders als etwa bei der Regelenenergiebeschaffung - kein Markt für Redispatch-Kapazitäten. Es sei daher auch sachgerecht, die Kalkulationsmaßstäbe der StromNEV anzuwenden.

Opportunitätskosten und Flexibilitätseinbußen seien nicht zu erstatten. Anlagenbetreiber würden wirtschaftlich so gestellt, als hätte die Redispatch-Maßnahme nicht stattgefunden. Sie könnten im Redispatch-Fall aufgrund des Netzengpasses nicht mehr frei agieren, untertägige Vermarktungsmöglichkeiten seien von vornherein eingeschränkt, weil Übertragungsnetzbetreiber kurzfristige Fahrplanänderungen aufgrund der Gefährdungssituation ablehnten. Der wirtschaftliche Erfolg der Vortagesvermarktung komme den Kraftwerksbetreiber hingegen zugute und könne auf Basis eines Day-Ahead-Fahrplans kostenneutral abgewickelt werden. Es bestehe ein Anreiz, die Anlage am Vortag auszulasten und nicht etwa durch eine bewusste Kapazi-

tätzurückhaltung strategische Vermarktungspotentiale für den Intraday-Markt zu vergrößern. Haupthandelsplatz seien die Termin- und Spotmärkte, hingegen diene der Intraday-Handel (8% Handelsvolumens des Day-Ahead-Marktes) vorrangig dem kurzfristigen Ausgleich zur untertägigen Optimierung. Opportunitäten, Gewinnzuschläge oder Schattenpreise einzubeziehen, setze Anreize für einen destabilisierenden Kraftwerkseinsatz und beeinträchtige so die Systemsicherheit und Planbarkeit. Es sei nicht unangemessen, die Anlagenbetreiber am wirtschaftlichen Erfolg der längerfristigen Vermarktung festzuhalten, weil für die Netzstabilität nicht allein die Netzbetreiber verantwortlich seien. Opportunitätskosten und Flexibilitätseinbußen seien nicht bezifferbar. Rechne man auf der Basis von Wiederbeschaffungswerten ab, beziehe man fiktive Kostenpositionen ein und berücksichtige nicht langfristige Lieferverträge, etwa bei Gaskraftwerken, oder die Eigenarten des Betriebs von Braunkohlekraftwerken, die den Brennstoff nicht am Weltmarkt beschafften. Entgangene Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten würden erstattet, wenn sie bei hypothetischer Durchführung des Day-Ahead-Fahrplans angefallen wären, nicht aber die in Zusammenhang mit dem Intraday-Handel entgangenen Erlöse.

Anhand der Bagatellregelung könnten die Grenzkosten einfach und sachgerecht ermittelt werden. Der niedrigste Preis, zu dem die Anlage im abgeschlossenen Kalendermonat vor der Redispatch-Maßnahme freiwillig und marktgetrieben im Rahmen des Normalbetriebs eingespeist habe, entspreche in der Regel ihren Grenzkosten. Kleinere Abweichungen seien möglich, aber im Hinblick auf die pauschalierte Bagatellregelung hinzunehmen. Außerdem könne in Ausnahmefällen, etwa für Pumpspeicherkraftwerke, alternativ individuell abgerechnet werden. Der Schwellenwert von „0,9%“ sei nicht willkürlich (Wertung des § 12 Abs. 1 EEG 2012).

Fixkosten seien nicht zu erstatten, weil diese unabhängig vom Einsatz der Erzeugungsanlagen anfielen. Erst wenn Redispatch-Einspeisungen 10% der Gesamtnetzeinspeisung des Vorjahres ausmachten, sei es angemessen, Fixkosten zu berücksichtigen und ein Leistungsentgelt zu gewähren. Habe eine Anlage im Vorjahr allerdings nicht eingespeist, fehle ein Bezugspunkt für die Einspeisemenge, so dass in diesen Fällen kein Leistungsentgelt angesetzt werden könne. Ein Leistungsbestimmungsrecht stehe dem Übertragungsnetzbetreiber nicht zu, weil die Festlegung klare Vorgaben („Überschreiten der 10%-Schwelle“) mache. Der Übertragungsnetzbetrei-

ber könne auch nicht frei entscheiden, sondern habe sich mit der Bundesnetzagentur abzustimmen. Ein Leistungsentgelt sei keine verbotene Beihilfe, weil der Leistung eine Gegenleistung gegenüberstehe und diese nicht aus staatlichen Mitteln gewährt werde. Es liege auch keine Wettbewerbsverfälschung vor, weil die Anlagenbetreiber so gestellt werden, wie sie ohne Anweisung gestanden hätten. Auch verstoße Ziffer 5 nicht gegen Art. 6 StromhandelZVO, weil die Vergütungsregelung nicht zu Wettbewerbsverzerrungen führe.

Die in der Festlegung angeordneten Informations- und Vorlagepflichten seien notwendig, um Redispatch-Maßnahmen abrechnen zu können, und von der Ermächtigung gedeckt („Methodik“), jedenfalls als Annex zulässig. Eine Sonderregelung für Pumpspeicherkraftwerke sei nicht erforderlich und deren Notwendigkeit auch nicht dargelegt. Klarstellend erfasse die Festlegung auch die Reduzierung der Abnahmelast durch einen Speicher.

Die in der Begründung der Festlegung erwähnte Haftungserleichterung für Übertragungsnetzbetreiber sei ohne rechtliche Bedeutung. Die Formulierung erwachse nicht in materieller Bestandskraft.

Das Bundeskartellamt hält das gewählte Abrechnungssystem anhand der geringsten variablen Kosten (Ersatz der variablen Kosten, Merit Order) im Grundsatz für volkswirtschaftlich sachgerecht, weil so Anreize zur gezielten Herbeiführung von Netzengpässen vermieden würden.

Die 10%-Schwelle für die Gewährung eines Leistungsanteils sei hingegen bedenklich, setze Fehlanreize und könne die Gefahr von Marktverwerfungen begründen. Das Redispatch-Leistungsentgelt dürfe keine Alternativlösung für die Reservekraftwerksverordnung sein. Es könne zu Überschneidungen kommen, weil betroffene Anlagen mit derart hohen Redispatch-Anteilen regelmäßig auch „systemrelevant“ seien. Das Bundeskartellamt geht davon, dass mehrere Kraftwerke die 10%-Schwelle überschreiten werden. So hätten bereits im Zeitraum vom 01.01.2014 bis 31.05.2014 bundesweit neun Kraftwerke mehr als 10% der Einspeisemengen des Vorjahres erreicht.

Die Tenorziffer 5 stelle eine notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung für einen Zahlungsanspruch dar. Soweit in den sog. „J.-Verträgen“ das Leistungsentgelt konkretisiert worden sei, beschränke diese Vereinbarung die Stromerzeugung und sei daher kartellrechtlich unzulässig. Redispatch-Zahlungen an die Kraftwerksbetreiber fielen umso höher aus, je weniger eine Anlage auf dem regulären Erzeugungsmarkt eingesetzt werde. Dass die Kraftwerke nach den Verträgen „marktgetrieben“ einzusetzen seien, genüge nicht, diesen Anreiz zu vermeiden. Auch könne die 10%-Schwelle schon dadurch überschritten werden, dass die Gesamteinspeisemenge eines Kraftwerks im Vorjahr besonders niedrig gewesen sei. Kraftwerksbetreiber könnten versuchen, die Produktion bewusst zu drosseln, um den Schwellenwert zu erreichen. Auch dadurch, dass die Anweisung an alle an einem Netzknoten angeschlossenen Kraftwerksblöcke eines Betreibers erfolge, die 10%-Schwelle aber auf den einzelnen Kraftwerksblock abstelle, könne durch eine geschickte Verteilung der Redispatch-Einsätze auf einzelne Kraftwerksblöcke ein möglichst hoher Zahlungsanspruch generiert werden. Es sei nicht nachvollziehbar, die Zahlungshöhe an den Umfang der regulären Stromerzeugung zu koppeln, geschweige – wie in den „J.-Verträgen“ – umgekehrt proportional. Die Anwendung der StromNEV dürfe nicht dazu führen, dass im Ergebnis eine Abrechnung über Tenorziffer 5 der Festlegung gegenüber den Bestimmungen der Reservekraftwerksverordnung vorzugswürdig sei oder ein Auffangnetz im Sinne eines Kapazitätsmechanismus geschaffen werde. Auch im Hinblick auf die Merit Order sei die 10%-Schwelle bedenklich, weil dann nicht zwingend das Kraftwerk mit den geringsten variablen Kosten für den Redispatch eingesetzt werde.

Es seien andere Vergütungsregeln denkbar, die die reguläre Stromerzeugung kartellrechtskonform nicht einschränkten. Sofern überhaupt eine Schwelle vorgesehen werden sollte, könnte dies etwa durch eine Anknüpfung an die Anzahl der Redispatch-Einsätze oder das Redispatch-Volumen (z.B. Volllaststunden) erfolgen. Auch ein bestimmter Zusatzbetrag pro Redispatch-Einsatz oder ein Pauschalbetrag für die Leistungsvorhaltung sei denkbar.

Die Beteiligte zu 2 weist darauf hin, dass die Festlegung bereits deswegen aufzuheben sei, weil die BK6-Festlegung rechtswidrig sei und die hier streitgegenständliche Festlegung darauf aufbaue. „Angemessene Vergütung“ bedeute ein Entgelt (§ 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB a.F., § 19 Abs. 2 Nr. 4 GWB n.F.). Es sei auf ein Vergleichsmarktkonzept auf der Basis eines Wettbewerbsmarktes abzustellen. Es seien auch Opportunitäten, Fixkosten anteilig zu vergüten und Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten zu berücksichtigen. Die Opportunitätskosten seien auch bezifferbar. Die Bagatellregelung sei rechtswidrig und es sei unangemessen, die Vergütung anhand der Grenzkosten zu berechnen. Im Übrigen gestehe die Festlegung einem Übertragungsnetzbetreiber zu Unrecht ein Entgeltbestimmungsrecht zu, ob die Ausnahmeregelung angewandt werde. Hinsichtlich des Leistungsentgeltes seien die Kriterien nicht festgelegt und lägen unzulässigerweise im Ermessen des Übertragungsnetzbetreibers. Auch soweit in der Begründung der Festlegung auf die Haftung der Übertragungsnetzbetreiber eingegangen werde, fehle es an einer Ermächtigung.

Wegen der weiteren Einzelheiten des Sach- und Streitstands wird auf die zwischen den Beteiligten gewechselten Schriftsätze mit Anlagen, den beigezogenen Verwaltungsvorgang der Bundesnetzagentur sowie das Protokoll der Senatssitzung Bezug genommen.

B.

Die zulässige Beschwerde ist begründet. Die Festlegung ist rechtswidrig und die Betroffene dadurch in ihren Rechten verletzt.

I.

Die form- und fristgerecht eingelegte Beschwerde ist zulässig, insbesondere ist sie als Anfechtungsbeschwerde statthaft (§§ 75 Abs. 1, 78 Abs. 1, 3, 83 Abs. 2 S. 1 EnWG).

Als Adressatin der Festlegung ist die Betroffene auch beschwerdebefugt. Darüber hinaus hat sie dargelegt, dass durch die in der Festlegung bestimmten Vergütungsregeln die Gefahr einer Kostenunterdeckung und damit die Möglichkeit einer Beeinträchtigung ihrer Rechte bestehen kann.

II.

Die Beschwerde ist begründet. Die Festlegung regelt eine Vergütung für Redispatch-Maßnahmen, die nicht mehr angemessen ist. Tenorziffern 2, 3 und 5 der Festlegung sind rechtswidrig. Da die Festlegung inhaltlich nicht teilbar ist, ist sie insgesamt aufzuheben.

1. Aufgreifermessen

Die Bundesnetzagentur hat ihr Aufgreifermessen sachgerecht ausgeübt. Die beiden Festlegungen sollten eine gesicherte Rechtsgrundlage schaffen, um Redispatch-Einsätze durchführen und einheitlich abrechnen zu können.

Angesichts des Atomausstiegs und der damit verbundenen Abschaltungen mehrerer Kernkraftwerke sowie des stark gewachsenen Ausbaus von Photovoltaik- und Windenergieanlagen haben die Zahl der Störungen und Engpässe im Stromnetz und damit die Redispatch-Maßnahmen deutlich zugenommen. Die Bundesnetzagentur hatte in einem Schreiben an das Bundesministerium für Wirtschaft zutreffend erläutert, dass nach damaliger Rechtslage Kraftwerksbetreiber nicht zur Teilnahme am Redispatch hätten verpflichtet werden können (Bl. 13 VV). Die Behörde hatte darauf hingewiesen, dass Kraftwerksbetreiber Redispatch-Verträge einseitig hätten kündigen, sich andererseits aber auch kein Markt für Redispatch-Maßnahmen habe bilden können, für die Zukunft daher ein operativ einfaches Eingreifen notwendig sei, um auf drohende Engpässe ohne Zeitverzug reagieren zu können (Bl. 13 VV, vgl. auch die Stellungnahme der vier Übertragungsnetzbetreiber, Bl. 43 VV). Es sei daher „dringend geboten“ gesetzliche Vorgaben zu schaffen, damit die Übertragungsnetzbetreiber Redispatch-Maßnahmen durchsetzen könnten (Bl. 14 f. VV: „Redispatch und Redispatch-Kosten werden mehr und mehr zum Ärgernis.“).

Auch Übertragungsnetzbetreiber haben dargestellt, dass sich Kraftwerksbetreiber inzwischen weigerten, in dem – nach Ansicht der Übertragungsnetzbetreiber - erforderlichen Umfang an Redispatch-Maßnahmen mitzuwirken und Redispatch-Verträge abzuschließen. Die vier Übertragungsnetzbetreiber hatten etwa im April 2011 erläutert, dass die Netzsituation angespannt sei und sich weiter verschärfen werde (Bl. 40 ff. VV). Die B. GmbH hatte im Mai 2012 erklärt, dass es dem Unternehmen nicht mehr möglich sei, Redispatch-Eingriffe auf Basis einvernehmlicher Verträge zu regeln (Bl. 360 VV). A. GmbH hatte im Verwaltungsverfahren darauf hingewiesen, dass Kraftwerksbetreiber versucht sein könnten, an sich für Redispatch technisch verfügbare Leistung „nach unten“ als auch nach „nach oben“ zu „optimieren“, um sich so Redispatch-Maßnahmen zu entziehen, ohne dass dieses für das Redispatch nachteilige Verhalten erkennbar oder kurzfristig sanktioniert werden könne (Stellungnahme vom 12.9.2011, Bl. 84 VV). Auch der Gesetzentwurf hatte diese Problematik gesehen und auf die fehlende Möglichkeit hingewiesen, Kraftwerksbetreiber zu Redispatch-Maßnahmen und den Abschluss entsprechender angemessener Vereinbarungen zu verpflichten (Gesetzentwurf CDU/CSU und FDP, BT-Drs. 17/6072, S. 71).

Es ist daher gut nachvollziehbar, dass die Bundesnetzagentur einheitliche Vorgaben für Redispatch-Maßnahmen und deren Abrechnung regelt. Es ist nicht fernliegend, dass das System freiwilliger Vereinbarungen in Zukunft nicht oder jedenfalls nicht so wie in der Vergangenheit weiter funktioniert hätte. Bereits in dem Entwurf eines „Leitfadens zur Findung sachgerechter Vergütungsregelungen zur Einhaltung oder Wiederherstellung der Systemsicherheit im Übertragungsnetz durch Redispatch-Maßnahmen 2010“ hatte die Bundesnetzagentur deutlich gemacht, dass aufgrund der unterschiedlichen und bundeseinheitlich nicht annähernd vergleichbaren Situation Diskriminierungspotenziale und Ineffizienzen bestünden und sich Fragen der Verteilungsgerechtigkeit stellten (Bl. 3 VV). Im Entwurf wurde darauf hingewiesen, dass die seinerzeit geltenden Maßnahmen, etwa Countertrading, zur Intransparenz der Marktgeschehnisse führe und Gestaltungsanreize nicht auszuschließen seien (Bl. 9 VV).

Darüber hinaus bestehen im Strommarkt aufgrund der erheblichen Veränderungen derzeit Unsicherheiten, die wirtschaftlichen Aussichten der Beteiligten für die Zukunft

sind teilweise unklar. So wurden zahlreiche Anträge gestellt, Stromerzeugungsanlagen vom Netz zu nehmen. Die derzeitigen Anstrengungen, den Netzausbau zu beschleunigen, und die gesetzlichen Anpassungen zur Verbesserung der Systemicherheit machen deutlich, dass das bisherige Stromnetz in Deutschland den sich verändernden Gegebenheiten derzeit nicht mehr voll gerecht wird. Die Einschränkungen und damit die Redispatch-Maßnahmen betreffen häufig wiederkehrend dieselben Streckenabschnitte. Es liegt daher nahe, aus Gründen der Systemstabilität eine einheitliche Redispatch-Regelung anzustreben. Es ist auch nachvollziehbar, dass durch einheitliche und transparente Kriterien Anreize vermindert werden sollten, etwa gezielt Engpässe zu erzeugen, um dann systemdestabilisierend eine Engpass-situation „bewusst“ auszunutzen (vgl. Festlegung, S. 5).

Vor diesem Hintergrund kann dahinstehen, ob die Countertrading-Mengen mit in die Abwägung einzubeziehen waren. Jedenfalls auch ohne Berücksichtigung des Countertradings hat die Bundesnetzagentur ihr Aufgreifermessen anhand nachvollziehbarer Gründe sachgerecht ausgeübt. Dabei hat sie durch die gewählten Formulierungen, die Notwendigkeit konkretisierender Vorgaben „ergibt sich bereits“, „folgt auch aus“ und „ergibt sich nicht zuletzt aus“ (vgl. BK6-Festlegung, S. 29 ff.) deutlich gemacht, dass jeder Ermessensgrund für sich gesehen den Erlass der Festlegung rechtfertigt. Der Ermessensgrund „Countertrading-Mengen“ war daher für den Erlass der Festlegung nicht kausal.

2. Anhörung

Die Bundesnetzagentur hat bei dem Erlass der Festlegung auch keine Anhörungsrechte verletzt.

Die Netzbetreiber hatten im Konsultationsverfahren ausreichend Gelegenheit, zu der geplanten Festlegung Stellung zu nehmen. Diese Möglichkeit haben auch mehrere Unternehmen genutzt. So hatte am 07.12.2011 ein Workshop stattgefunden, an dem zahlreiche Netzbetreiber und Kraftwerksbetreiber teilgenommen hatten (Bl. 91 ff. VV). In der Folge sind eine Vielzahl von Stellungnahmen eingegangen, sowohl hinsichtlich des Konsultationsverfahrens der Beschlussabteilung 6 als auch des im April 2012 eingeleiteten Konsultationsverfahrens der Beschlusskammer 8 (vgl. Bl. 207 VV).

Wenn auch die Bundesnetzagentur im Wesentlichen bei der ursprünglichen Ausgestaltung der Festlegung geblieben ist, hat sie einige Anregungen in die Festlegung aufgenommen (z. B. hinsichtlich der Bagatellregelung Umstellung von „vier Wochen vor dem Einsatzzeitpunkt“, Bl. 216 f. VV auf „im Kalendermonat vor dem Einspeisezeitpunkt“, Festlegung, S. 3).

Im Übrigen kann eine fehlende Anhörung im gerichtlichen Beschwerdeverfahren in entsprechender Anwendung des § 45 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 VwVfG nachgeholt werden (vgl. Sachs in Stelkens/Bonk/Sachs, VwVfG, 8. Auflage 2014, § 45, Rdnr. 101 ff.).

3. Abhängigkeit von BK6-Festlegung

Die Rechtswidrigkeit der BK6-Festlegung und die Aufhebung der BK6-Festlegung durch den Senat führen nicht dazu, dass die hier streitgegenständliche BK8-Festlegung deswegen rechtswidrig wäre.

Vielmehr sind beide Festlegungen getrennt voneinander, von verschiedenen Beschlusskammern, erlassen worden und in ihrem Bestand im Grundsatz unabhängig, wenn es auch Vollzugsprobleme geben mag. Allerdings ergibt sich die Verpflichtung, gegebenenfalls an Redispatch-Maßnahmen teilzunehmen, bereits unmittelbar aus dem Gesetz (siehe unten).

4. Tenorziffer 1

Tenorziffer 1 der Festlegung ist rechtmäßig.

a) Anwendungsbereich

Redispatch-Maßnahmen erfordern auch nicht zwingend eine vertragliche Vereinbarung zwischen Übertragungsnetz- und Kraftwerksbetreiber.

Zwar gibt die Vergütungsfestlegung in Tenorziffer 1 vor, dass „bei Verträgen“ über strombedingte Anpassungen der Wirkleistungseinspeisungen i.S.d. § 13 Abs. 1a EnWG nach Maßgabe der BK6-Festlegung eine Vergütungsregelung zu vereinbaren ist, die den festgelegten Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung entspricht. § 13 Abs. 1a EnWG verpflichtet Anlagenbetreiber jedoch kraft Gesetzes zur Mitwirkung an einer Redispatch-Maßnahme. Dementsprechend setzt auch die Festlegung der Beschlusskammer 6 keinen Vertragsschluss voraus. Auch für die Vergütung ist ein Vertragsschluss nicht erforderlich. Die BK8-Festlegung gilt sowohl für freiwillige auf vertraglicher Basis als auch nach § 13 Abs. 1 a EnWG kraft gesetzlicher Verpflichtung erbrachte Redispatch-Leistungen. Dies ergibt sich schon aus der Bezugnahme in Tenorziffer 1 der Vergütungsfestlegung auf § 13 Abs. 1a EnWG. Ferner wird in der Begründung des Aufgreifermessens in der BK8-Festlegung ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die gesetzliche Verpflichtung nach § 13a Abs. 1 EnWG einer konkretisierenden Ausgestaltung im Hinblick auf die Vergütungshöhe bedarf, um eine diskriminierungsfreie, sich an sachlichen Kriterien orientierende Vergütung von Redispatch-Maßnahmen und spannungsbedingten Eingriffen zu ermöglichen.

Soweit eine vertragliche Vereinbarung zwischen Anlagenbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber im Energierecht als Voraussetzung erforderlich ist, hat der Verordnungsgeber dies etwa für die Netzreserve in § 1 Abs. 2 S.1 und 2 ResKV (vgl. auch § 5 ResKV und § 1 S. 1 und 2, § 3 Abs. 1 AbLaV) ausdrücklich angeordnet. Eine entsprechende Regelung fehlt in § 13 Abs. 1a EnWG. Der Wortlaut des § 13 Abs. 1a EnWG verpflichtet die Beteiligten daher unmittelbar, im Engpassfall entsprechende Redispatch-Maßnahmen zu ergreifen.

b) Kriterien

Die Festlegung ist nicht deswegen zu beanstanden, weil ein Berechnungssystem in gewisser Detailtiefe vorgegeben wird. Erfolglos ist beanstandet worden, dass die Regelungen der Festlegung über den Begriff „Kriterien“ i.S.d. § 13 Abs. 1a S. 3 EnWG hinausgingen. Die Bundesnetzagentur hat mit ihrer Festlegung nicht die Ermächtigungsgrundlage gemäß § 13 Abs. 1a S. 3 EnWG überschritten.

Mit der Festlegung werden Kriterien bestimmt, wie die angemessene Vergütung zu berechnen ist. Um konkrete Vorgaben machen zu können, setzt dies notwendigerweise voraus, detailliert den Berechnungsmodus, etwa Schwellenwerte, Ober- und Untergrenzen oder Referenzpreise vorzugeben. Andernfalls wäre auch kaum mit einer bundesweiten einheitlichen Handhabung zu rechnen. So ist etwa - wie unten weiter ausgeführt wird - mit Recht beanstandet worden, dass das Leistungsentgelt nach Tenorziffer 5 der Festlegung zu unkonkret und unbestimmt ist.

Die Bundesnetzagentur hat hinsichtlich der Vorgaben einen nicht unerheblichen Entscheidungsspielraum. Den Regulierungsbehörden steht - wie der Bundesgerichtshof im Rahmen der Überprüfung des Effizienzvergleichs und des Qualitätselements entschieden hat – im Rahmen der rechtlichen Vorgaben bei der Auswahl der einzelnen Parameter und Methoden ein Spielraum zu, der in einzelnen Aspekten einem Beurteilungsspielraum, in anderen Aspekten einem Regulierungsermessen gleichkommt (BGH, Beschluss vom 21.01.2014, EnVR 12/12, „Stadtwerke Konstanz GmbH“, juris 10, 25 ff.; BGH, Beschlüsse vom 22.07.2014, EnVR 58/12 und EnVR 59/12, Rn. 13). Ob und inwieweit es sich bei den der Regulierungsbehörde eröffneten Spielräumen um einen Beurteilungsspielraum auf der Tatbestandsseite der Norm oder um ein Regulierungsermessen auf der Rechtsfolgenseite handelt, kann offenbleiben. Die für diese beiden Kategorien geltenden Kontrollmaßstäbe unterscheiden sich eher verbal und weniger in der Sache (BGH, Beschluss vom 21.01.2014, EnVR 12/12, „Stadtwerke Konstanz GmbH“, juris Rn. 26 f. m. w. Nachw.).

Der Bundesgerichtshof hat festgestellt, dass sich dies auf die gerichtliche Kontrolldichte auswirke, diese nicht weiter reichen könne als die materiell-rechtliche Bindung der Instanz, deren Entscheidung überprüft werden soll. Die Kontrolle ende deshalb dort, wo das materielle Recht in verfassungsrechtlich unbedenklicher Weise das Entscheidungsverhalten nicht vollständig determiniert (BGH, Beschluss vom 21.01.2014, EnVR 12/12, „Stadtwerke Konstanz GmbH“, Rn. 25 m. w. Nachw.). Der genutzte Beurteilungsspielraum ist daher (nur) darauf zu überprüfen, ob die Behörde die gültigen Verfahrensbestimmungen eingehalten hat, von einem richtigen Verständnis des anzuwendenden Gesetzesbegriffs ausgegangen ist, den erheblichen Sachverhalt vollständig und zutreffend ermittelt und sich bei der eigentlichen Beurteilung an allgemeingültige Wertungsmaßstäbe gehalten, insbesondere das Willkürverbot nicht ver-

letzt hat (BGH Beschluss vom 21.01.2014, EnVR 12/12, „Stadtwerke Konstanz GmbH“, Rn. 27). Die Ausübung des eine Abwägung zwischen unterschiedlichen gesetzlichen Zielvorgaben erfordernden Regulierungsermessens ist vom Gericht zu beanstanden, wenn eine Abwägung überhaupt nicht stattgefunden hat (Abwägungsausfall), wenn in die Abwägung nicht an Belangen eingestellt worden ist, was nach Lage der Dinge in sie eingestellt werden musste (Abwägungsdefizit), wenn die Bedeutung der betroffenen Belange verkannt worden ist (Abwägungsfehleinschätzung) oder wenn der Ausgleich zwischen ihnen zur objektiven Gewichtigkeit einzelner Belange außer Verhältnis steht (Abwägungsdisproportionalität; BGH, Beschluss vom 21.01.2014, EnVR 12/12, „Stadtwerke Konstanz GmbH“, Rn. 27, juris). So steht der Regulierungsbehörde etwa auch im Rahmen einer Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4a, § 11 Abs. 5 ARegV ein weites Regulierungsermessens zu (Meyer/Paulus in Holznagel/Schütz, ARegV, 1. Aufl. 2013, § 11, Rn. 136 f.).

Es ist auch fernliegend, dass die Vergütungsregelung hier derart umfassend oder komplex ist, dass dies nicht mehr durch eine Allgemeinverfügung hätte geregelt werden können. Angesichts der technischen Besonderheiten des Redispatch, bei dem mehrere Übertragungsnetzbetreiber und zahlreiche Kraftwerksbetreiber mit verschiedenen Anlagentypen beteiligt sind, ist eine bestimmte Regelungstiefe erforderlich, um überhaupt ein handhabbares, bundesweit nach einheitlichen Grundsätzen funktionierendes Abrechnungssystem schaffen zu können.

Die Bundesnetzagentur konnte im Grundsatz auch verschiedene Abrechnungsalternativen normieren (Bagatellgrenze, individuelle Abrechnung, Leistungsentgelt). § 13 Abs. 1a S. 3 EnWG erlaubt, „Kriterien“ zu bestimmen. Dies macht deutlich, dass nicht nur „die eine“ Abrechnungsvariante möglich sein soll. Vielmehr legt der Begriff „Kriterien“ nahe, dass der Bundesnetzagentur hier hinsichtlich möglicher Abrechnungsmodi ein Regulierungsermessens zukommen soll.

Es überzeugt auch nicht, dass auf eine Vergütungsregelung deshalb hätte verzichtet werden können, weil gegebenenfalls zivilrechtliche Generalklauseln (z.B. §§ 138, 242 BGB) einen ausreichenden Schutz vor möglichen Diskriminierungspotenzialen oder einer missbräuchlichen Handhabung hätten bieten könnten. Vielmehr lag es schon aufgrund der wachsenden Bedeutung des Redispatch für die Versorgungs-

cherheit nahe, Kriterien vorzugeben, um von vornherein etwaigen Diskriminierungs- oder Missbrauchsrisiken zu begegnen. Eine gegebenenfalls nur nachträglich greifende Rechtskontrolle mit Hilfe zivilrechtlicher Generalklauseln ist weniger effektiv.

c) kein Marktmodell

Es ist ferner plausibel, dass die Bundesnetzagentur kein Marktmodell gewählt hat, um Redispatch-Leistungen zu vergüten.

Da Redispatch an einem konkreten Netzknoten oder jedenfalls in einem bestimmten Netzgebiet erfolgen muss, liegt es auf der Hand, dass die angeforderte Redispatch-Leistung nur von wenigen, in örtlicher Nähe stehenden Kraftwerken erbracht werden kann. Es ist nicht dargelegt worden, wie in dieser Situation ein Markt funktionieren soll. So hatte die Bundesnetzagentur bereits im Verwaltungsverfahren zutreffend darauf verwiesen, dass eine wettbewerbliche Ausgestaltung des Redispatch ähnlich wie bei den Regelenergiemärkten an der lokalen, knotenscharfen Charakteristik des Redispatch scheitern (Bl. 57 VV). Dies wurde nachvollziehbar damit begründet, dass überhöhte Gebote der engpasssensitiven Kraftwerke und ein engpassprovozierender Kraftwerksfahrplan zu befürchten seien (Bl. 58 VV).

d) Rückzahlung ersparter Aufwendungen

§ 13 Abs. 1a S. 3 EnWG ist auch eine ausreichende Ermächtigungsgrundlage für die Rückzahlung etwaiger ersparter Aufwendungen, wenn ein Kraftwerk im Redispatch-Fall herunterzufahren ist.

Die Ermächtigung in § 13 Abs. 1a S. 3 EnWG, die in Zusammenhang mit einer Redispatch-Maßnahme stehenden Vergütungsfragen zu regeln, schließt denklogisch ein, dass auch im Falle des „Herunterfahrens“ des Kraftwerks ersparte Aufwendungen an den Übertragungsnetzbetreiber zu erstatten sind. Dass § 13 Abs. 1a EnWG auch das Herunterfahren einer Anlage erfassen will, ergibt sich aus Satz 1 der Norm, wonach die Erzeugungsleistung „anzupassen“ ist. Diese offene Formulierung umfasst das Hoch- und Herunterfahren einer Anlage.

Die Festlegung regelt Vergütungskriterien für die Abrechnung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und angewiesenem Kraftwerksbetreiber und greift so in die vertragliche, zivilrechtliche Gestaltung ein und regelt hierbei auch die Frage, inwieweit ersparte Aufwendungen als Bereicherung herauszugeben sind. Es wird kein öffentlich-rechtlicher Erstattungs- oder Rückforderungsanspruch geregelt, so dass die Frage, ob eine gesonderte Ermächtigungsgrundlage für eine Rückzahlungspflicht erforderlich ist, dahinstehen kann.

5. Tenorziffer 2

Das enge Verständnis der Bundesnetzagentur des Begriffs „angemessene Vergütung“, wie er in der Tenorziffer 2 der Festlegung normiert ist, führt zu einer nicht mehr sachgerechten Abrechnung entstandener Redispatch-Kosten und ist daher rechtswidrig.

Die Bundesnetzagentur geht im Grundsatz zutreffend davon aus, dass als angemessene Vergütung die durch die Redispatch-Maßnahme verursachten, zusätzlich entstandenen Aufwendungen zu ersetzen sind (Festlegung, S. 4). Allerdings nimmt die Bundesnetzagentur nicht unerhebliche Einschränkungen vor, die diesen Grundsatz dann nicht mehr ausreichend beachten. Außerdem werden andere Kosten und Gewinnchancen nicht berücksichtigt. Im Ergebnis führt dies dazu, dass den betroffenen Kraftwerksbetreibern keine „angemessene Vergütung“ mehr gewährt wird. Die Betroffene und andere Anlagenbetreiber haben hier substantiiert erhebliche Umstände vorgetragen, die zu einer wirtschaftlichen Schlechterstellung des betroffenen Anlagenbetreibers während einer Redispatch-Maßnahme führen können.

a) „Vergütung“

Der Begriff der „angemessenen Vergütung“ ist im Grundsatz über einen bloßen Auslagenersatz hinausgehend zu verstehen.

aa) Wortlaut

So legt bereits der Wortlaut „angemessene Vergütung“ des § 13 Abs. 1a S. 1 EnWG eine über einen bloßen Auslagenersatz hinausgehende Bedeutung des Begriffs nahe. Es ist schon nicht erklärlich, weshalb der Gesetzgeber nicht den Begriff „Aufwändungsersatz“, „Auslagen“, „variable Kosten“ oder eine ähnliche Formulierung verwendet hat, wenn eine Beschränkung auf Grenzkosten, im Wesentlichen „bloße Brennstoffkosten“ beabsichtigt gewesen wäre.

Die Bezeichnung „Vergütung“ wird im Energierecht regelmäßig in einem weiteren Sinne verstanden, der über den Ersatz variabler Auslagen hinausgeht. So wird etwa die Bezeichnung „Vergütung“ in § 17e Abs. 1 EnWG verwandt und meint dort die Einspeisevergütung (vgl. auch § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG). Auch § 46 Abs. 2 EnWG regelt, dass bei Wegenutzungsverträgen der bisherige Nutzungsberechtigte verpflichtet ist, die Netze dem neuen Energieversorgungsunternehmen gegen „eine wirtschaftlich angemessene Vergütung“ zu übereignen. „Vergütung“ meint dort mehr als Aufwändungsersatz und soll sich an der Wirtschaftlichkeit orientieren und eine wirtschaftlich sinnvolle Verwertung ermöglichen (vgl. Theobald in Danner/Theobald, Energierecht, 81. Ergänzungslieferung 2014, § 46, Rn. 59 ff; Ertragswert als „angemessene Vergütung“: OLG Frankfurt, Beschluss vom 27.03.2014, 11 U 112/13 (Kart), zit. nach juris). Auch dort geht es nicht um bloßen Auslagenersatz, sondern um die Amortisation und den wirtschaftlichen (Gesamt)-Wert des Netzes.

Auch in anderen Gesetzen wird der Begriff „Vergütung“ verwandt, regelmäßig in einem über einen bloßen Auslagenersatz hinausgehendem Verständnis, vielmehr im Sinne einer „Entlohnung“, eines „Gehaltes“ (z.B. § 23 PatG, § 32 Abs. 1 und Abs. 2 S. 2 UrhG, § 61b UrhG; § 54 Abs. 1 UrhG, § 24 GebrMG; § 1987 BGB für Nachlassverwalter, § 2221 BGB für Testamentsvollstrecker, § 1684 Abs. 3 S. 6 BGB für Umgangspfleger; „Ersatz von Aufwendungen und die Vergütung“; § 12 BauSparkG: angemessene Vergütung für Vertrauensmann, § 38 KWG, § 15 Abs. 5 S. 1 Kapitalanlagegesetzbuch: Abwickler erhält „eine angemessene Vergütung und den Ersatz seiner Aufwendungen“; § 35 Abs. 5 Rundfunkstaatsvertrag: KEK-Mitglieder erhalten für ihre Tätigkeit eine angemessene Vergütung und Ersatz ihrer notwendigen Auslagen; § 59 BNotO: Notariatsverwalter erhält „angemessene Vergütung“; § 412 Abs. 3 HGB;

§ 418 Abs. 2 HGB, § 491 Abs. 2 HGB und § 419 Abs. 4 HGB: dem Frachtführer sind „entstehenden Mehraufwendungen zu ersetzen sowie eine angemessene Vergütung; § 15 Abs. 3 SGB X: Vertreter von Amts wegen hat „Anspruch auf eine angemessene Vergütung und auf die Erstattung seiner baren Auslagen“; BGH zur Auslegung des Begriffs Aufwendungsersatz in AGB: BGH, Urteil vom 20.07.2005, VIII ZR 121/04, NJW-RR 2005, 1496, Rn. 49, juris).

Soweit die Bundesnetzagentur darauf verweist, dass eine Vergleichbarkeit mit anderen Erwerbstätigkeiten, wie etwa einem Frachtführer oder Nachlassverwalter, nicht gegeben sei, weil diese hauptberuflich tätig, Redispatch aber eine Ausnahme sei, überzeugt dies nicht. Auch bei Tätigkeiten wie Nachlassverwalter, Abwickler oder Testamentsvollstrecker handelt es sich keineswegs immer um die hauptberufliche Tätigkeit des Handelnden. Entscheidend ist vielmehr, dass es sich um eine berufsbezogene Aufgabe handelt, bei der der Gesetzgeber es für sachgerecht hält, die jeweilige Person auch „wie einen im Beruf Tätigen“ zu entlohnen.

So ist etwa im Rahmen des § 683 BGB ganz überwiegend anerkannt, dass im Grundsatz zwar die Geschäftsführung ohne Auftrag unentgeltlich erfolgt. Jedoch kann als „Ersatz von Aufwendungen“ dann eine übliche Vergütung verlangt werden, wenn die erbrachte Tätigkeit zum Beruf oder Gewerbe des Geschäftsführers i.S.d. § 683 BGB gehört (BGH, Urteil vom 15.12.1975, II ZR 54/74, BGHZ 65, 384; Seiler in Münchener Kommentar, 6. Auflage 2012, § 683, Rn. 24; Bergmann in Staudinger, 2006, § 683, Rn. 58 f.; Schulze in Schulze, BGB, 8. Auflage 2014, § 683, Rn. 8; Werk in Jauernig, 15. Auflage 2014, § 683, Rn. 6 f.). Bei professionellen Tätigkeiten wird in diesen Fällen das übliche Entgelt geschuldet (Seiler in Münchener Kommentar, 6. Auflage 2012, § 683, Rn. 24). Eine stärker werdende Auffassung will dem Geschäftsführer sogar regelmäßig, unabhängig von einer beruflichen oder gewerblichen Tätigkeit, als „Ersatz von Aufwendungen“ eine angemessene Vergütung gewähren (Bergmann in Staudinger, 2006, § 683, Rn. 58).

bb) Gesetzeshistorie

Auch die Gesetzeshistorie und die Begründung des Gesetzentwurfs sprechen für ein weitergehendes Verständnis der „angemessenen Vergütung“.

So sieht der Gesetzentwurf die Fehlentwicklung, dass Kraftwerksbetreiber Redispatch-Maßnahmen infrage gestellt hätten und diese nicht oder nur zu unangemessenen Konditionen hätten mitwirken wollen (BT-Drs. 17/6072, S. 71). Mit der gesetzlichen Verpflichtung zur Teilnahme am Redispatch sollte daher eine Regelung zum Ausgleich der widerstreitenden Interessen“ geschaffen werden (BT-Drs. 17/6072, S. 71). Dies spricht dafür, dass vorrangig beabsichtigt war, eine gesetzliche Teilnahmepflicht der Kraftwerksbetreiber anzuordnen, ohne zu stark in das seinerzeit bestehende Vertrags- oder Preisgefüge eingreifen oder die Vergütung auf einen bloßen Aufwendungsersatz begrenzen zu wollen.

Für dieses Verständnis spricht auch, dass die Formulierungshilfe für einen „Änderungsantrag der Fraktionen der CDU/CSU und FDP zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften“ den Begriff der „angemessenen Vergütung“ konkretisieren wollte und vorgeschlagen hatte, die Formulierung „gegen angemessene Vergütung in Form der notwendigen Auslagen“ zu verwenden, dies aber dann nicht Gesetz geworden ist (Formulierungshilfe, S. 9, 29).

cc) Systematik

Ferner zeigt der Vergleich zwischen § 13 Abs. 1a EnWG und § 13 Abs. 1b EnWG, dass mit „angemessener Vergütung“ nicht eine bloße Erstattung variabler Kosten gemeint sein kann. So sollen nach § 13 Abs. 1b EnWG bei an sich vorläufig stillzulegenden Anlagen, die aber aufgrund der Netzsicherheit betriebsbereit gehalten werden sollen,

„...die für die Vorhaltung oder die Herstellung der Betriebsbereitschaft notwendigen Auslagen (Betriebsbereitschaftsauslagen) neben den notwendigen Auslagen für konkrete Anpassungen der Einspeisung (Erzeugungsauslagen) als angemessene Vergütung geltend...“

gemacht werden können. Die Vorschrift schränkt den Begriff der „angemessenen Vergütung“ – anders als in § 13 Abs. 1a EnWG – einengend auf „Auslagen“ ein (vgl.

auch § 11 Abs. 2 ResKV). Dies ist auch sachgerecht, weil bei einer an sich stillzulegenden Anlage keine Opportunitätskosten mehr entstanden wären (vgl. Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie, BT-Drs. 17/11705, S. 45). Nach § 13 Abs. 1b EnWG werden auch Kosten für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft, also die entstehenden Fixkosten, erstattet (§ 11 Abs. 2 Nr. 2 S. 2 ResKV).

§ 13a Abs. 3 EnWG könnte zunächst für ein engeres Verständnis sprechen, weil für den Fall der Stilllegung der Kraftwerksbetreiber nur Anspruch

„...auf eine angemessene Vergütung für erforderliche Erhaltungsmaßnahmen nach Satz 1 (Erhaltungsauslagen)..“

hat. Die Vorschrift versteht den Begriff „angemessene Vergütung“ als „Erhaltungsauslagen“ und damit in einem engen Sinne. Hierbei ist jedoch zu sehen, dass der Anlagenbetreiber beabsichtigt hatte, das Kraftwerk vollständig abzuschalten und für die Zukunft keine Gewinne oder Opportunitätskosten mehr zu erwirtschaften (vgl. Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie, BT-Drs. 17/11705, S. 45). Es ist nachvollziehbar, dass vor diesem Hintergrund nur Auslagen erstattet werden. In Zusammenhang mit der Verpflichtung nach § 13a Abs. 3 S. 1 EnWG, die Anlage in einem funktionsfähigen Zustand zu erhalten, wird deutlich, dass zu den Erhaltungsauslagen im Übrigen nicht nur die variablen Kosten zählen, sondern auch die mit der Erhaltung in Zusammenhang stehenden, im Ergebnis dann als Fixkosten zu berücksichtigenden Investitionen.

Auch der Vergleich mit § 6 Abs. 1 ResKV spricht für ein umfassenderes Verständnis der „angemessenen Vergütung“. Die Norm stellt auf den engeren Begriff der „entstehenden Kosten“ ab, gewährt dann nach Absatz 2 neben einem Arbeitspreis aber auch einen Leistungspreis. Nach § 6 ResKV sollen also „als Kosten“ im Grundsatz alle die durch die Nutzung der Anlage entstehenden Kosten, seien sie variabel oder fix, erstattet werden. Es wird nicht nur ein Arbeitspreis-, sondern (sogar) ein Leistungspreisanteil gewährt. Um eine überschießende Vergütung zu vermeiden, sollen allerdings solche Kosten nicht berücksichtigt werden, die auch im Falle einer Stilllegung einer Anlage angefallen wären. So schließt § 11 Abs. 2 Nr. 2 S. 4 ResKV nach-

vollziehbar den Ersatz von Opportunitätskosten aus, weil solche Opportunitäten im Falle der Stilllegung nicht angefallen wären.

Hingegen ist der teilweise erhobene Hinweis auf § 19 Abs. 2 Nr. 4 GWB wenig zielführend. Die Norm verwendet schon nicht den Begriff „Vergütung“, sondern „Entgelt“ im Sinne eines „Preises“. Die Norm will eine unangemessene Preisgestaltung gegenüber anderen Unternehmen und Konkurrenten sanktionieren. Hingegen steht im Rahmen der Redispatch-Abrechnung im Vordergrund, dass aus Gründen der Systemstabilität Maßnahmen gegenüber einzelnen Kraftwerksbetreibern durchgesetzt und diese dann - abzurechnen über den Übertragungsnetzbetreiber - entschädigt werden sollen.

dd) Sinn und Zweck

Auch Sinn und Zweck des § 13 Abs. 1a EnWG rechtfertigen nicht ein besonders enges Verständnis der „angemessenen Vergütung“, sprechen vielmehr für eine erweiternde Auslegung.

Eine Beschränkung auf einen bloßen Aufwendungsersatz kann nicht daraus hergeleitet werden, dass es sich bei den Redispatch-Maßnahmen nur um verhältnismäßig geringe Beeinträchtigungen der Netzbetreiber handele, diese die Belastungen daher hinzunehmen hätten. Die Belastungen durch Redispatch mögen für das Gesamtnetz zwar von untergeordneter Bedeutung sein. Sie betreffen aber aufgrund des lokalen Charakters immer wieder dieselben Kraftwerksbetreiber, weil Redispatch-Maßnahmen regelmäßig auf denselben Streckenabschnitten oder an denselben Netzknoten notwendig sind.

Es überzeugt auch nicht, dass die betroffenen Kraftwerksbetreiber Redispatchbedingte Kosten oder Nachteile deshalb als Sonderopfer tragen sollten, weil eine funktionierende Stromversorgung im Interesse der Kraftwerksbetreiber liege. Vielmehr sind die Anlagenbetreiber vorrangig im Interesse des Übertragungsnetzbetreibers tätig.

Systematisch ist die Regelung des Abs. 1a in § 13 „Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen“ aufgenommen worden und in den Abschnitt „Aufgaben der Netzbetreiber“ eingebettet (vgl. auch zur Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber: König in Säcker, Energierecht, 3. Auflage 2014, § 13, Rn. 1 ff.). Dies macht deutlich, dass die Kraftwerksbetreiber im Redispatch-Fall Funktionen wahrnehmen, die an sich vom Übertragungsnetzbetreiber durchzuführen wären, nämlich für ein stabiles und ausreichend leistungsfähiges Übertragungsnetz zu sorgen. Allein weil die Übertragungsnetzbetreiber bislang aufgrund der sich verändernden Stromerzeugung noch nicht die erforderlichen Leitungen errichtet haben, sind Redispatch-Maßnahmen und damit die Inanspruchnahme von Kraftwerken in erheblichem und zunehmendem Umfang erforderlich. So fallen die Redispatch-Maßnahmen, oft wiederholend, an überlasteten und nicht ausreichend dimensionierten Netzknoten an. Der angewiesene Anlagenbetreiber wird daher vor allem im Drittinteresse tätig. Hätte der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber bereits die erforderlichen Maßnahmen erbracht, etwa das Leitungsnetz verstärkt, wären die dadurch entstehenden Kosten, einschließlich Fixkosten und Eigenkapitalverzinsung, im Übrigen auch abrechnungsfähig gewesen.

Dem steht nicht entgegen, dass Anlagenbetreiber durchaus ein Eigeninteresse haben, ein funktionierendes Netz nutzen zu können. Dies gilt aber nicht nur für den Redispatch-betroffenen Kraftwerksbetreiber, sondern für alle Erzeugungsunternehmen. Das sichere Stromnetz ist Teil der Daseinsvorsorge und kommt daher allen in der Bundesrepublik, Privaten oder Unternehmen, zugute. Es ist daher auch nicht sachgerecht, dem konkret betroffenen Anlagenbetreiber insoweit wiederkehrend ein Sonderopfer aufzuerlegen, weil sein Interesse an einem sicheren Stromnetz nicht oder nur unwesentlich über das Interesse Anderer hinausgeht. Entschädigungslos sind ggfs. Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG zu erbringen, nicht aber nach § 13 Abs. 1a EnWG (vgl. § 13 Abs. 2 und 4 EnWG).

Die Bundesnetzagentur hat Bedenken gegen ein erweiterndes Verständnis, weil sie die Gefahr von Verwerfungen und Fehlanreizen sieht. Allerdings kann sich diese Gefahr auch bei einer besonders niedrigen Redispatch-Vergütung ergeben. Übertragungsnetzbetreiber könnten geneigt sein, statt Regelenergie Redispatch-Energie anzufordern, um so die Kosten für die teurere Regelenergie zu umgehen. So hatte

die U. GmbH in ihrer Stellungnahme vom 25.01.2012 (Bl. 330 VV) vorgetragen, dass es „bereits heute nämlich aus der Praxis des Redispatch Anzeichen dafür (gebe), dass die Übertragungsnetzbetreiber offenbar nicht nur aus technischen, sondern auch aus wirtschaftlichen Gründen auf Redispatch-Verträge zurückgreifen, um teure Regelenergie zu vermeiden.“ A. GmbH hat im Verwaltungsverfahren darauf hingewiesen, dass Kraftwerksbetreiber bei einer nicht angemessenen Redispatch-Vergütung ihren Kraftwerkseinsatz so „nach oben“ oben oder „nach unten“ „optimieren“ könnten, dass an sich vorhandene Redispatch-Leistung nicht verfügbar sei (Stellungnahme vom 12.09.2011, Bl. 84 VV).

b) nicht marktbezogen

Aus dem Umstand, dass es sich bei Redispatch um eine marktbezogene Maßnahme im Sinne des § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG handelt, kann nicht gefolgert werden, dass diese Maßnahme damit auch marktbezogen zu vergüten sei. Vielmehr hat die Bundesnetzagentur zutreffend darauf hingewiesen, dass eine wettbewerbliche Ausgestaltung des Redispatch etwa in Anlehnung an die Beschaffung von Regelenergie nicht infrage kommt, weil ein marktbasierter Ansatz aufgrund der lokalen, knotenscharfen Charakteristik des Redispatch nicht sinnvoll möglich ist.

Da eine Redispatch-Maßnahme nur lokal auftritt und mithilfe der dort verfügbaren Kraftwerke durchgeführt werden muss, liegt es nahe, dass kaum ein effizienter Markt entstehen kann. Es ist auch nicht fernliegend, dass bei einer pseudo-wettbewerblichen Ausgestaltung die Gefahr überhöhter Gebote sowie engpassprovozierender Kraftwerksfahrweise besteht. Auch die Kraftwerksbetreiber haben nicht erläutert, wie ein wirklicher Redispatch-Markt funktionieren soll.

Art. 15 Abs. 6 Elektrizitätsrichtlinie erfordert es ebenfalls nicht, einen Markt für Redispatch-Maßnahmen zu schaffen oder marktbezogen abzurechnen. Die Vorschrift bestimmt, dass die Energie zur Deckung von Energieverlusten und Kapazitätsreserven durch ein transparentes, nichtdiskriminierendes und marktorientiertes Verfahren zu beschaffen ist. Die Formulierung ist weit gefasst, verlangt kein „Marktverfahren“, sondern nur ein „marktorientiertes“ Verfahren. Dies macht deutlich, dass hier ein

nicht unerheblicher Ermessensspielraum besteht, wie die Energie zur Deckung von Energieverlusten und Kapazitätsreserven beschafft werden soll.

Darüber hinaus scheidet ein marktorientiertes Verfahren jedenfalls dann aus, wenn kein echter Markt besteht. Wie bereits erläutert, ist dies beim Redispatch gegeben, weil für eine Redispatch-Maßnahme regelmäßig nur wenige bestimmte Kraftwerke in Betracht kommen. Es ist nicht ersichtlich und auch nicht vorgetragen, wie ein echter Redispatch-Energiemarkt geschaffen werden sollte. Jedenfalls bestünde bei der Schaffung eines Redispatch-Marktes, an dem nur weniger Anlagenbetreiber teilnähmen, die erhebliche Gefahr, dass im Ergebnis ein diskriminierungsgefährdeter und möglicherweise wettbewerbswidriger und damit europarechtswidriger Markt geschaffen werden könnte. Dies will die Elektrizitätsrichtlinie jedoch gerade verhindern.

c) einzelne Kostenpositionen

Die Kraftwerksbetreiber haben nachvollziehbar darauf hingewiesen, dass Anlagenbetreiber neben den Aufwendungen im engeren Sinne, den variablen Kosten wie etwa Brennstoffkosten, durch die Anordnung einer Redispatch-Maßnahme weitere, nicht unerhebliche Nachteile, einschließlich des Verlusts von Opportunitäten, zu tragen hätten. Jedenfalls diese Nachteile sind auszugleichen.

So sieht § 15 Abs. 3 AbLaV vor, dass eine Netzentgeltbefreiung auch dann gewährt wird, wenn aufgrund abzuschaltender Lasten die Grenzwerte für eine Netzentgeltbefreiung nicht (mehr) vorliegen. Die Bundesnetzagentur verweist darauf, dass abgerufene Abschaltleistung und Redispatch kaum vergleichbar seien. Allerdings ist die Norm jedenfalls Ausprägung des Rechtsgedankens, dass derjenige, der aus Gründen der Systemstabilität Eingriffe in seine Anlage hinnehmen muss, nicht benachteiligt werden soll.

Wie die Bundesnetzagentur die durch das Redispatch entstehende Belastungen berücksichtigt, steht in ihrem Regulierungsermessen (z.B. anhand von Indizes, Preisen, Aufschlägen, pauschal oder individuell). Gegebenenfalls sind für bestimmte Kraftwerke Sonderregelungen zu treffen, wenn etwa ein Bezug zu Börsenpreisen zu nicht

sachgerechten Ergebnissen führen würde (siehe unten, z.B. bei Pumpspeicherkraftwerken).

aa) variable Kosten - Brennstoff

Die Festlegung geht davon aus, dass die Kosten der zusätzlichen Brennstoffeinsätze als Aufwendungen zu erstatten seien, einschließlich der erforderlichen Kosten für An- und Abfahrvorgänge, Hilfs- und Einsatzstoffe, CO₂-Emissionsrechte, erhöhten Wartungsaufwand und die Kosten aufgrund verkürzter Revisionszyklen (vgl. zur Verschiebung von Revisionen wegen Redispatch: BT-Drs. 17/6072, S. 71). Zu diesen Kosten zählen auch etwaige Kosten, die durch eine Verzögerung der Revisionen entstehen können, weil eine Revisionsmannschaft nicht disponibel ist. Diese „unmittelbaren“, variablen Kosten sind unstreitig Aufwendungsersatz und auch nach Auffassung der Bundesnetzagentur berücksichtigungsfähig.

Hinsichtlich der Frage, in welcher Höhe und auf welcher Basis Brennstoffkosten anzusetzen sind, steht der Bundesnetzagentur ein Beurteilungsermessen zu. Eine Abrechnung anhand angefallener Einkaufspreise ist denkbar, wobei die Ermittlung mit Schwierigkeiten verbunden sein kann (z.B. Referenzzeitraum, Berechnungsweise). Der Senat hat keine Bedenken, dass die Kosten handhabbar anhand von Referenzzeiträumen der Vergangenheit berechnet werden können, wenn diese Werte jedenfalls im Mittel und über einen bestimmten Zeitraum den entstehenden Aufwand realistisch abbilden.

Ggfs. durch besondere Vertragsgestaltungen, etwa durch langfristige Gaslieferverträge, entstehende Nachteile, können ggfs. ausgleichspflichtig sein. So mag es durch Take-or-Pay-Regeln in Erdgasbezugsverträgen, nach denen Brennstoffkosten innerhalb einer vereinbarten Menge unabhängig von der tatsächlichen Abnahmemenge abgerechnet werden, im Redispatch-Fall zu Mehrkosten kommen. Ein solcher Nachteil kann allerdings nur dann vorliegen, wenn eine bestimmte Brennstoffmenge bezahlt, aber auch später tatsächlich nicht mehr genutzt werden könnte und Anpassungen nicht möglich sind. Erstattungsfähige Mehrkosten durch Redispatch könnten ggfs. auch dann entstehen, wenn etwa Gasbezugskosten zwischen einer Arbeits- und einer Leistungskomponente unterscheiden. Bei einer hohen Leistungsabforde-

rung durch Redispatch kann eine neue Gasbezugsspitze mit entsprechender Auswirkung auf den Gas-Leistungspreis entstehen.

Der Senat hat keine Bedenken, Brennstoffkosten anstatt von Einkaufspreisen nach aktuellen Marktpreisen, anhand der Wiederbeschaffungskosten, abzurechnen. So werden auch im Schadenersatzrecht Schäden regelmäßig auf der Basis von Marktpreisen oder Wiederbeschaffungskosten abgerechnet. Im Enteignungsrecht ist etwa anerkannt, dass auf Basis des Verkehrswertes, also den zum Zeitpunkt der Ermittlung geltenden Preisen, abgerechnet werden kann (§§ 95, 194 BauGB). Im Einzelfall mag zu überprüfen sein, inwieweit etwa im Fall der „Direktbekohlung“ eines Braunkohlekraftwerks Weltmarktpreise, auch im Hinblick auf nicht vorhandene Transportkosten, ein realitätsnaher Abrechnungsmaßstab sein können. Allerdings ist keine „Meistbegünstigung“ geboten, jeweils auf den höheren der beiden Werte (tatsächlicher Einkaufspreis - Wiederverkaufspreis) abzustellen.

Hinsichtlich der Möglichkeit, Brennstoffkosten, anhand von Strom-Börsenpreisen zu pauschalieren, wird auf die Ausführungen zur Bagatellregelung (Tenorziffer 3) verwiesen (siehe unten).

bb) Opportunitäten

Entgegen der Auffassung der Bundesnetzagentur ist der Ansatz von Opportunitätskosten, Marktprämien oder Schattenpreisen nicht von vornherein ausgeschlossen. Vielmehr sind solche entgangenen Gewinnmöglichkeiten, die durch Redispatch entstehen, im Sinne einer „angemessenen Vergütung“ zu berücksichtigen.

aaa) Grundsatz

Kraftwerksbetreibern, die am Redispatch teilnehmen müssen, wird die Möglichkeit genommen, Gewinne, hier insbesondere am Intraday-Markt, zu erwirtschaften. Dies ist ein Nachteil, der in einem unmittelbaren Zusammenhang mit der Anordnung einer Redispatch-Maßnahme steht. Entsprechend dem Grundsatz, dass die mit der Redispatch-Durchführung entstehenden Nachteile zu erstatten sind, sind daher auch Opportunitäten im Grundsatz als ersatzfähig zu berücksichtigen.

Die BK6-Festlegung geht davon aus, dass dem angewiesenen Kraftwerksbetreiber jeglicher Intraday-Handel verboten sei (vgl. die Begründung in den Beschlüssen des Senats vom 28.04.2015 zur BK6-Festlegung). In der mündlichen Verhandlung hat die Bundesnetzagentur dann zwar klargestellt, dass dies nicht im Sinne eines generellen Intraday-Verbots für den angewiesenen Kraftwerksbetreiber gemeint sei. Es habe dem angewiesenen Kraftwerksbetreiber nicht grundsätzlich der Intraday-Handel verboten werden sollen. Es habe lediglich ein Rechtsanspruch auf Intraday-Geschäfte während einer Redispatch-Maßnahme ausgeschlossen werden sollen. Intraday-Handel solle dann weiter möglich sein, wenn der zuständige Übertragungsnetzbetreiber keine Einwände erhebe. Gleichwohl bleibt auch nach der nun erfolgten Klärstellung für einen Kraftwerksbetreiber das Risiko, dass er Intraday-Handel nicht wie Dritte, die nicht zu Redispatch-Maßnahmen herangezogen worden sind, betreiben kann. Jedenfalls dann, wenn ihm im konkreten Fall Intraday-handeln verboten wird, können Opportunitäten entgehen, die er ansonsten hätte realisieren können.

Opportunitätskosten sind die entgangenen Vorteile der nächstbesten Entscheidungsalternative, die durch die getroffene Entscheidung verworfen wird (vgl. etwa: Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel des Bundeskartellamtes Januar 2011, „Sektoruntersuchung“, S. 187 f.). Die Grenzkosten werden hierbei durch die variablen Kosten, etwa die Brennstoffkosten, als auch die Opportunitätskosten bestimmt. Das Bundeskartellamt hat in der Sektoruntersuchung erläutert, dass Opportunitätskosten eine erhebliche Rolle spielten, und sie keine Bedenken sehe, solche Kosten im Rahmen der Kalkulation dem Grunde nach zu berücksichtigen (Sektoruntersuchung, S. 25, 187, 188). Auch die österreichische Netzentgelt-Verordnung geht zwar von einem eher engen Vergütungsbegriff aus, will aber neben den variablen Kosten auch Opportunitätskosten erstatten (Bl. 51 VV, Begründung der österreichischen Netzentgelt-Verordnung S. 2).

Aus der Wertung des § 13 Abs. 1b EnWG und § 13a Abs. 3 EnWG ergibt sich im Umkehrschluss ebenfalls, dass Opportunitätskosten im Grundsatz zu erstatten sind. Die beiden Vorschriften schließen einen Ersatz von Opportunitäten zutreffend dann aus, wenn die betreffende Anlage – anders als beim Redispatch – nicht mehr am Markt aktiv ist. Die Gesetzesbegründung der beiden Regeln macht deutlich, dass in

diesen „Stilllegungsfällen“ ausnahmsweise keine Opportunitäten vergütet werden sollen (vgl. Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie, BT-Drs. 17/11705, S. 45). Dies gilt sinngemäß auch für ein Kernkraftwerk, das im Reservebetrieb nach § 118a EnWG in Anspruch genommen wird (vgl. Gesetzentwurf CDU/CSU und FDP, BT-Drs. 17/6072, S. 98; Theobald in Danner/Theobald, Energie-recht, 81. Ergänzungslieferung 2014, § 118a, Rn. 3).

bbb) Intraday-Handel

Damit sind im Grundsatz auch die durch die Inanspruchnahme entstehenden Flexibilitätseinbußen und die fehlende Möglichkeit der Teilnahme am Intraday-Handel vergütungsfähig. Hierbei handelt es sich um entgangene Gewinnmöglichkeiten, die nur deswegen nicht wahrgenommen werden können, weil ein Kraftwerksbetreiber Redispatch-Maßnahmen erbringen muss.

Soweit die Bundesnetzagentur darauf verweist, dass Intraday-Handel lediglich ermögliche, kurzfristig Abweichungen von Verbrauchsprognosen auszugleichen und - wenn der Übertragungsnetzbetreiber nicht widerspreche - die Kosten für Ausgleichs- und Regelernergie zu reduzieren, greift dies zu kurz (Festlegung, S. 14). Der Intraday-Handel ist inzwischen ein relevanter und erheblicher Markt, um Renditen und Deckungsbeiträge zu erwirtschaften.

Auch der Hinweis der Bundesnetzagentur, dass der Intraday-Handel in einer Netzengpasssituation ohnehin eingeschränkt sei, Intraday-Chancen nicht nutzbar seien, trifft in dieser Allgemeinheit nicht zu. Grundsätzlich können Fahrpläne auch im Redispatch-Fall kurzfristig geändert werden (§ 5 Abs. 2 S. 1 StromNZV). Durch die bloße Möglichkeit des Übertragungsnetzbetreibers, Fahrplanänderungen abzulehnen (§ 5 Abs. 2 S. 2 StromNZV), wird der Markt nicht von vornherein und regelmäßig beschränkt. So können auch die nicht Redispatch-angewiesenen Netzbetreiber während eines Netzengpasses weiterhin uneingeschränkt am Intraday-Handel teilnehmen. Damit wird im Redispatch-Fall nicht jeder Intraday-Handel ausgeschlossen, sondern aufgrund der BK6-Festlegung-Redispatch-Vorgaben nur dem betroffenen Redispatch-Kraftwerksbetreiber der Intraday-Handel verwehrt oder erschwert.

Die Bundesnetzagentur weist allerdings zu Recht darauf hin, dass entgangene Opportunitäten und Erlösausfälle im Einzelfall schwierig und nur schwer zu beziffern sein können. Auch besteht die Gefahr, dass je nach Art der Berechnung Fehlanreize gesetzt werden könnten. Diese im Tatsächlichen liegenden Probleme führen allerdings nicht dazu, dass solche Kosten von vornherein nicht berücksichtigungsfähig wären. Gegebenenfalls sind Opportunitäten zu schätzen oder zu pauschalieren, etwa durch einen Aufschlag.

So hat etwa der Vertreter der Stadtwerke Q. in der mündlichen Verhandlung erläutert, dass durchaus Indizes existierten, um Intraday-Ergebnisse abzubilden, etwa für die 96 vorangegangenen Stunden eines Zeitpunkts und man auf einen Mittelpreis abstellen könne. Die S. hatte in dem Verfahren VI-3 Kart 364/12 (V) ein Gutachten der G. („Angemessene Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“, VI-3 Kart 364/12, Anlage BF2) vorgelegt, in dem versucht worden war, entgangene Gewinne aus Intraday-Geschäften zu berechnen. Die U. GmbH hatte beispielhaft für den 06.01.2012 und das Gaskraftwerk Z. ebenfalls entgangene Gewinne zu berechnen versucht (Stellungnahme vom 25.05.2012, Bl. 310, 311, 316 ff. VV).

Hinsichtlich der Höhe der entgangenen Gewinne ist nicht darauf abzustellen, welche Chancen theoretisch hätten realisiert werden können, sondern nur welche Deckungsbeiträge typischerweise oder „üblicherweise“ hätten erwirtschaftet werden können. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass – je nach Abrechnungsmethode - Gewinnerwartungen nicht doppelt berücksichtigt werden sollten, wenn etwa auf der Grundlage der StromNEV eine bestimmte Eigenkapitalverzinsung gewährt werden sollte (vgl. die Regelung in den „J.-Verträgen“).

ccc) vermiedene Netzentgelte

Dass Opportunitäten, die aufgrund der Redispatch-Anweisung nicht wahrgenommen werden, im Grundsatz ein ersatzfähiger Schaden sein können, schließt entgangene Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten ein.

Dass Erlösausfälle durch energierechtliche Zwangsmaßnahmen ein erstattungsfähiger Schaden sein können, verdeutlicht auch § 15 Abs. 3 AbLaV, der vorsieht, dass

eine Netzentgeltbefreiung nicht deswegen versagt werden darf, weil ein Verbraucher für Abschaltleistung in Anspruch genommen worden ist. Auch die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten durchaus ein erstattungsfähiger Schaden sein können, wenn sie dies – bei ihrer Argumentation konsequent - nur auf solche Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten beschränken will, die bei hypothetischer Durchführung des Day-Ahead-Fahrplans angefallen wären.

Die entgangenen Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten können auch spürbar sein. So ist etwa in einem Aktenvermerk vom 07.09.2011 deutlich gemacht worden, dass der Effekt der vermiedenen Netzentgelte erheblich sein und etwa Neuansiedlungen in Netzgebieten mit hohen Netzentgelten beeinflussen könne (Bl. 89 VV).

cc) Wärmeersatzbeschaffung – Strombezug über Dritte

Zusätzliche Kosten, die ggfs. durch Wärmersatzbeschaffung bei KWK-Anlagen aufgrund eines Redispatch-Einsatzes entstehen, belasten einen Kraftwerksbetreiber ebenfalls Redispatch-bedingt.

So kann, worauf Anlagenbetreiber nachvollziehbar hingewiesen haben, der Fall eintreten, dass bei einer Redispatch-Maßnahme eine bestimmte Fernwärme-Erzeugungsleistung nicht verfügbar ist, die Ersatzenergie dann gegebenenfalls zu erhöhten Kosten anderweitig beschafft werden muss (vgl. für § 12 Abs. 1 S. 1 EEG: Schäfermeier in Reshöft/Schäfermeier, EEG, 4. Auflage 2014, § 12, Rn. 18). Die Bundesnetzagentur hat auch gesehen, dass bei KWK-Anlagen Besonderheiten bestehen. So geht die Festlegung davon aus, dass ein „Normalbetrieb“ nicht vorliege, wenn eine Anlage ausschließlich wärmegeführt werde (Festlegung, S. 16).

Eine ähnliche Sachlage kann sich auch dann ergeben, wenn ein Kraftwerk im Rahmen eines Redispatch-Einsatzes auf „Null“ herunterzufahren ist und der Stromeigenbedarf deshalb nicht mehr selbst gedeckt werden kann. Der Strom muss dann zu höheren Preisen über das öffentliche Netz bezogen werden. Die C. (VI-3 Kart 348/12) hat darauf hingewiesen, dass gegebenenfalls auch zusätzliche Netzentgelte für Bahnstromlieferung entstehen könnten, wenn im Redispatch-Fall der Bahnstrom nicht über die kraftwerkseigene Stromsammelschiene, sondern aus dem öffentlichen

Netz bezogen werden müsste. Auch solche Mehrkosten stehen in einem engen Zusammenhang mit der angeordneten Redispatch-Maßnahme und sind im Grundsatz zu vergüten.

dd) Zinsnachteil bei KWK-Zulagen

Auch Zinsnachteile können entstehen, wenn ein Anlagenbetreiber ein Kraftwerk Redispatch-bedingt herunterfährt. So kann sich etwa ein Barwertverlust dadurch ergeben, dass bei einer Einspeiseabsenkung nur eine geringere KWK-Zulage für das betreffende Jahr gewährt wird, der Anlagenbetreiber die nicht in Anspruch genommene Zulage erst in den Folgejahren zeitverzögert erhält.

ee) Redispatch-bedingte Anpassungen

Soweit Kraftwerksbetreiber darauf hingewiesen haben, dass Gemeinkosten, die in einem direkten Zusammenhang mit der Redispatch-Maßnahme stehen, ebenfalls abzurechnen seien, trifft dies im Grundsatz zwar zu. Dies erfasst jedoch nur solche Kosten, die nicht schon aufgrund der typischen Funktionsweise des Kraftwerks sowieso angefallen wären.

Die C. (VI-3 Kart 348/12) hat etwa geltend gemacht, dass die Kosten durch die Besetzung einer Kontaktstelle, die rund um die Uhr zur Entgegennahme von Anweisungen zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung einzurichten sei, auszugleichen seien. Der Senat geht jedoch davon aus, dass ein Kraftwerk mit erheblicher Erzeugungsleistung grundsätzlich rund um die Uhr besetzt und unabhängig von einem Redispatch darauf vorbereitet ist, Informationen und Anweisungen, insbesondere auch von Seiten des Übertragungsnetzbetreibers, entgegenzunehmen, schon um etwa zeitnah auf Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG reagieren zu können. Es ist auch nicht vorgetragen worden, welche konkreten Mehrkosten entstehen sollen.

Dies gilt sinngemäß auch für Kosten in Zusammenhang mit der Anpassung von Prozessen oder Datenformaten, Kosten der allgemeinen Verwaltung, wie sie typischerweise mit dem Ablauf einer Kraftwerksanlage verbunden sind. Ein Kraftwerksbetreiber hat sich auf verändernde rechtliche Vorgaben, hier durch das Redispatch, einzu-

stellen und die entsprechenden organisatorischen Maßnahmen vorzunehmen. Es ist nicht vorgetragen, dass die verwaltungstechnischen und organisatorischen Anpassungen, die durch Redispatch geboten sind, diesen typischerweise mit dem Betrieb eines Kraftwerks verbundenen Aufwand erheblich übersteigen.

ff) Pumpspeicherkraftwerke

Soweit die Festlegung die Vergütung für Redispatch-Maßnahmen von Pumpspeicherkraftwerken regelt, ist die vorgesehene Abrechnungsmethode ebenfalls rechtswidrig.

Die Bundesnetzagentur hat gesehen, dass Pumpspeicherkraftwerke Besonderheiten aufweisen, die gegebenenfalls gesondert zu regeln sind (Festlegung, S. 20 f.). Allerdings will die Behörde (nur) anhand der aufgewendeten oder ersparten Strompreiskosten abrechnen. Dies ist nicht sachgerecht. Die erheblichen Besonderheiten der Pumpspeicherkraftwerke sind zu berücksichtigen, um einem Kraftwerksbetreiber eine „angemessene Vergütung“ zu gewähren.

Die Kostenstruktur von Speicherkraftwerken unterscheidet sich erheblich von derjenigen thermischer Kraftwerke (vgl. auch die Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes, S. 184, 187, „fundamental“, zur Bedeutung von Schattenpreisen: S. 185). Die Energiemenge ist anders als bei anderen Kraftwerken begrenzt oder steht jedenfalls zeitlich nur beschränkt oder verzögert zur Verfügung. Aufgrund dieser Besonderheiten liegt es nahe, dass ein Kraftwerksbetreiber regelmäßig versuchen wird, ein Pumpspeicherkraftwerk noch gezielter als andere Anlagen an den attraktivsten Stunden zu betreiben. Die Speicher werden während der Off-Peak-Stunden mit Hilfe günstigen Stroms aufgefüllt und dann zu Zeiten mit hoher Last entleert.

Dass die Ermittlung der relevanten Kosten oder anzusetzenden Börsenpreise bei Pumpspeicherkraftwerken problematisch sein kann, hatte der Vorschlag der W. „Grundsätze zur Anforderung, Erbringung und Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen“, Stand: 25.02.2011“ dargestellt (Bl. 28 VV). I. hatte ebenfalls beispielhaft erläutert, dass bei einem Pumpspeicherkraftwerk sich der nutzbare Zeitraum durch die Redispatch-Maßnahme verschiebe und das Kraftwerk daher dann

gegebenenfalls nicht im wirtschaftlich attraktiven Stundenkorridor eingesetzt werden könne (vgl. das Beispiel Bl. 138 ff. VV).

Auch die Ausnahmeregelung nach Tenorziffer 4, die an sich - jedenfalls im Anwendungsbereich der Bagatellregelung insbesondere für Pumpspeicherkraftwerke - abweichende Vergütungsregeln, nach seinem Wortlaut ggfs. auch die Berücksichtigung von Opportunitäten, zuließe (vgl. Festlegung, S. 19), führt nicht zu einer angemessenen Vergütungsregelung für Pumpspeicherkraftwerke. So hat die Bundesnetzagentur in der Festlegung unmissverständlich deutlich gemacht, dass im Anwendungsbereich der Festlegung grundsätzlich keine Opportunitäten vergütet werden sollen. Dieser tragende Gedanke erfasst als allgemeiner Grundsatz die Festlegung insgesamt und damit auch die Ausnahmeregelung (vgl. Festlegung, S. 14).

Dass eine Schätzung im Einzelfall Unsicherheiten aufweisen kann, führt - wie bereits erläutert - nicht dazu, dass ein entsprechender Ansatz entgangener Gewinnchancen von vornherein ausgeschlossen ist.

Darüber hinaus ist die Vergütungsregelung für Pumpspeicherkraftwerke aber auch deswegen rechtswidrig, weil sie zu den Bestimmungen der BK6-Festlegung inkonsistent ist.

Die BK6-Festlegung geht schon unzutreffend davon aus, dass als Wirkleistungseinspeisung nicht nur eine positive Einspeisung, sondern auch eine negative Einspeisung, d.h. ein Wirkleistungsbezug als Redispatch-Maßnahme in Betracht komme (BK6-Festlegung, Tenorziffer 3 Satz 2, S. 3, 38 f., siehe die Begründung in den Beschlüssen des Senats vom 28.04.2015 zur BK6-Festlegung).

Die streitgegenständliche Festlegung gewährt ferner keine Vergütung für den Fall, dass die Abnahmelast bei der Befüllung eines Speichers reduziert wird, obwohl die BK6-Festlegung auch diesen Fall, mithin vier Betriebszustände regeln will (vgl. BK6-Festlegung, Tenorziffer 3). So geht die hier streitgegenständliche Festlegung bei der Bestimmung der angemessenen Vergütung davon aus, dass nur *drei* mögliche Handlungsalternativen eines Pumpspeicherkraftwerks von Redispatch-Maßnahmen erfasst seien (Festlegung, S. 20 f.). Die streitgegenständliche Festlegung schließt die

Reduzierung der Abnahmelast bei der Befüllung eines Speichers vom Anwendungsbereich aus und will damit für diese Fälle keine Vergütung gewähren (BK8-Festlegung, S. 20 f.). Es ist jedoch nicht ersichtlich, warum – wenn eine bestimmte Maßnahme als Redispatch-Maßnahme eingestuft werden sollte – diese nicht auch vergütet werden sollte. Es bleibt auch offen und ist zweifelhaft, ob und inwieweit eine Abrechnung nach der „Verordnung zu abschaltbaren Lasten“ in Betracht käme. Die Verordnung sieht ein Ausschreibungsverfahren vor (§ 1 AbLaV), das die Bundesnetzagentur jedoch bei Redispatch-Maßnahmen aufgrund eines fehlenden Marktes gerade nicht durchführen möchte.

gg) Phasenschieberbetrieb

Soweit auf eine fehlende Regelung zum Phasenschieberbetrieb hingewiesen worden ist, ist ein Regelungsbedarf weder dargelegt noch erkennbar. Die Festlegungen der BK 6 sowie der BK 8 beziehen sich ausschließlich auf die Wirkleistungseinspeisung, nicht etwa auf eine Blindleistung ohne Änderung der Wirkleistung (vgl. S. 11 der Festlegung BK 6).

6. Tenorziffer 3

Die Festlegung ist rechtswidrig, soweit sie die Grenzkosten auf der Basis des punktuell niedrigsten stündlichen EPEX-Spot-Preises, zu dem eine Anlage im Kalendermonat vor dem Einspeisezeitpunkt im normalen Betrieb eingespeist hat, berechnen will.

a) Bagatellgrenze

Es steht im Ermessen der Bundesnetzagentur zu entscheiden, ob bestimmte Bagatellgrenzen eingefügt werden. Im vorliegenden Fall hat die Bundesnetzagentur sich an der 1%-Schwelle des § 12 Abs. 1 S. 2 EEG 2012 orientiert und die Grenze mit 0,9% der Einspeisemengen des Vorjahres einer Erzeugungsanlage zugunsten der Anlagenbetreiber geringfügig niedriger angesetzt (Festlegung, S. 15). Die Behörde kann auch entscheiden, ob – wie hier – bestimmte Grenzen für alle betroffenen Un-

ternehmen gelten oder der Abrechnungsmodus nur für solche Anlagenbetreiber gilt, die die Schwelle nicht überschreiten (Festlegung, S. 19). Es kann dahinstehen, ob die Anlehnung an den Schwellenwert nach § 12 Abs. 1 S. 2 EEG 2012 sachgerecht ist. Bei einer derart geringen Schwelle liegt ein Bagatelleinsatz eines Kraftwerks jedenfalls nicht fern und ist nicht zu beanstanden.

b) Grenzkosten

Die Bundesnetzagentur geht im Grundsatz zutreffend davon aus, dass ein Unternehmen erst dann am Markt aktiv werden wird, wenn zumindest die Grenzkosten gedeckt sind (Festlegung, S. 16). Der Bundesnetzagentur steht es im Übrigen frei, für die Berechnung einer angemessenen Vergütung auf bestimmte Börsen- oder Marktpreise abzustellen, um so eine angemessene Vergütung zu berechnen, wobei die gewählten Indizes die entstehenden Kosten allerdings nicht realitätsfern abbilden dürfen. Ihr steht ein Regulierungsermessen zu.

Mit Referenzpreisen ist im Grundsatz auch eine Vereinfachung verbunden. Dies wird auch nicht etwa dadurch infrage gestellt, dass es im Einzelfall schwierig sein kann, weitere Kosten, wie etwa einen erhöhten Wartungsaufwand aufgrund von An- und Abfahrten, im Rahmen der Tenorziffer 3c nachzuweisen.

Es bestehen keine Bedenken, für die Bestimmung eines Referenzpreises auf einen vergangenen Zeitraum zurückzugreifen, um eine Abrechnung handhabbar zu machen. Insoweit hier Unschärfen durch schwankende Börsenpreise eintreten, ist davon auszugehen, dass sich diese über einen längeren Zeitraum ausgleichen. Auch der Begriff „Vorjahr“ ist nicht unklar, meint vielmehr ersichtlich das Kalenderjahr. Der Begriff „Einspeisemenge“ ist ebenfalls hinreichend bestimmt. Er bezieht sich auf die in das öffentliche Netz eingespeiste Menge, da es bei der Bagatellgrenze offenkundig auf die Relation der Redispatchmengen zu den sonstigen in das Netz eingespeisten Mengen ankommt. Auch bei dem von der Bundesnetzagentur in Bezug genommenen § 12 Abs. 1 Satz 1 EEG geht es um die Einspeisung in das öffentliche Stromnetz.

Die Behörde hat sich hier ersichtlich an den Konditionen orientiert, die in der Vergangenheit bei freiwilligen Vereinbarungen üblich waren (Entwurf „Leitfaden zur Findung sachgerechter Vergütungsregelungen zur Erhaltung oder Wiederherstellung der Systemsicherheit im Übertragungsnetz durch Redispatch-Maßnahmen 2010“, Bl. 71 VV, vgl. auch Bl. 86, 88 VV, vgl. Stellungnahme L. vom 30.04.2012, Bl. 205 VV; in einem Vermerk vom 26.09.2012 stellt die W. fest, dass die Bundesnetzagentur eine Vergütungsregelung erreichen wolle, die nicht besser sei als die Vergütung über existierende Redispatch-Verträge, Bl. 670 VV).

Die Bundesnetzagentur hält die Bagatellregelung für sinnvoll, weil ein Missbrauch von Bewertungsspielräumen verhindert werde, eine rein kostenbasierte Vergütungsregelung hingegen kaum überprüfbar sei (Bl. 88 VV). Allerdings wurde gesehen, dass durch die pauschalierte Regelung anfallende Kosten möglicherweise nur teilweise gedeckt seien und so die Errichtung neuer Kraftwerke in Süddeutschland erschwert werden könnte. So wurde etwa in einem Vermerk die Gefahr gesehen, dass Kraftwerke die Anweisung zum Hochfahren unterlaufen, Betreiber Kraftwerke als „nicht verfügbar“ melden könnten, wenn die Stromproduktionskosten, etwa bei einem Gaskraftwerk, über dem EPEX-Spot-Preis lägen (Vermerk vom 07.09.2011, Bl. 90 VV; Stellungnahme der A. GmbH vom 23.05.2012, Bl. 305 VV). Außerdem könnten Kraftwerksbetreiber Anweisungen der Übertragungsnetzbetreiber möglicherweise unterlaufen, indem sie technische Probleme vorgeben und stattdessen ein entfernt liegendes Kraftwerk hochgefahren werden müsse (Bl. 88 VV). Hochzufahrende Kraftwerke könnten benachteiligt sein, weil deren Stromproduktionskosten über dem EPEX-Spot-Preis liegen könnten, sie aufgrund der niedrigen EPEX-Preise gerade nicht produzierten und nicht „im Geld“ wären (Bl. 89 VV; vgl. auch die Stellungnahme der F. vom 22.12.2011, Bl. 158 VV; vgl. die Stellungnahme der FF. vom 22.12.2011, Bl. 163 VV). Auch die W. hat dies aufgegriffen und ebenfalls auf das Problem hochzufahrender Kraftwerke hingewiesen und deutlich gemacht, dass umgekehrt einzusenkende Kraftwerke „im Geld“ seien, deren variable Kosten zum Teil signifikant unter den Börsenpreisen lägen (Stellungnahme vom 16.12.2011, Bl. 115 VV). I. hat ebenfalls darauf hingewiesen, dass Redispatch-Leistung häufig den Einsatz von schnell anfahrbereiten Spitzenlastkraftwerken erfordere, die relativ hohe variable Kosten hätten (Vergleiche Bl. 138 VV). In der mündlichen Verhandlung hat ein Vertreter der Y. AG darauf hingewiesen, dass durch die Bagatellregelung etwa bei ei-

nem herunterfahrenden Braunkohlekraftwerk die tatsächlichen Grenzkosten von 15 €/MWh regelmäßig erheblich überschätzt würden, daher überhöhte Beträge von 25 €/MWh und mehr an den Übertragungsnetzbetreiber zu erstatten seien.

Im Ergebnis hat die Bundesnetzagentur die Bedenken gegen eine pauschalierte Kostenregelung dann zurückgestellt, weil Bestimmungen in der Vergangenheit bereits freiwillig vereinbart worden und deshalb als auskömmlich und angemessen einzustufen seien (Bl. 89 VV). Der Umstand, dass in der Vergangenheit Vereinbarungen zwischen Kraftwerksbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern getroffen worden waren, die ebenfalls auf den von der Bundesnetzagentur gewählten Abrechnungsmodus abstellten, kann die hier im Streit stehende Regelung aber nicht rechtfertigen. So mögen die Verträge möglicherweise nicht immer nicht marktgerecht ausgestaltet gewesen sein, weil Vereinbarungen häufig innerhalb eines Energiekonzerns, zwischen der Netzsparte und der Energieerzeugung, geschlossen worden waren oder das Redispatch-Volumen in der Vergangenheit gering war (vgl. Bl. 205 VV). In der mündlichen Verhandlung haben die Vertreter der Bundesnetzagentur deutlich gemacht, dass die Bagatellregelung vor allem auch deshalb gewählt worden sei, damit die Kraftwerksbetreiber nicht sensible Daten an die Übertragungsnetzbetreiber übermitteln müssten.

c) Normalbetrieb

Die Bundesnetzagentur hat gesehen, dass es durchaus Fälle geben kann, bei denen für die Grenzkostenberechnung nicht auf einen Börsenpreis abgestellt werden könne.

Sie hat in der Festlegung noch ausreichend deutlich gemacht, was sie unter „Normalbetrieb“ versteht und Betriebszustände abgegrenzt, wann ein „Normalbetrieb“ nicht vorliegen solle, ein Anlagenbetreiber also gegebenenfalls auch einspeist, wenn seine Grenzkosten über dem Börsenpreis liegen können (Festlegung, S. 16: Vorhaltung von Regelleistung, Erbringung von Regelenergie, Betrieb in Mindestlast um An- und Abfahrkosten zu vermeiden, Probetrieb, Redispatch, wärmegeführte KWK-Anlagen). Es ist auch nachvollziehbar, dass nicht alle möglichen Fälle geregelt werden können, in denen ein „Normalbetrieb“ nicht gegeben ist. So ist etwa vorgetragen

worden, dass der anzusetzende Grenzpreis bei einem nicht stundenscharfen An- und Abfahren unklar sei. Es ist daher auch nicht zu beanstanden, dass etwa der Begriff in Tenorziffer 3d „vergleichbarer Erzeugungsanlagedaten“ nicht noch näher konkretisiert und auslegungsbedürftig ist.

d) Referenzstunde Vormonat

Die Bundesnetzagentur hat hier aber die Grenzen Ihres Regulierungsermessens überschritten, wenn sie eine Kostenregelung wählt, die Kraftwerksbetreiber in nicht mehr sachgerechter Weise benachteiligt. Soweit die Bagatellregelung sich an dem niedrigsten stündlichen Börsenpreis des Vormonats orientiert, zu dem eingespeist worden ist, führt dies dazu, dass auch dieser niedrigste Stunden-Vormonats-Preis als Monatsbasis für die Redispatch-Maßnahme zugrunde gelegt wird.

Hierdurch ergeben sich besondere Unsicherheiten für die Kraftwerksbetreiber, weil für die Abrechnung der Redispatch-Maßnahme auf eine einzelne Stunde im Vormonat abgestellt wird. Diese können im Rahmen der ihnen obliegenden Darlegungslast und aufgrund der aufgezeigten zahlreichen Möglichkeiten, ein Kraftwerk außerhalb des „Normalbetriebs“ zu betreiben, für diese preisentscheidende Stunde möglicherweise nicht nachweisen, dass die jeweilige Anlage außerhalb des von der Festlegung vorgesehenen „Normalbetriebes“ gefahren wurde.

Die Anlagenbetreiber haben substantiiert erhebliche Umstände vorgetragen, aus denen sich ergibt, dass solche Fallgestaltungen in nicht unerheblichem Maße auftreten können. So kann die Fahrweise eines Kraftwerks maßgeblich durch die am Spotmarkt sich ergebenden Preise beeinflusst sein, auch wenn das Kraftwerk langfristig vermarktet ist. Es kann gegebenenfalls günstiger sein, Kraftwerke herunterzufahren und die Stromlieferverpflichtungen durch einen Zukauf am Markt zu erfüllen. Wenn geringere oder negative Preise nur in Einzelstunden auftreten, kann es für einen Anlagenbetreiber ökonomisch sinnvoller sein, die Kraftwerke am Netz zu lassen, weil ihnen andernfalls Opportunitäten in den Folgestunden entgehen. Auch aufgrund von Min- oder Max-Take-Verpflichtungen kann ein Kraftwerk betrieben werden, obwohl die Grenzkosten nicht gedeckt sind.

Hier kann die Bagatellregelung daher für die Kraftwerksbetreiber zu nicht mehr hinnehmbaren Nachteilen führen. Aufgrund der hohen Volatilität der Strompreise ist es nicht sachgerecht, dass ein derartiger „Ausreißer“-Wert, ein einzelner Stundenpreis des Vormonats - gerade vor dem Hintergrund der Unsicherheiten eines „Normalbetriebs“ einer Anlage - einschränkungslos für die Berechnung der Grenzkostenberechnung zugrunde gelegt wird. Der möglicherweise punktuell entstandene Nachteil in einer einzigen Stunde des Vormonats schlägt auf die anzusetzenden Kosten im gesamten laufenden Monat, auch bei mehreren Redispatch-Maßnahmen in einem Monat, durch (vgl. das Berechnungsbeispiel des CC. vom 13.07.2012, Bl. 562 VV und vom 21.08.2012, Bl. 613 VV, niedrigster EPEX-Spot-Preis im April 2012: 4,39 €/MWh).

Diese Problematik hatte der Entwurf eines „Leitfadens zur Findung sachgerechter Vergütungsregelungen zur Einhaltung oder Wiederherstellung der Systemsicherheit im Übertragungsnetz durch Redispatch-Maßnahmen 2010“ noch gesehen und zunächst bestimmt, dass ein Aufschlag von 10% auf den Spotmarkt-Preis gezahlt, bzw. bei einem eingeschränkten Kraftwerk nur 90 % des Spotmarkt-Preises in Rechnung gestellt werden sollten (Bl. 7 VV). Auch war zu Beginn noch ein Mindestwert von 20 € je Megawattstunde als Preisuntergrenze vorgesehen, falls der Spotmarkt-Preis unter diesen Wert sinken sollte, der im Konsultationsverfahren auf 25 € pro Megawattstunde erhöht wurde (Bl. 7, 209 VV). Der Entwurf des Leitfadens wies darauf hin, dass die Vergütungsregelung für die beteiligten Kraftwerke von Vorteil sei, es aber in einzelnen Stunden zu einem Auseinanderfallen von einsatzrelevanten Grenzkosten und der Vergütung kommen könne.

Hierbei handelt es sich auch nicht um Einzelfälle. Dieser Effekt des „Ausreißer“-Wertes zeigt sich etwa bei negativen Strompreisen, die häufig nur in einzelnen Stunden auftreten und dann Berechnungsgrundlage für eine Redispatch-Maßnahme im Folgemonat wären. Der Strompreis kann etwa bei starker Sonnen- und Windeinspeisung volatil und niedrig sein und dann auf einen Betrag nahe null oder sogar darunter sinken. Die Festlegung verweist einen Anlagenbetreiber dann für alle Redispatch-Maßnahmen im gesamten Folgemonat auf diesen niedrigsten Preis, obwohl die Marktsituation nur kurz vorgelegen hat. Für den Kraftwerksbetreiber entsteht ein erheblicher Nachteil bereits dann, wenn das Kraftwerk nur einmal innerhalb des Refe-

renz-Monatszeitraums Strom „für wenige Minuten“ eingespeist hat, obwohl die Grenzkosten des Kraftwerks nur für kurze Zeit oberhalb des aktuellen Börsenpreises lagen. Es überzeugt nicht, dass etwa konventionelle Kraftwerke mit vergleichsweise hohen variablen Kosten „freiwillig“ oder im „Normalbetrieb“ am Markt zu niedrigen Preisen von 3 oder 4 Euro/MWh Strom eingespeist hätten, auf dieser Basis dann die Grenzkosten berechnet werden sollen. Werden sie gleichwohl aufgrund eines Netzengpasses dazu verpflichtet, Strom zu liefern, kann dieser niedrige Preis, der ersichtlich in keinem Zusammenhang mehr mit den Kosten des Kraftwerks steht, nicht als Abrechnungsgrundlage dienen.

7. Tenorziffer 4

Auch Tenorziffer 4 führt nicht dazu, dass die Bagatellregelung deshalb angemessen wäre, weil in „begründeten Ausnahmefällen“ auf der Basis eines individuellen Aufwandsersatzes abgerechnet werden kann.

So will die Bundesnetzagentur mit der Festlegung den Anwendungsbereich auf wenige Fälle beschränken, so dass die Alternative einer individuellen und möglicherweise höheren Abrechnung nur für wenige Anlagenbetreiber in Betracht kommen sollte. Die Festlegung nennt als Beispiele etwa Pumpspeicherkraftwerke, fehlende Schätzungsgrundlagen oder Fälle, in denen die Bagatellregelung zu erkennbar unplausiblen Ergebnissen führen würde.

Eine individuelle Abrechnung wird Kraftwerksbetreibern auch dadurch erschwert, dass nicht er, sondern der Übertragungsnetzbetreiber entscheidet, ob die Ausnahmeregelung genutzt werden soll (Festlegung, S. 19). Es kann dahinstehen, ob es sich hierbei um ein echtes Leistungsbestimmungsrecht des Übertragungsnetzbetreibers handelt. Es ist fraglich, warum der Übertragungsnetzbetreiber darüber entscheiden soll. Die genannten Fälle beeinträchtigen vorrangig den Anlagenbetreiber und führen bei ihm zu einem unplausiblen Ansatz der tatsächlich entstandenen Grenzkosten. Ursprünglich hatte die Beschlusskammer 8 auch kein Wahlrecht, sondern ein Antragsverfahren bei der Bundesnetzagentur für diese Fälle vorgesehen, dann aber anscheinend im Konsultationsverfahren nach entsprechenden Bedenken davon abgesehen (vgl. Bl. 108, 116 VV).

Auch überzeugt die Begründung in der Festlegung nicht, dass „ein Wahlrecht für die jeweilige Erzeugungsanlage, ob sie pauschal oder individuell vergütet wird... dem Grundgedanken der Bagatellregelung, mit der eine Vereinfachung der Vergütungsregelung erzielt werden soll“, widerspreche (Festlegung, S. 19). Eine Vereinfachung ist jedenfalls dann nicht erkennbar, wenn eine Anlage oberhalb der Bagatellgrenze einspeist. Denn dann ist auf zwei verschiedene Arten, zunächst bis zur 0,9%-Schwelle pauschal und darüber hinaus individuell, abzurechnen.

8. Tenorziffer 5

Tenorziffer 5 der Festlegung ist rechtswidrig, weil sie gegen das Gleichbehandlungsgebot verstößt und kartellrechtlich bedenklich ist. Darüber hinaus ist die Regelung zu unbestimmt.

Sie ordnet an, dass ein Leistungsanteil dann gewährt werden kann, wenn die Redispatch-Maßnahmen jährlich mehr als 10% der Einspeisemengen des Vorjahres einer Erzeugungsanlage betreffen. Hat eine Anlage im Vorjahr nicht eingespeist, erhält sie kein Leistungsentgelt. Die Vertreter der Bundesnetzagentur haben in der mündlichen Verhandlung deutlich gemacht, dass bei Überschreiten des Schwellenwertes ein Kapitalkostenersatz erfolgen solle. Hintergrund sei auch gewesen, dass - seinerzeit noch vor Inkrafttreten der ResKV - eine Fixkostenvergütung zwar als Fremdkörper in der Branche angesehen worden sei, jedoch durch die Leistungsentgelt-Regelung habe versucht werden sollen, systemrelevante Kraftwerke am Netz zu halten, die andernfalls abgeschaltet worden wären. Die Vertreter der Bundesnetzagentur haben erläutert, dass ohne die kartellrechtlichen Bedenken des Bundeskartellamtes die Kraftwerksbetreiber, die mit ihren Anlagen die 10%-Schwelle überschritten hätten, zu den Konditionen der „J.-Verträge“ und anhand der StromNEV hätten abrechnen können.

a) keine Kriterien

Die Kraftwerksbetreiber weisen zutreffend darauf hin, dass es an einer konkreten Vorgabe, an Kriterien fehlt, nach welchen Grundsätzen sich ein zusätzliches Leis-

tungsentgelt berechnen soll. Die Bundesnetzagentur nennt lediglich einen Schwellenwert, ohne im Ansatz bestimmte Kriterien vorzugeben, wie ein Leistungsentgelt ausgestaltet sein könnte.

In der Festlegung ist nur geregelt, dass ab Überschreiten der Schwelle dem Grunde nach ein Leistungsentgelt bezahlt werden kann, ohne dass darüber hinaus Vorgaben gemacht werden. § 13 Abs. 1a S. 3 EnWG ermächtigt zum Erlass von „Kriterien“ zur Bestimmung eines angemessenen Entgelts. Dies erfordert keineswegs eine umfassende und detaillierte Regelung. Jedoch ist ein Mindestmaß an Bestimmtheit erforderlich, um jedenfalls die Größenordnung einschätzen oder erkennen zu können, nach welchen Grundsätzen das Leistungsentgelt bestimmt werden soll. Dies gilt insbesondere deshalb, weil die Tenorziffer 5 als „kann“-Bestimmung ausgestaltet ist, so dass nach dem Wortlaut ein Übertragungsnetzbetreiber „nach Belieben“ auch ein Leistungsentgelt verweigern könnte, selbst wenn die 10%-Schwelle überschritten worden sein sollte.

b) Leistungsanteil

Es ist nicht unzulässig, einen Leistungsanteil zu gewähren. Der Senat hat keine Bedenken, dass ein Fixkostenanteil - bei einer wettbewerbsrechtlich und europarechtlich unbedenklichen Ausgestaltung - im Rahmen von Redispatch-Einsätzen dem Grunde nach zulässig ist. Auch sprechen maßgebliche Gründe dafür, einen Leistungs- oder Fixkostenanteil bei Redispatch-Maßnahmen anzusetzen. Jedenfalls bei einer nicht nur unerheblichen Redispatch-Inanspruchnahme wird unverhältnismäßig in die Berufsausübungsfreiheit nach Art. 12 Abs. 1 GG eingegriffen, wenn nur Grenzkosten erstattet werden.

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass ein Leistungsentgelt und damit Fixkosten im Redispatch-Fall im Grundsatz nicht anzurechnen seien, weil der zusätzliche Einsatz eines Kraftwerks keinen Einfluss auf die Höhe der Fixkosten habe (Festlegung S. 13). Es fehle an einem kausalen Zusammenhang, weil die Fixkosten unabhängig von dem Redispatch-Eingriff anfielen. Auch die österreichische Redispatch-Regelung, die Netzengpassentgelt-Verordnung, bestimmt ebenfalls, dass Leistungsvorhaltungskosten grundsätzlich nicht berücksichtigt werden (Bl. 47 f. VV).

Die Regulierungsbehörde hält den Ansatz eines Leistungsanteils aber dann für sachgerecht, wenn der Redispatch-Einsatz keinen Ausnahmefall mehr darstelle (Festlegung, S. 13 f.). In dem Entwurf eines „Leitfadens zur Findung sachgerechter Vergütungsregelungen zur Einhaltung oder Wiederherstellung der Systemsicherheit im Übertragungsnetz durch Redispatch-Maßnahmen 2010“ war die Bundesnetzagentur noch davon ausgegangen, dass es bereits dann unverhältnismäßig sei, einem Kraftwerk kein Leistungsentgelt zu gewähren, wenn gemessen an der installierten Leistung mehr als 5% dieser Leistung pro Jahr für Redispatch-Zwecke zur Verfügung gestellt werden müssen (Bl. 7 VV). Hintergrund der Bestimmung der 10%-Grenze ist der zutreffende Gedanke, dass die dauerhafte Inanspruchnahme eines Kraftwerks im Interesse der Allgemeinheit nur gegen Ersatz der unmittelbar entstehenden Auslagen nicht sachgerecht sei.

Das Bundeskartellamt hatte schriftsätzlich zunächst ausgeführt, dass es sinnvoll sei, nur variable Kosten zu erstatten, weil andernfalls die Gefahr von Fehlanreizen bestünde und – für die typischerweise auch systemrelevanten Kraftwerke - keine Alternativlösung für die Reservekraftwerksverordnung geschaffen werden dürfe. Sie hatte schriftsätzlich auf die Notwendigkeit einer europarechtskonformen Auslegung hingewiesen, die 10%-Schwelle für bedenklich gehalten. Die Vertreter des Bundeskartellamtes haben in der mündlichen Verhandlung dann aber auch deutlich gemacht, dass sie keine grundsätzlichen Bedenken gegen einen Leistungsanteil bei Redispatch-Maßnahmen haben.

Wird ein Kraftwerk in erheblichem und wiederkehrendem Umfang für Redispatch-Maßnahmen eingesetzt, kann dies zu einseitigen und im Ergebnis nicht mehr hinnehmbaren Belastungen Einzelner führen. So werden im Redispatch-Fall aufgrund der netztopologischen lokalen Gegebenheiten regelmäßig immer dieselben Kraftwerke in Anspruch genommen. Durch die Merit Order, durch die das jeweils relativ günstigste Kraftwerk ausgewählt wird, wird dieser Effekt weiter verstärkt. Regelmäßig tragen also dieselben Kraftwerke die Belastungen. Wird dann auf die Erstattung eines Leistungsanteils verzichtet, werden diese Kraftwerke regelmäßig und gegebenenfalls über viele Jahre im Drittinteresse und im Interesse der öffentlichen Hand (Daseinsvorsorge) übermäßig und in nicht mehr verhältnismäßiger Weise für „Notfallmaß-

nahmen“ in Anspruch genommen. Sie werden durch den Verweis auf einen bloßen Aufwendungsersatz benachteiligt. Es überzeugt nicht, dass bei einem erheblichen Redispatch-Einsatz, der im Interesse der Daseinsvorsorge, hier der Systemsicherheit, liegt, die Allgemeinheit nur die entstehenden variablen Kosten tragen soll. Dass die Redispatch-Maßnahme nicht unmittelbar gegenüber der öffentlichen Hand erbacht wird, sondern – wie bereits erörtert - vorrangig im Interesse des Übertragungsnetzbetreibers liegt, steht dem übergeordneten öffentlichen Interesse nicht entgegen.

Auch andere energierechtlicher Vorschriften, etwa § 4 Abs. 1 und 2 AbLaV, erlauben es, neben einem Arbeitspreis einen Leistungspreis zu gewähren (vgl. hierzu König, EnWZ 2013, 201, der darauf verweist, dass die ABLaV-Vergütungen „sehr hoch“, deutlich über Marktniveau lägen). So stehen auch die Vorschriften der AbLaV ebenfalls in Zusammenhang mit der Entlastung des Stromnetzes und der Verbesserung der Systemsicherheit. Dies gilt auch für die Regelenergiebeschaffung, bei der ebenfalls nach einem Leistungspreis abgerechnet wird, es sich aber weniger um eine echte „Engpassmaßnahme“ handelt (vgl. z.B. Festlegung „Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung“, BK6-10-097 vom 12.04.2011; Festlegung „Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelung“, BK6-10-098 vom 12.04.2011).

Es entspricht ferner einem allgemeinen Rechtsgedanken, dass derjenige, der im Interesse der öffentliche Hand, etwa als sog. Verwaltungshelfer Tätigkeiten aus Gründen der öffentlichen Sicherheit und Ordnung erbringt, nicht nur „variable“ Kosten abrechnen, sondern auch einen Gemeinkostenzuschlag geltend machen kann (BGH, Urteil vom 15.12.1975, II ZR 54/74, BGHZ 65, 384, Bergung von die Schifffahrt gefährdenden Lukendeckeln durch Behörde; Bergmann in Staudinger, 2006, § 683, Rn. 61; OVG Hamburg, Urteil vom 07.10.2008, 3 Bf 81/08, VRS 116, 144; vgl. auch z.B. § 25a Abs. 1 Hamburger Feuerwehrgesetz; vgl. zum Gemeinkostenzuschlag für Abschleppunternehmer, der für eine Kommune verbotswidrig geparkte Fahrzeuge abschleppt: OVG Hamburg, Urteil vom 11.02.2002, 3 Bf 237/00, HmbJVBl 2003, 79, zit. nach juris; vgl. auch § 12 Abs. 1 S. 1 JVEG; vgl. zur Berücksichtigung eines Gemeinkostenzuschlags bei dem Erlass von Gebührenbescheiden: VG Köln, Urteil vom 03.07.2009, 27 K 4568/07; vgl. zur Berücksichtigung von Gemeinkosten im Schadensrecht: BGH, Urteil vom 19.11.2013, VI ZR 363/12, NZV 2014, 162; BGH, Urteil

vom 03.02.1961, VI ZR 178/59, NJW 1961, 729; BGH, Urteil vom 28.02.1969, II ZR 154/67, NJW 1969, 1109; OLG Frankfurt, Urteil vom 24.01.2012, 16 U 100/11, ZfSch 2013, 204; OLG Zweibrücken, Urteil vom 06.03.2002, 1 U 209/00, NJW-RR 2002, 1246; einschränkend: BGH, Urteil vom 31.05.1983, VI ZR 241/79, NJW 1983, 2815; LG Koblenz, Urteil vom 10.07.2012, 6 S 197/08, juris m. w. Nachw. aus der Rspr.).

Darüber hinaus ist auch die Funktion des Redispatch als Netzersatz zu sehen. So dient Redispatch als Notfallmaßnahme, um einen erforderlichen, aber bislang noch nicht erfolgten Netzausbau zu kompensieren. Könnten aber bei einem ordnungsgemäßen Netzausbau die anfallenden Fixkosten einschließlich Eigenkapitalverzinsung im Rahmen der StromNEV geltend gemacht werden, ist nicht ersichtlich, warum Kraftwerksbetreiber im Redispatch-Fall auf die Grenzkosten verwiesen werden sollen. Es überzeugt nicht, einem Anlagenbetreiber, der mit Hilfe von Redispatch als „Leitungsersatz“ für die Systemsicherheit im Netz des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers sorgt, einen Fixkostenersatz von vornherein zu verwehren. Zwar muss ein Kostenersatz nicht nach den Regeln der StromNEV erfolgen, zeigt aber, dass ein Leistungsanteil – auf welche Weise auch immer – sachgerecht ist. Auch die Bundesnetzagentur will für die Erstattung der Aufwendungen die Kalkulationsmaßstäbe der StromNEV heranziehen (Festlegung, S. 12), allerdings – soweit der 10%-Schwellenwert nicht erreicht wird - die Vorschriften der StromNEV nur auf die Erstattung der variablen Kosten anwenden.

Die Wertung des § 13 Abs. 1b EnWG, § 11 Abs. 2 S. 2, Abs. 3 ResKV steht nicht entgegen, ein Leistungsentgelt zu gewähren. Nach § 13 Abs. 1b EnWG sollen Betriebsbereitschaftsauslagen, also Fixkosten, vergütet werden, wenn ein Kraftwerk ausschließlich für Systemsicherheitsmaßnahmen eingesetzt wird. Dass § 13 Abs. 1b EnWG für die angemessene Vergütung bei vorübergehend stillgelegten Kraftwerken näher konkretisiert und zwischen Betriebsbereitschaftsauslagen und Erzeugungsauslagen unterscheidet, zwingt nicht dazu, im Umkehrschluss ein Leistungsentgelt im Rahmen des § 13 Abs. 1a EnWG auszuschließen. So existierte § 13 Abs. 1a EnWG bei Erlass des Abs. 1b des § 13 EnWG bereits, so dass die später eingefügte Regelung für die Auslegung der früher eingefügten kaum Bedeutung hat.

c) Art. 3 Abs. 1 GG

Vor diesem Hintergrund ist Tenorziffer 5 rechtswidrig, soweit ein Leistungsanteil erst ab Überschreiten der 10%-Schwelle zu gewähren ist. Es mag zwar, wie bereits erläutert, zunächst im Ansatz noch vertretbar sein, einen Leistungsanteil erst ab einer gewissen, niedrigen Eingriffsschwelle zu gewähren. Jedoch ist ein Schwellenwert von 10% jedenfalls deutlich zu hoch. Außerdem ergeben sich durch den starren Schwellenwert gravierende Gleichbehandlungswidersprüche und kartellrechtliche Probleme.

So verstößt Tenorziffer 5 gegen Art. 3 Abs. 1 GG, weil nicht erkennbar ist, weshalb die Schwelle 10% beträgt. Die Grenze ist hoch und wirkt „gegriffen“. So war in dem Entwurf eines „Leitfadens zur Findung sachgerechter Vergütungsregelungen zur Einhaltung oder Wiederherstellung der Systemsicherheit im Übertragungsnetz durch Redispatch-Maßnahmen 2010“ noch davon ausgegangen worden, dass es unverhältnismäßig sei, wenn ein Kraftwerk, gemessen an der installierten Leistung, mehr als 5% dieser Leistung pro Jahr für Redispatch-Zwecke zur Verfügung stellen müsse (Bl. 7 VV). In diesem Fall sei entweder eine besondere Vergütung zu gewähren oder ein anderes Kraftwerk auszuwählen (Bl. 7 VV).

Der hier vorgegebene erhebliche Schwellenwert verursacht eine Ungleichbehandlung vergleichbarer Sachverhalte, die nicht überzeugt. Es ist angesichts der gravierenden finanziellen Konsequenzen für die Kraftwerksbetreiber kein Grund ersichtlich, warum etwa bei einem Redispatch-gesteuerten Einsatz eines Kraftwerks von 10,0% keinerlei Leistungsentgelt gezahlt werden soll, darüber hinaus, ab z.B. 10,1%, sogar ein „Vollkostenersatz“ und gegebenenfalls, wie etwa in den „J.-Verträgen“ vereinbart, eine Eigenkapitalverzinsung möglich sein soll.

Auch soweit in der mündlichen Verhandlung die Vertreter der Bundesnetzagentur vorgetragen haben, dass die Beschränkung auf die variablen Kosten bis zum 10%-Schwellenwert sachgerecht sei, weil man davon ausgehe, dass die Investitionsplanung eines Kraftwerks eine Unsicherheitsmarge abdecke, überzeugt dies den Senat nicht. Es ist nicht ersichtlich, weshalb Sicherheitsreserven bei der Investitionsplanung der öffentlichen Hand zugutekommen sollen. Dass ggfs. auch Kraftwerksbetreiber zur Systemstabilität beitragen müssen, trifft zwar zu (vgl. etwa § 13 Abs. 2 EnWG).

Wie bereits dargestellt, tragen aber vor allem die Übertragungsnetzbetreiber die Systemverantwortung. Die Kraftwerksbetreiber wirken nur nachrangig mit. Es ist nicht plausibel, dass – wie für das Redispatch typisch – immer wieder dieselben Kraftwerke im Interesse der Allgemeinheit weitgehend entschädigungslos Sonderleistungen erbringen oder sogar ihre Sicherheitsreserven bei der Investitionsplanung wiederkehrend im Interesse der Allgemeinheit auflösen sollen.

Darüber hinaus geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die „Bagatellgrenze“ bei 0,9% der Einspeisemengen des Vorjahres einer Anlage liege. Andererseits soll „kein Ausnahmefall“, also ein Redispatch-„Normalfall“, bei dem Kraftwerke Redispatch als Teil der normalen Geschäftstätigkeit betreiben, vorliegen, wenn mehr als 10% Redispatch-Leistung erbracht werden. Ist aber ein Einsatz bis zu 10% als „Ausnahmefall“ anzusehen, ist nicht nachvollziehbar, wieso dann noch – eine weitere – Bagatell- oder Ausnahmegrenze geschaffen worden ist („doppelter Ausnahmefall“).

Es ist darüber hinaus gleichheitswidrig, einem Kraftwerk, das im Vorjahr nicht eingespeist hat, kein Leistungsentgelt zu gewähren. Es ist zwar nachvollziehbar, dass die Bundesnetzagentur durch den Bezug auf den Einsatz im Vorjahr die Abrechnung erleichtern und Manipulationen vermeiden will. Dies benachteiligt aber Kraftwerke, etwa das C., also in der Regel hochmoderne Kraftwerke, die erstmals am Markt tätig sind. Dass für das Vorjahr aufgrund der gewählten Abrechnungsmethode keine Daten vorliegen, genügt nicht, diese Ungleichbehandlung zu rechtfertigen und Anlagenbetreiber, die möglicherweise weit mehr als 10% ihrer Einspeisemenge zum Redispatch einsetzen, vollständig von einem Leistungsentgelt auszuschließen. Ggfs. sind die Daten zu schätzen oder – da keine Vorjahreswerte vorliegen – die Zahlen des laufenden Jahres als Anhaltspunkt zu nehmen.

d) EU-Recht

Tenorziffer 5 ist darüber hinaus auch im Hinblick auf die europa- und kartellrechtlichen Vorschriften bedenklich. Ein Leistungsentgelt muss im Hinblick auf EU-Beihilfe- und Kartellvorschriften europarechtskonform ausgestaltet sein. Die „J.- Verträge“ haben gezeigt, dass die wenig konkrete Tenorziffer 5 kartellrechtswidrige und gegen Art. 101 AEUV verstoßende Vereinbarungen erlaubt. Die offene Formulie-

rung der Tenorziffer 5 schließt eine derartige Vereinbarung nicht nur aus, sondern legt eine solche aufgrund der mit dem Schwellenwert verbundenen Anteilsregelung sogar eher nahe.

Das Bundeskartellamt hat in seiner Stellungnahme plausibel erläutert, dass durch die vertragliche Gestaltung eine Beschränkung der Stromerzeugung, mithin eine wettbewerbsbeschränkende Absprache nach Art. 101 Abs. 1 AEUV getroffen worden ist. Das Bundeskartellamt hat insoweit nachvollziehbar und ausführlich dargelegt, wie durch die umgekehrt proportionale Vergütungsregelung ein Anreiz gesetzt wird, ein Kraftwerk in möglichst geringem Umfang marktgetrieben einzusetzen. Da ein marktgetriebener Einsatz bereits erfolgt, wenn die Grenzkosten gedeckt sind, bei einem Redispatch-Einsatz aber die Kraftwerkskosten insgesamt zugrunde gelegt werden, besteht ein erheblicher Anreiz, das jeweilige Kraftwerk so wenig wie möglich marktgetrieben einzusetzen. So können etwa alle Fixkosten eines Kraftwerks zuzüglich eines Gewinns bzw. einer Eigenkapitalverzinsung (Anlehnung an die StromNEV) im Rahmen der Redispatch-Vereinbarung abgerechnet werden, wenn auf einen Markteinsatz des jeweiligen Kraftwerks verzichtet würde.

Ein bestimmter Schwellenwert verschärft die kartellrechtlichen Bedenken. Es bleibt die Gefahr, dass durch einen entsprechenden Kraftwerkseinsatz versucht werden könnte, den Schwellenwert zu erreichen. Auch kann der Schwellenwert im Hinblick auf die Merit Order zu zufälligen Ergebnissen führen und die Einsatzreihenfolge ungewollt verändern.

Da ein Leistungsentgelt auch Kapazitätselemente vergütet, sind auch die europarechtlichen Beihilfenvorgaben zu beachten. Ein Leistungsentgelt ist jedenfalls im Grundsatz auch beihilferechtlich, bei entsprechender Ausgestaltung, europarechtlich gemäß Art. 107 Abs. 1 und 3 AEUV zulässig (vgl. etwa zum Britischen Kapazitätsmarkt: Entscheidung der Europäischen Kommission C (2014) 5083 final, SA.35980 vom 23.07.2014, „United Kingdom Electricity market reform – Capacity market“, Anm. hierzu Helbig, ER 2015, 9, Riewe, EWeRK 2014, 358).

e) „Abstimmung“

Der Senat hat keine Bedenken, dass eine vertragliche Vereinbarung über ein Leistungsentgelt mit der Bundesnetzagentur „abzustimmen“ ist, wenn auch die Bezeichnung „abzustimmen“ nicht eindeutig juristisch einzuordnen ist. Der Begriff ist hier im Sinne einer Genehmigungs- oder Anzeigepflicht gemeint.

Die Bundesnetzagentur ist ermächtigt, in einer Festlegung „Kriterien für eine angemessene Vergütung“ zu bestimmen. Der Begriff „Kriterien“ erfasst nicht nur die Bestimmung bestimmter Preisregeln, sondern auch die praktische Handhabung und verfahrensrechtliche Ausgestaltung der Vergütungsregelung. Ohne eine Mitteilungs-, Anzeige- oder Genehmigungspflicht an die Bundesnetzagentur bestünde die Gefahr, dass Übertragungsnetzbetreiber und Redispatch-Betroffene Verträge zu überhöhten oder wettbewerbswidrigen Konditionen abschließen könnten.

9. Tenorziffer 6

Die obigen Ausführungen gelten sinngemäß auch für den spannungsbedingten Redispatch, so dass die Festlegung auch insoweit rechtswidrig ist.

10. Tenorziffer 7

Soweit die Festlegung bestimmte Vorlage-, Mitteilungs- und Nachweispflichten normiert, ist dies nicht zu beanstanden.

§ 12 Abs. 4 EnWG sieht eine weitreichende Pflicht vor, notwendige Informationen auszutauschen, die auch Redispatch-bedingte Informationspflichten erfasst. Es kann daher dahinstehen, ob auch § 13 Abs. 1a S. 3 EnWG zum entsprechenden Austausch der notwendigen Informationen ermächtigt. Auch bei Redispatch-Maßnahmen sind zur Abwicklung und Abrechnung zahlreiche Informationen erforderlich, um kurzfristig Daten zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Anlagenbetreiber auszutauschen. Soweit während der Übergangsfrist (Tenorziffer 9) abweichende Nachweispflichten zu beachten waren, bedarf es nach Ablauf der Frist keiner Entscheidung mehr, ob diese unverhältnismäßig waren.

11. Haftung

Hinsichtlich der Ausführungen zur Haftung der Übertragungsnetzbetreiber (Begründung der Festlegung, S. 18) fehlt es bereits an einer eindeutigen Regelungswirkung. Die Vertreter der Bundesnetzagentur haben in der mündlichen Verhandlung klargestellt, dass keine Regelung habe getroffen werden sollen.

Es ist im Übrigen auch nicht nachvollziehbar, wieso die Haftung der Übertragungsnetzbetreiber von vornherein pauschal eingeschränkt, kein kausaler Zusammenhang „vermutet“ werden soll, nur weil mögliche Schäden auch im normalen Betrieb hätten auftreten können. Die Kraftwerksbetreiber ändern die Fahrweise Ihrer Kraftwerke im Interesse der Übertragungsnetzbetreiber, damit diese ihrer Systemverantwortung nachkommen können. Der Rechtsgedanke des Auftragsrechts, der Anlagenbetreiber wird vor allem im Interesse des Übertragungsnetzbetreibers tätig, spricht eher gegen eine derartige Verlagerung der Haftung. Im Auftragsrecht ist anerkannt, dass der Beauftragte einen Ersatzanspruch wegen der in Folge der Auftragsausführung erhöhten Gefahr entstandener Schäden selbst dann gegen den Auftraggeber hat, wenn der Auftraggeber ohne Verschulden gehandelt hat („Risikohaftung des Auftraggebers“, „tätigkeitsspezifische Risiken“ in Abgrenzung zum allgemeinen Lebensrisiko: Mansel in Jauernig, 15. Auflage 2014, § 670 BGB, Rn. 5 ff.; Seiler in Münchener Kommentar, 6. Auflage 2012, § 670 BGB, Rn. 14). Auch § 13 Abs. 4 EnWG sieht eine Haftungserleichterung für die Übertragungsnetzbetreiber nur bei Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG, nicht aber bei Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1a EnWG vor (vgl. König in Säcker, Energierecht, 3. Auflage 2014, § 13, Rn. 125).

III.

Die Kostenentscheidung beruht auf § 90 Satz 1 EnWG.

Den Beschwerdewert hat der Senat bereits im Termin vom 21.01.2015 im Hinblick auf die wirtschaftliche Bedeutung und nach den übereinstimmenden Angaben der Beteiligten auf 50.000 Euro festgesetzt (§ 50 Abs. 1 Nr. 2 GKG, § 3 ZPO).

Der Senat hat die Rechtsbeschwerde zum Bundesgerichtshof zugelassen, weil die streitgegenständliche Fragen grundsätzliche Bedeutung im Sinne des § 86 Abs. 2 Nr. 1 EnWG hat und die Sicherung einer einheitlichen Rechtsprechung eine Entscheidung des Bundesgerichtshofs entsprechend § 86 Abs. 2 Nr. 2 EnWG erfordert.

Rechtsmittelbelehrung:

Die Rechtsbeschwerde kann nur darauf gestützt werden, dass die Entscheidung auf einer Verletzung des Rechts beruht (§§ 546, 547 ZPO). Sie ist binnen einer Frist von einem Monat schriftlich bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf, Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf, einzulegen. Die Frist beginnt mit der Zustellung dieser Beschwerdeentscheidung. Die Rechtsbeschwerde ist durch einen bei dem Beschwerdegericht oder Rechtsbeschwerdegericht (Bundesgerichtshof) einzureichenden Schriftsatz binnen eines Monats zu begründen. Die Frist beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Rechtsbeschwerdegerichts verlängert werden. Die Begründung der Rechtsbeschwerde muss die Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Rechtsbeschwerdeschrift und -begründung müssen durch einen bei einem deutschen Gericht zugelassenen Rechtsanwalt unterzeichnet sein. Für die Regulierungsbehörde besteht kein Anwaltszwang; sie kann sich im Rechtsbeschwerdeverfahren durch ein Mitglied der Behörde vertreten lassen (§§ 88 Abs. 4 S. 2, 80 S. 2 EnWG).

L.

Dr. E.

A.