



**Verkündet am: 12.08.2020**

Fafinski, Justizbeschäftigte  
als Urkundsbeamtin/Urkundsbe-  
amter der Geschäftsstelle

## **Oberlandesgericht Düsseldorf**

### **Beschluss**

In dem energiewirtschaftsrechtlichen Verwaltungsverfahren

...

hat der 3. Kartellsenat des Oberlandesgerichts Düsseldorf auf die mündliche Verhandlung vom 28.05.2020 durch die Vorsitzende Richterin am Oberlandesgericht Frister, die Richterin am Oberlandesgericht Klein Reesink und die Richterin am Oberlandesgericht Pastohr

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

Auf die Beschwerde der Beschwerdeführerin vom 30.11.2018 wird der Beschluss der Bundesnetzagentur vom 10.10.2018, BK8-18/0007-A, aufgehoben. Die weitergehende Beschwerde wird zurückgewiesen.

Die Gerichtskosten und die außergerichtlichen Kosten der Beschwerdeführerin und der Bundesnetzagentur tragen diese jeweils zur Hälfte. Im Übrigen findet eine Kostenerstattung nicht statt.

Der Gegenstandswert für das Beschwerdeverfahren wird auf ... Euro festgesetzt.

Die Rechtsbeschwerde wird zugelassen.

## Gründe:

### A.

Die Beschwerdeführerin betreibt in Deutschland Kohle-, Gas- und Ölkraftwerke mit einer Leistung von etwa ... MW sowie verschiedene Wasserkraftwerke. Die Kraftwerke der Beschwerdeführerin sind insbesondere der Regelzone der Übertragungsnetzbetreiberin zu 3) zugeordnet. In dieser Regelzone werden die Kraftwerke in besonderem Umfang zu sog. Redispatch-Leistungen herangezogen, wobei die Beschwerdeführerin einen Großteil der in Deutschland angeforderten Redispatch-Leistungen erbringt.

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. Wesentlicher Grund für den hohen Bedarf an Eingriffen in die Fahrweise von Kraftwerken ist der Umstand, dass der Netzausbau mit den Folgen der Energiewende, bei der Strom aus konventionell erzeugenden Kraftwerken in Süddeutschland zunehmend durch schwerpunktmäßig im Norden erzeugten Strom aus Erneuerbaren Energien ersetzt wird, nicht Schritt hält. In der Südhälfte Deutschlands belegene Kraftwerke werden demgemäß vor allem zur zusätzlichen Stromeinspeisung angefordert (sog. positiver Redispatch), Kraftwerke im Norden regelmäßig heruntergeregelt (sog. negativer Redispatch). Die auf Redispatch-Maßnahmen beruhenden Einspeisungen und Abregelungen machten im Jahr 2018 etwa 16,4 % der gesamten jährlichen Einspeisung der in Deutschland für Redispatch herangezogenen Kraftwerke aus.

Seit dem Jahr 2011 sind die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt, die Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Nennleistung ab 10 MW anzuweisen, gegen eine angemessene Vergütung die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung anzupassen (§ 13 Abs. 1a EnWG in der Fassung vom 26.07.2011). Im Jahr 2012 erließ die Bundesnetzagentur unter anderem die Festlegung über die Vergütung von Redispatch-Maßnahmen vom 30.10.2012 (BK8-12-019), die auf die Beschwerden mehrerer Kraftwerksbetreiber durch rechtskräftige Beschlüsse des erkennenden Senats vom 28.04.2015 (u.a. VI- 3 Kart 332/12 [V]) inter partes und gegenüber den sonstigen Kraftwerksbetreibern durch die Bundesnetzagentur mit Wirkung zum 17.12.2012 aufgehoben wurde. Der Gesetzgeber regelte unter Berücksichtigung der Senatsrechtsprechung im Jahr 2016 im Rahmen des Strommarktgesetzes (BT-Drs. 18/7317, S. 87) die gesetzlich vorgesehene Redispatch-Vergütung neu. Nach § 13a EnWG in der Fassung vom 26.07.2016 sollen dem Anlagenbetreiber die einsatzbezogenen Zusatzkosten der Redispatch-Maßnahmen in Gestalt der variablen Kosten sowie der einsatzbezogene Werteverbrauch der Sachanlagen und ein etwaiger entgangener Gewinn erstattet werden. Andere Vergütungsbestandteile – insbesondere Betriebsbereitschaftsauslagen und eine Verzinsung des gebundenen Kapitals – sind nach § 13a Abs. 4 EnWG ausgeschlossen. Die Vergütungsregelungen sollen rückwirkend ab dem 01.01.2013 angewendet werden, wobei eine Anwendung in dem Zeitraum vom 01.01.2013 bis zum 30.04.2015 nur erfolgen soll, wenn und soweit die Betreiber von Erzeugungsanlagen dadurch nicht schlechter stehen, als sie durch die tatsächlich von den Betreibern von Übertragungsnetzen in diesem Zeitraum gezahlte jeweilige Vergütung stünden.

Nach § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG kann die Regulierungsbehörde zur Bestimmung der angemessenen Vergütung nach § 13a Abs. 1 und 2 weitere Vorgaben im Wege einer Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG machen. Von dieser Ermächtigung hat die Bundesnetzagentur allerdings keinen Gebrauch gemacht, sondern am 18.07.2018 gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern ein Verfahren zur Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung hinsichtlich der Kosten für Redispatch-Maßnahmen eröffnet. Dem Verfahren lagen von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte Absichtserklärungen zugrunde, in denen diese angekündigt hatten, die Vorgaben einer jeweils in Entwurfsfassung beigefügten freiwilligen Selbstverpflichtung (im Folgenden: FSV) zu „strom- und spannungsbedingten Wirkleistungsanpassungen (Redispatch-Maßnahmen) und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten“ einzuhalten. Die FSV

zielt darauf ab, dass die Übertragungsnetzbetreiber die im Zuge der Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG entstehenden Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Sinne des § 11 Abs. 2 S. 2 und S. 4 ARegV ansetzen können, und verweist auf den beigefügten Branchenleitfaden des BDEW vom 18.04.2018 zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen (im Folgenden: BDEW-Leitfaden), der seinerseits zur Berechnung der Opportunitätskosten auf das Gutachten von Prof. Weber zur Berücksichtigung von Intraday-Optionalitäten im Rahmen der Redispatch-Vergütung Bezug nimmt. Der BDEW-Leitfaden war im Vorfeld umfangreich konsultiert worden, wobei sich nicht alle Kraftwerksbetreiber beteiligt haben und mehrere Kraftwerksbetreiber der Suche nach einem derartigen Branchenkonsens kritisch gegenüberstanden.

Die Beschwerdeführerin hat gegen die Übertragungsnetzbetreiberin zu 3) mehrere Zahlungsklagen vor ... erhoben. In einem Verfahren hat das Landgericht ... die Klage durch Urteil vom ... ganz überwiegend abgewiesen (Az: ..., Anlage B 1), das Verfahren ist derzeit vor dem Oberlandesgericht ... anhängig (Az. ...). Die übrigen Verfahren ruhen.

Die Bundesnetzagentur hat den Übertragungsnetzbetreibern und den übrigen Marktteilnehmern Gelegenheit gegeben, auf ihren im Internet und im Amtsblatt vom 25.07.2018 veröffentlichten Festlegungsentwurf, in dem die FSV als wirksame Verfahrensregulierung anerkannt werden sollten, bis zum 05.09.2018 Stellung zu nehmen. Hiervon hat die Beschwerdeführerin durch ihren Schriftsatz vom 05.09.2018 Gebrauch gemacht.

Durch Beschluss vom 10.10.2018, veröffentlicht am 12.10.2018 im Internet und am 17.10.2018 im Amtsblatt, hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur sodann, gestützt auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV, festgestellt, dass das Verfahren zur Beschaffung und Vergütung von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG für Übertragungsnetzbetreiber entsprechend den in den Anlagen 1 bis 4 zu diesem Beschluss beigefügten FSV – nebst den dazugehörigen Anlagen – einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegt und die nach Maßgabe der FSV entstehenden Kosten und Erlöse bzw. Erträge als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV gelten. Diese Anordnungen hat sie in Tenorziff. 3. bis zum 31.12.2023 befristet und in Tenorziff. 4. unter anderem dem Beiladungsantrag der Beschwerdeführerin antragsgemäß stattgegeben. In den dem Beschluss beigefügten

FSV nehmen die Übertragungsnetzbetreiber in Ziff. 5.1 auf den BDEW-Leitfaden Bezug und legen folgendes fest:

*„Inländische Erzeugungs- und Speicheranlagen werden nach Maßgabe von § 13a EnWG für die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen vergütet. Die Vorgehensweise zur Ermittlung der angemessenen Vergütung wurde im Branchenleitfaden des BDEW zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen festgelegt (Anlage 1). Der Leitfaden beschreibt eine effiziente und sachgerechte Umsetzung der Vergütungsvorschriften nach § 13a EnWG. Von den Vorgaben des Leitfadens abweichende letztinstanzliche gerichtliche Entscheidungen können im jeweiligen Einzelfall berücksichtigt werden.“*

Zur Begründung hat die Bundesnetzagentur im Wesentlichen ausgeführt, die Festlegung diene der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs gemäß § 32 Abs. 1 ARegV sowie §§ 20 bis 21a EnWG und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke. Im Rahmen ihres Aufgreifermessens habe sie berücksichtigt, dass die Festlegung erforderlich und geboten sei, um den besonderen Umständen und Kosten der Übertragungsnetzbetreiber durch die Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG Rechnung zu tragen. Sie habe auch das ihr zustehende Auswahlermessen ausgeübt. Die FSV stelle eine sach- und interessengerechte Regelung für die besondere Situation der Übertragungsnetzbetreiber dar, die zum einen den berechtigten Interessen der Übertragungsnetzbetreiber an Verlässlichkeit in der Kostenerstattung für wirtschaftlich sehr erhebliche und potentiell sehr volatile Kostenpositionen im Rahmen der ARegV Rechnung trage, zum anderen aber auch den Interessen der Energieerzeugungsanlagenbetreiber einerseits und der Netznutzer andererseits. Die FSV und die darin in Bezug genommenen Vergütungsregelungen seien sachgerecht und verhältnismäßig. Der Einwand der Verfassungswidrigkeit sei unbeachtlich, da der Beschlusskammer in Vollzug des EnWG keine Normverwerfungskompetenz zukomme. Die FSV erfüllten schließlich die Anforderungen an eine wirksame Verfahrensregulierung. Überdies sei ein Grundrechtsverstoß auch nicht erkennbar. Nach dem Branchenleitfaden führe eine Wirkleistungsreduktion nicht zur Erstattung eines anteiligen Werteverbrauchs. Diese Betrachtung halte einer rechtlichen Überprüfung stand. Die Erstattung von anteiligem Werteverbrauch habe verzerrende Wirkung auf den Markteinsatz eines Kraftwerks und könne ggf. eine Kapazitätszurückhaltung zur Folge haben. Allerdings sei die Erstattung anteiligen Werteverbrauchs durch die Verordnung vorgesehen. Sie sei mithin restriktiv

zur Anwendung zu bringen. Der Anlagenbetreiber habe im Falle einer Wirkleistungseinspeisung entschieden, seine Anlage zu den gegebenen marktüblichen Bedingungen einzusetzen. Für die Einsatzentscheidung des Anlagenbetreibers dürften in erster Linie ausschließlich die Grenzkosten (insb. die Brennstoffkosten) der konkreten Energieerzeugungsanlage maßgeblich sein. Den bestimmungsgemäßen Verbrauch seiner Anlage – der in idealisierter Form auch in den jährlichen handelsrechtlichen Abschreibungen zum Ausdruck komme – nehme der Anlagenbetreiber im Markteinsatz somit hin (versunkene Kosten). Folglich würde eine darüber hinausgehende Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs nach § 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 2, Abs. 3 EnWG den Betreiber wirtschaftlich besser stellen und das Neutralitätsgebot des Satzes 1 verletzen. Die zur Ermittlung des Werteverbrauchs heranzuziehenden anrechenbaren Betriebsstunden seien, wie im Branchenleitfaden (S. 16 f.) beschrieben, anhand des Anteils der in der Redispatch-Maßnahme verwendeten Nettonennleistung der Anlage zu bestimmen, da die Anlage nur zu diesem Anteil verbraucht werde. Die Beschränkung einer Anpassung der Vergütungsregelungen auf nur letztinstanzliche Urteile sei zur Sicherung einer gleichartigen Vergütung vergleichbarer Redispatch-Maßnahmen sachgerecht. Schließlich regelten die FSV den Bereich der Kostenberücksichtigung im Hinblick auf Leistungen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 13a EnWG in einer Art und Weise und so umfassend, dass dem Netzbetreiber in diesem Rahmen nur noch solche Möglichkeiten einer eigenständigen Kostenbeeinflussung blieben, die unter Betrachtung aller Umstände der Gesamtsituation als geringfügig bewertet werden könnten.

Hiergegen wendet sich die Beschwerdeführerin mit ihrer Beschwerde. Sie ist der Ansicht, sie sei durch die angefochtene Festlegung materiell beschwert, da die angefochtene Feststellung der wirksamen Verfahrensregulierung dazu führe, dass die Übertragungsnetzbetreiber nur die Vergütung an die Erzeugungsanlagenbetreiber zahlen würden, die sich nach Maßgabe der FSV ergebe. Dies sei von der Bundesnetzagentur auch intendiert.

Es fehle für die von der Bundesnetzagentur vorgenommene mittelbare Regulierung der Redispatchvergütung an einer tauglichen Ermächtigungsgrundlage. Die Vergütung von Redispatchleistungen unterfalle nicht dem sachlichen Anwendungsbereich der Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung, da sie nicht Regelungsgegenstand der dort in Bezug genommenen Verordnungen sei. § 15 StromNZV wie auch die

im angefochtenen Beschluss ohnehin nicht in Bezug genommene Verordnung (EG) Nr. 714/2009 regelten zwar das Engpassmanagement, nicht aber das Beschaffungsverfahren und die Vergütung der Maßnahmen. Unabhängig davon, dass es sich bei Redispatch nicht um Ausgleichsleistungen i.S.d. § 3 Nr. 1 EnWG handele, regele die StromNZV als Ausgleichsleistungen in Teil 2, Abschnitt 2 nur Regelernergie und den Ausgleich von Verlustenergie. Eine anderweitige Regelung, die den hier geregelten Bereich für eine Verfahrensregulierung eröffne, wie für andere Regelungsbereiche ausdrücklich etwa in § 13c Abs. 5 EnWG oder § 13f Abs. 2 S. 4 EnWG vorgesehen, fehle.

Die Festlegungskompetenz nach § 13j Abs. 1 EnWG sei vorrangige *lex specialis*. Jedenfalls habe sich die Bundesnetzagentur ermessensfehlerhaft nicht mit der Wahl zwischen einer Festlegung nach § 13j EnWG und einer Festlegung nach § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV auf Basis einer FSV bzw. der Wahl zwischen den beiden in § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV vorgesehenen Modalitäten befasst. Hätte die Bundesnetzagentur ihr Ermessen ausgeübt, hätte sie sich nicht für die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung entscheiden dürfen, da sämtliche Umstände dagegen gesprochen hätten. Es habe das Bedürfnis bestanden, die Vergütungsgrundsätze auf Primärebene auch mit rechtlicher Wirkung gegenüber den Anlagenbetreibern unmittelbar zu regeln, da absehbar gewesen sei, dass es den von der Bundesnetzagentur erhofften Branchenkompromiss nicht geben würde, schon wegen ihrer eigenen Bedenken gegen die Verfassungsgemäßheit der gesetzlich vorgegebenen Entschädigungsgrundsätze. Eine Regelung auf Grundlage einer FSV sei erst Recht nicht in Betracht gekommen. Ein aus regulatorischer Sicht hinreichend effizienter Beschaffungsprozess hätte wegen der ablehnenden Haltung derjenigen Anlagenbetreiber, die einen Großteil der Redispatchleistungen erbrächten, nicht gefunden werden können. Die bloße Selbstverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber bewirke keine umfassende Regulierung des betreffenden Bereichs und sei erst Recht – wegen der unmittelbaren rechtlichen Wirkungen nur bei der Kostenwälzung in die Netzentgelte - kein effizientes Verfahren. Folge seien zahlreiche bereits zum Entscheidungszeitpunkt der Bundesnetzagentur geführte bzw. drohende Zivilverfahren.

Der Vergütungsmaßstab in § 13a Abs. 2 bis 4 EnWG sei materiell verfassungswidrig. Die Verfassungswidrigkeit infiziere auch die angefochtene Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung, die somit ihrerseits verfassungswidrig sei, da diese die

inhaltlich an § 13a EnWG orientierte FSV bestätige und hieran die regulierungsrechtlichen Rechtswirkungen eines Verwaltungsaktes knüpfe. Die von § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG implementierte Verpflichtung der Anlagenbetreiber, ihre Anlagen für Redispatch-Maßnahmen zur Verfügung zu stellen, stelle eine Indienstnahme Privater zur Erfüllung einer öffentlichen Aufgabe dar, die ausschließlich der im Rahmen der Daseinsvorsorge zu gewährleistenden Sicherheit der Energieversorgung diene. Der Verzicht auf eine Regulierung, also eine marktanaloge Lösung, die lediglich wettbewerbliche Defizite adressiere, zugunsten eines solchen Indienstnahmeregimes bedürfe einer besonderen Rechtfertigung, die weder der Gesetzgeber noch die Bundesnetzagentur aufgezeigt hätten. Sie sei nur bei Gewährung einer markt- und leistungsgerechten Vergütung zulässig, die eine Deckung der Kosten der Leistungserbringung inklusive Fixkostenanteil und anteiliger Kapitalkostenerstattung erlaube. Die in § 13a EnWG vorgesehenen Vergütungsbestandteile blieben dahinter weit zurück und verhinderten nicht einmal eine Schlechterstellung der in Dienst genommenen Anlagenbetreiber. Kapitalkosten würden nur ansatzweise und unzureichend erstattet. Der anteilige Werteverbrauch mache nur einen geringeren Teil der anteiligen Fixkosten aus und führe dazu, dass die Kraftwerksbetreiber ihre Betriebsmittel dem Übertragungsnetzbetreiber in weitem Umfang kostenlos für Redispatch zur Verfügung stellen müssten. Da die Kapitalbindung einer Kraftwerksinvestition wegen der hohen Anschaffungskosten und relativ langen Abschreibungsdauern hoch sei, seien die Kapitalkosten mit der bloßen Betrachtung der Anschaffungs- und Herstellungskosten und den daraus abgeleiteten jährlichen Abschreibungsbeträgen nur sehr unzureichend erfasst. Es seien auch die Kosten der Finanzierung zu betrachten. Diese aber könnten infolge des Redispatch-Einsatzes, bei dem die Restnutzungsdauer und damit die Kraftwerkssubstanz reduziert würden, nicht mehr vollständig erwirtschaftet werden. Der Anspruch auf Erstattung von Opportunitäten greife nur ein, wenn das Kraftwerk (zufällig) im Zeitraum des Redispatch-Einsatzes zeitgleich am Markt hätte eingesetzt werden können. Eine im Redispatch verbrauchte „Einsatzstunde“ reduziere indes die Gesamteinsatzstunden und führe dazu, dass Fixkostendeckungsbeiträge nicht zu einem späteren Zeitpunkt im Markt erwirtschaftet werden könnten. Die Opportunitätskosten späterer Einsatzmöglichkeiten seien – insbesondere bei Gaskraftwerken – weder gering noch rein hypothetisch. Die durch den Redispatch vereitelten Deckungsbeiträge könnten auf Basis aktuell verfügbarer Marktdaten geschätzt werden und ergäben sich aus den am Strommarkt im betreffenden Zeitraum erzielbaren Erlösen abzüglich der variablen Kosten.

Der Eingriff in Art. 12 GG sei besonders tief, da er auf den Kern der beruflichen Tätigkeit zugreife. Im Rahmen der Verhältnismäßigkeitsprüfung sei schon fraglich, ob eine Indienstnahme von Kraftwerken erforderlich sei. Defiziten bei der Austauschbarkeit der zum Redispatch geeigneten Anlagen und demgemäß beim Wettbewerb der Anlagenbetreiber untereinander hätte auch durch eine kartellrechtliche Missbrauchskontrolle oder in geeigneten Fällen durch eine Preisregulierung als milderer Mittel Rechnung getragen werden können. Jedenfalls aber müsse so entschädigt werden, wie die erzwungene Leistung am Markt vergütet würde, was neben den variablen auch die anteiligen Vorhaltekosten umfassen müsste. Insoweit sei auch zu berücksichtigen, dass Anlagenbetreiber aufgrund der Preisbildung an den Strommärkten nicht in der Lage seien, Redispatch-Kosten an ihre Kunden weiterzureichen, und in höchst unterschiedlichem Umfang zum Redispatch in Anspruch genommen würden. Dass die Energieversorgung einen besonderen sozialen Bezug habe, stehe der Erwartung einer gesetzlich sichergestellten angemessenen Vergütung nicht entgegen. Dafür, dass eine anteilige Gemein- und Kapitalkostenfinanzierung die einzig verhältnismäßige Ausgestaltung darstelle, spreche zudem, dass Redispatch ein häufig auftretender, regelhafter Bestandteil der Organisation des (ansonsten) marktwirtschaftlich organisierten Energieversorgungssystems sei und es sich gerade nicht um Notfallmaßnahmen handle. Übertragungsnetzbetreiber erhielten eine leistungsgerechte Vergütung, die eine Refinanzierung der Vollkosten einschließlich einer risikoangepassten Eigenkapitalverzinsung erlaube. Kraftwerke beim Redispatch-Einsatz aber seien Surrogate für ein Netzbetriebsmittel, so dass der Redispatch-Zugriff nach derselben Logik im Hinblick auf Art. 3 GG zu entschädigen sei.

Auch die Inhalts- und Schrankenbestimmung des Eigentums (Art. 14 GG) sei nur bei einer hinreichenden Entschädigung verfassungsgemäß. Das Sonderopfer des einzelnen Kraftwerksbetreibers sei schon aus Gründen des Gleichheitssatzes des Art. 3 GG ausgleichspflichtig, zumal die Refinanzierung der Kosten über eine Anhebung der Marktpreise ausscheide. Es sei zu berücksichtigen, dass eine am Markt angebotene Leistung hoheitlich nachgefragt werde. In den Fällen, in denen nur der Ersatz des Verkehrswertes dem Enteigneten die Wiederbeschaffung eines gleichartigen Gutes ermögliche, überwiege das Interesse an einem vollen Wertausgleich im Allgemeinen das Allgemeininteresse an einer möglichst niedrigen Entschädigung. Die bereits zu Art. 12 GG aufgeführten Gründe führten auch im Rahmen des Art. 14 GG dazu, dass sich die Vergütung jedenfalls am Maßstab der Leistungsgerechtigkeit beurteilen lassen müsse.

Ein Eingriff in unternehmerisch genutztes Eigentum dürfe nicht dazu führen, dass die Unternehmenssubstanz aufgezehrt werde, was ohne kapitalmarktangemessene Kapitalverzinsung der Fall sei. Naheliegend sei insoweit die Anknüpfung an die Kostenkalkulationsvorgaben der StromNEV, weil der Kraftwerksbetrieb im Redispatch als quasi reguliertes netzdienstliches Betriebsmittel eine ähnliche, nämlich geringe Risikostruktur aufweise.

Die Vergütungsregelung des § 13a Abs. 2-4 EnWG verstoße auch gegen Art. 3 GG. Es liege mit Blick auf die Vergütung bereits eine unzulässige Ungleichbehandlung von Netzbetreibern einerseits und Kraftwerksbetreibern, die zur Engpassbewirtschaftung herangezogen werden, andererseits vor. Auch im Vergleich mit der Regulierung anderer Systemdienstleistungen sei kein Grund ersichtlich, warum der Gesetzgeber nur beim Redispatch mit der Neuregelung von einem marktwirtschaftlichen Prinzip abgerückt sei und mit dem Besserstellungsverbot in § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG einer reinen Entschädigungslogik folge. Schließlich sei die Inanspruchnahme von Anlagenbetreibern abhängig von den netztopographischen Gegebenheiten zwar dem Grunde nach gerechtfertigt, es bedürfe aber eines vollständigen Ausgleichs des Sonderopfers der stärker belasteten Anlagenbetreiber.

Des Weiteren sei die in § 13a Abs. 5 EnWG normierte rückwirkende Anwendung des § 13a Abs. 2-4 EnWG auf sämtliche Redispatch-Maßnahmen seit dem 01.01.2013 verfassungswidrig, wobei sich der Mangel auch in der wirksamen Verfahrensregulierung manifestiere. Die Vorschrift ordne eine echte Rückwirkung zulasten der Kraftwerksbetreiber an, die gegen das Rechtsstaatsprinzip aus Art. 20 Abs. 3 GG verstoße. Das aus dem Gesetzesentwurf erkennbare Verständnis des Gesetzgebers, dass die Situation der Kraftwerksbetreiber durch die rückwirkende Rechtsänderung verbessert werde bzw. jedenfalls nicht nachteilig verändert, gehe fehl. Ein Vergleich mit der vormals geltenden, aber rechtswidrigen und rückwirkend aufgehobenen Redispatch-Festlegung der Bundesnetzagentur verbiete sich. Die nunmehrige Regelung bestimme einen neuen Vergütungsansatz und konkretisiere gerade nicht die angemessene Vergütung nach § 13 Abs. 1a EnWG a.F., die nach der Rechtsprechung des erkennenden Senats auf eine leistungsgerechte Vergütung und nicht einen bloßen Auslagenersatz gerichtet gewesen sei. Die Beibehaltung des Begriffs „angemessene Vergütung“ sei insoweit eine *falsa demonstratio*. Das vom Gesetzgeber vorgesehene Schlechterstellungsverbot verhindere eine Schlechterstellung nicht. Zum einen sei es bis zum 30.04.2015 befristet. Zum anderen würden letztlich allein Rückforderungsansprüche

der Übertragungsnetzbetreiber ausgeschlossen, nicht aber bereits entstandene, aber noch nicht erfüllte Ansprüche gesichert, was schon gegen Art. 3 GG verstoße.

Seit dem 01.01.2010 seien die FSV auch an Art. 13 der Verordnung (EU) Nr. 2019/943 zu messen. Die Vorschrift statuiere als Regelfall den sog. marktbasierten Redispatch. Es sei zweifelhaft, ob der Gesetzgeber hinreichend Gründe gehabt habe, von einem marktbasierten Modell Abstand zu nehmen, und ob er das Verhältnis zwischen markt-basiertem und nicht marktbasierem Modell (Regel-Ausnahme-Prinzip) im Ansatz erkannt habe. Aber auch wenn man die Regelung des § 13a EnWG unionsrechtlich lediglich an den Vorgaben des Art. 13 Abs. 7 für ein nicht marktbasierendes Redispatch messen wolle, so finde sich nur eine Regelung zur Mindesthöhe des finanziellen Ausgleichs, die den Spielraum der Mitgliedsstaaten, einen „finanziellen Ausgleich“ jenseits dieser Mindesthöhe vorzusehen, nicht beschränke.

Die Festlegung verstoße schließlich auch gegen die Vorgaben des § 13a EnWG. Zwar sei eine umfassende verfassungskonforme Auslegung der diesbezüglichen Vorgaben nicht möglich, der Wortlaut der Norm lasse aber Raum für eine Auslegung, die wenigstens die Einhaltung des Schlechterstellungsverbots gewährleiste. So müssten bei verfassungskonformer Auslegung eine Beweiserleichterung und Auslegung im Rahmen des § 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 3 EnWG dahingehend greifen, dass die Begrenzung der Erstattung auf „nachgewiesene“ entgangene Erlösmöglichkeiten nicht ausschliesse, auch derartige ohne Redispatch-Einsatz in der Zukunft wahrscheinlich erzielbaren Erlöse zu berücksichtigen. Ein solcher Nachweis bestehe dem Grund nach dann, wenn die jeweilige Anlage im Zeitpunkt des Redispatch-Einsatzes nicht im Intra-Day-Markt hätte eingesetzt werden können und auch keine anderen Gründe bestünden, die den Einsatz zu einem späteren Zeitpunkt in diesem Stundenumfang im Markt ausschließen und unwahrscheinlich erscheinen ließen.

Im Hinblick auf die Erstattung des anteiligen Werteverbrauchs sei ebenfalls eine verfassungskonforme Auslegung des § 13a EnWG geboten. Die Berücksichtigung von marktbedingten Sonderabschreibungen, die nicht auf einem verringerten Substanzwert der Anlagen beruhten, sondern auf verschlechterten Marktbedingungen beim Ansatz der handelsrechtlichen Restwerte, führe zu willkürlichen sowie zufälligen Ergebnissen und sei rechtswidrig.

Die Rechnungsvorgabe zur Ermittlung der anrechenbaren Betriebsstunden in Teillastfällen sei mit § 13a EnWG unvereinbar, da sich eine Differenzierung zwischen Volllast-

und Teillastfällen dort nicht finde und auch nicht aus der Verwendung des Wortes „anrechenbar“ begründbar sei. Für die „Anrechenbarkeit der Betriebsstunden“ dürfte es vielmehr um die zeitliche Dauer des Redispatch-Vorgangs unter Berücksichtigung der notwendigen Anfahr- und Abfahrrampen gehen. Zudem sei sie auch sachlich nicht begründbar, da sich der einsatzabhängige Verschleiß eines Kraftwerks – anders als etwa die Erzeugungsauslagen - nicht proportional zur Ausnutzung der Netto-Kapazität verhalte. Bei einem Teillastbetrieb werde der betreffende Kraftwerksblock im Übrigen vollständig betrieben und sei die Teillast-Redispatch-Anforderung nicht nur für einen teilweisen Betrieb kausal. Jedenfalls sprächen Systematik und Normzweck der Regelung dafür, unter mehreren denkbaren Auslegungsvarianten jener den Vorzug zu geben, nach der die Erstattung für den anteiligen Werteverbrauch zu keiner systematischen Über- oder Unterkompensation führe. Letztere drohe bei einer quotalen Berücksichtigung der Teillaststunden. Ein Anreiz zur Zurückhaltung von Kraftwerkskapazität sei deshalb nicht erkennbar.

Ebenfalls nicht von der einfachgesetzlichen Grundlage gedeckt sei, dass eine Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers zur Wirkleistungsreduzierung nicht beim Ansatz der anrechenbaren Betriebsstunden im Sinne des § 13a Abs. 3 EnWG berücksichtigt werden dürfe. § 13a EnWG stelle allein auf die Anpassung der Wirkleistung und nicht nur auf die Erhöhung derselben ab. Diesbezüglich behauptet die Beschwerdeführerin - von den Übertragungsnetzbetreibern zu 1), 2) und 4) vorsorglich bestritten -, dass bei An- und Abfahrvorgängen eine besondere Beanspruchung der Anlage und damit ein Werteverbrauch auftrete, der größer sei als beim Dauerbetrieb, da die Anlage großen Temperaturveränderungen ausgesetzt sei und z.B. Turbinen als zentrale Anlagenteile stärker beansprucht würden.

Auch die Warmhaltung der Anlage für eine etwaige Redispatchforderung müsse bei den „anrechenbaren Betriebsstunden“ berücksichtigt werden, da die Anlage in einen anderen Betriebszustand versetzt werde. Auch bei der Warmhaltung würden diverse Systeme des Kraftwerks aktiviert, z.B. Hilfskessel und Rohrleitungssysteme, die mithin einer einsatzbedingten Abnutzung unterlägen.

Die Maßgaben zur Bestimmung der bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden anhand tabellarisch erfasster Durchschnittswerte stünden in klarem Widerspruch zur Vorgabe eines individuellen Ansatzes in § 13a Abs. 3 EnWG. Die Vorgabe sei auch zu unbestimmt, da unklar sei, unter welchen

Voraussetzungen auf die Werte in der Tabelle zurückgegriffen werden könne und wer darüber entscheiden solle.

Es fehle an einer gesetzlichen Grundlage für die Abführung von Handelsgewinnen. Handelsgewinne seien keine ersparten Aufwendungen und diesen nicht gleichzusetzen. Dasselbe gelte für die Erlöse aus der Erzielung vermiedener Netzentgelte (Arbeitserlöse) nach § 18 StromNEV und aus der Abrechnung von Ausgleichsenergie. Das sog. Besserstellungsverbot vermöge die Abführung dieser Erlöspositionen nicht zu rechtfertigen, da es sich allein auf die „angemessene Vergütung“ des Anlagenbetreibers beziehe und keine Anspruchsgrundlage des Übertragungsnetzbetreibers gegenüber dem Anlagenbetreiber darstelle.

Schließlich sei die Regelung in Ziff. 5.1. der FSV, wonach eine vom BDEW-Leitfaden abweichende Vergütung nur im Falle abweichender letztinstanzlicher Entscheidungen im jeweiligen Einzelfall berücksichtigt werden dürfe, rechtswidrig. Hierdurch werde der Rechtsschutz für den Anlagenbetreiber faktisch entwertet, da dieser jeden Rechtsstreit vor den Bundesgerichtshof tragen müsse. Ob diese Instanz überhaupt erreicht werde, hänge auch vom Übertragungsnetzbetreiber ab, der eine für ihn ungünstige instanzgerichtliche Entscheidung hinnehmen könne. Auch wirke eine letztinstanzliche Entscheidung nicht über den Streitfall hinaus. Letztlich werde damit dem Grundsatz der Rechtsstaatlichkeit nicht hinreichend Rechnung getragen.

Die Beschwerdeführerin beantragt,

die Ziff. 1-3 des Beschlusses der Bundesnetzagentur vom 10.10.2018, veröffentlicht im Amtsblatt 20/18 der Bundesnetzagentur vom 17.10.2018, zur Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten und Erlöse bzw. Erträgen aus der Beschaffung und Vergütung von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG (Az. BK8-18/0007-A) aufzuheben.

Die Bundesnetzagentur beantragt,

die Beschwerde zurückzuweisen.

Die Bundesnetzagentur macht geltend, dass die Angriffe der Beschwerdeführerin zur Ermächtigungsgrundlage nicht verfangen. Eine wirksame Regulierung liege bereits

durch die FSV der Übertragungsnetzbetreiber vor. Die Kosten für Redispatch-Maßnahmen als Kosten für die Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen, die im Rahmen der den Übertragungsnetzbetreibern in § 13 EnWG gesetzlich zugewiesenen Systemverantwortung erfolge, fielen in den Regelungsbereich des § 11 Abs. 2 S. 2 Nr. 3 ARegV. Zudem sei auch die Indienstnahme gegen Entschädigung eine marktbezogene Maßnahme i.S.d. § 15 StromNZV. Durch die Festlegungskompetenz in § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG würden weitere Handlungsformen nicht gesperrt. Aus der Gesetzesbegründung folge nicht, dass der Gesetzgeber die Ausgestaltung der Vergütungsregelungen durch eine Festlegung bevorzugt hätte, es handele sich vielmehr um eine Kann-Regelung, die konkurrenzlos und gleichrangig neben anderen Ermächtigungsnormen stehe. Einer Festlegung nach § 11 Abs. 2 S. 2 EnWG hätte es unabhängig von einer Festlegung nach § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG bedurft, um die Redispatch-Kosten auf die Netzentgelte umlegen zu können. Sie verletze nicht ihr Entschließungsermessen, wenn sie von dieser Ermächtigungsgrundlage, die zudem eingriffsintensiver sei, keinen Gebrauch mache. Rechtsschutzbeeinträchtigungen für die Beschwerdeführerin seien damit nicht verbunden. Sie habe sich aber auch bewusst für die Möglichkeit der Festlegung der wirksamen Verfahrensregulierung auf Grundlage von FSV entschieden, um an einen Branchenkonsens anknüpfen zu können. FSV seien auch eine übliche Vorgehensweise, so existierten für den Bereich der Verlustenergie und der Regelenergie entsprechende FSV.

§ 13a EnWG, an den sie wegen der in Art. 20 Abs. 3 GG postulierten Gesetzmäßigkeit der Verwaltung ohne eine Verwerfungskompetenz gebunden sei, sei verfassungsgemäß. Es könne dahinstehen, ob die angegriffene Festlegung in Grundrechte eingreife, eventuelle Eingriffe wären jedenfalls gerechtfertigt. Eine Vergütung in der auf dem freien Markt für vergleichbare Leistungen erzielbaren Höhe müsse der Gesetzgeber nicht vorsehen. Der Prognose- und Beurteilungsspielraum, der dem Gesetzgeber bei Indienstnahmen Privater für öffentliche Aufgaben zukomme, sei nicht überschritten.

Freiwillige Vereinbarungen oder ein gesetzlich angeordneter Kontrahierungszwang müssten der Indienstnahme der Kraftwerke nicht vorgehen, da ein System freiwilliger Vereinbarungen nicht hinreichend sicher für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität sei. Die von der Beschwerdeführerin geltend gemachte Vergütung einer Eigenkapitalverzinsung oder eines Ersatzes ihrer Personalkosten würde zu einer Doppelkompensation führen, die das Bundesverfassungsgericht in seiner Rechtsprechung zum Atom-

ausstieg gerade ablehne. Der Gesetzgeber habe sich für den Kraftwerksmarkt bewusst für einen Energy-Only-Markt anstelle eines Kapazitätsmarktes entschieden und unter diesem Gesichtspunkt mit § 13a EnWG eine andere Wertung im Vergleich zu den Regelungen für die nicht am Markt agierenden Übertragungsnetzbetreiber vorgenommen, da den Kraftwerkbetreibern grundsätzlich eine Finanzierung über den Strommarkt möglich sei. Es handele sich beim Redispatch gerade nicht um eine wirtschaftliche, gewinnorientierte Tätigkeit und somit auch nicht um ein Geschäftsmodell. Falls sich der Betrieb eines Kraftwerks aufgrund von Redispatch-Maßnahmen nicht mehr lohne, könne dieses stillgelegt und ggfs. in die Netzreserve einbezogen werden. Es sei auch unklar, warum die „Kraftwerkssubstanz“ zu einem späteren Zeitpunkt für Markteinsätze nicht mehr zur Verfügung stehe. Dies sei nur hypothetisch der Fall, wenn das Kraftwerk nicht gewartet oder instandgehalten werde, was in der Hand der Beschwerdeführerin liege. Zusätzlich nachgewiesene Instandhaltungskosten seien als Erzeugungsanlagen anerkenungsfähig. Gegenstand des BDEW-Leitfadens sei nur die Kompensation konkret auftretender und nicht ungewisser, von einer Vielzahl hypothetischer Kausalitäten abhängiger wirtschaftlicher Nachteile. Insbesondere sei eher anzunehmen, dass der Redispatch-Bedarf wegen des fortschreitenden Netzausbaus mittel- bis langfristig sinke. Bei ihren Ausführungen zum Unionsrecht verkenne die Beschwerdeführerin, dass sich marktbezogene Maßnahmen i.S.d. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG nach der Wirkweise der Maßnahme bestimmten, also auch Redispatch-Maßnahmen umfassten, und deshalb weiter zu fassen seien als „marktbasierte“ Redispatch-Maßnahmen i.S.d. Verordnung (EU) Nr. 2019/943, die auf das „Wie“ des Beschaffungsvorgangs abstelle. Der deutsche Gesetzgeber habe sich gerade für einen kostenbasierten Beschaffungsvorgang entschieden. Durch Art. 13 Abs. 7 Verordnung (EU) Nr. 2019/943 solle zudem ein hoher und damit ceteris paribus marktbeeinflussender finanzieller Ausgleich gerade vermieden werden. Die dort vorgesehene Mindestvergütung sei deutlich geringer als die in § 13a EnWG gewährte.

§ 13a Abs. 5 EnWG verstoße nicht gegen das Rückwirkungsverbot. Für den zurückliegenden Zeitraum vom 01.01.2013 bis 30.04.2015 bestehe eine Rückwirkung nur eingeschränkt. Infolge des Schlechterstellungsverbots, das Anlagenbetreiber schütze, die aus Sicht des neu gefassten § 13a EnWG überhöhte Zahlungen erhalten hätten, liege schon kein Eingriff in einen abgeschlossenen Tatbestand vor. Fälle, in denen noch keine Zahlung seitens des Übertragungsnetzbetreibers für diesen Zeitraum geleistet worden sei, seien ihr, der Bundesnetzagentur, nicht bekannt und würden von

der Beschwerdeführerin auch nicht behauptet. Zudem folge aus der Gesetzesbegründung, dass sogar vorläufige Abschlagszahlungen geschützt seien. Es bestehe daher kein Zweifel an der Schutzwirkung der eingeschränkten Rückwirkung. Für Fälle, in denen die Frage der Vergütung zwischen den Beteiligten noch nicht abschließend geklärt sei, liege lediglich eine (zulässige) unechte Rückwirkung vor, da der Sachverhalt gerade noch nicht abgeschlossen sei.

Die insbesondere im BDEW-Leitfaden niedergelegten Vergütungsgrundsätze verstießen nicht gegen gesetzliche Vorgaben. Dies gelte zunächst für die Erstattung von Erzeugungsauslagen. Insoweit sei das Ziel der Regelung in § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG zu berücksichtigen, eine Beeinflussung des Strommarktes möglichst zu vermeiden, wie sie sich durch eine Besser- oder Schlechterstellung angeforderter Erzeugungsanlagen ergeben könne. Da dem Anlagenbetreiber Handelsverluste vom Übertragungsnetzbetreiber zu ersetzen seien, sei nicht einsichtig, warum der Übertragungsnetzbetreiber im Gegenzug auf etwaige Handelsgewinne verzichten solle. Hierin läge ein Verstoß gegen das Besserstellungsverbot. Auch vermiedene Netznutzungsentgelte nach § 18 StromNEV (Arbeitserlöse) seien deshalb herauszugeben, da diese ohne die Redispatch-Maßnahme nicht entstanden wären. Gleiches gelte für Ausgleichsenergieerlöse.

Die von der Beschwerdeführerin geforderte Auslegung des § 13a EnWG im Hinblick auf die Erstattung des anteiligen Werteverbrauchs überschreite die Grenzen verfassungskonformer Auslegung deutlich. Die FSV behandelten nicht unter Verstoß gegen Art. 3 Abs. 1 GG wesentlich Gleiches ungleich, da sich beim negativen Redispatch – anders als beim positiven Redispatch – die Markterwartung des Kraftwerksbetreibers in dem getätigten Marktgeschäft in der Regel erfüllt habe.

Die Berücksichtigung marktbedingter Sonderabschreibungen, die nicht auf der (technischen) Abnutzung, sondern auf verschlechterten Marktbedingungen beruhten, sei geboten. Grundlage für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs seien nach § 13a Abs. 3 Hs. 1 EnWG die handelsrechtlichen Restwerte, die abhängig von der Markterwartung des Anlagenbetreibers seien.

Die Differenzierung nach Voll- und Teillast folge aus dem Besserstellungsverbot. Der Ansatz der Teillast sei sachgerecht, da es denkbar sei, dass der Anlagenbetreiber entweder einen Teil der zur Verfügung stehenden Netto-Nennleistung bereits am Strommarkt vermarktet habe oder er den verbleibenden Teil der Netto-Nennleistung noch vermarkten könne. In beiden Fällen richte sich der erzielbare Erlös nach den Vorgaben

des Strommarktes. Jedenfalls werde so kein Anreiz für den Anlagenbetreiber geschaffen, die verfügbare Netto-Nennleistung am Strommarkt einzusetzen. Auch wenn keine Vermarktung der verbleibenden Netto-Nennleistung mehr erfolgen dürfe, sei keine Schlechterstellung des Anlagebetreibers gegeben, da er die Opportunitäten, die ihm für die verbleibende Netto-Nennleistung bei einem Einsatz der Anlage am Strommarkt entstanden wären, erhalte. Es fehle auch nicht an einer Berücksichtigung der Wirkleistungsreduzierung beim anteiligen Werteverbrauch, da sich im Falle der Wirkleistungsreduzierung die Markterwartung des Anlagenbetreibers bereits erfüllt habe. Da er seine Anlage auch im Markteinsatz verbraucht hätte und ihm trotz Redispatch-Maßnahme die Möglichkeit zur Erwirtschaftung des Werteverbrauchs unverändert bleibe, würde eine darüber hinausgehende Vergütung gegen das Besserstellungsverbot verstoßen.

Eine Berücksichtigung der „Warmhaltung“ der Anlage bei den anrechenbaren Betriebsstunden sei nicht angebracht, da dieser Betriebszustand nicht unter die Betriebsstunden des Redispatch-Einsatzes falle, sondern gemäß § 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 4 EnWG als Herstellung der Betriebsbereitschaft zu einer Kostenerstattung führe.

Die Berechnungsvorgaben zu den bei der Investitionsentscheidung geplanten Betriebsstunden seien ebenfalls nicht zu beanstanden. Die Festlegungskompetenz nach § 13j Abs. 1 Nr. 6 EnWG komme zwar nur ihr und nicht dem BDEW zu, sie habe aber mit der angefochtenen Festlegung den Ansatz der geplanten Betriebsstunden und damit auch die entsprechenden Pauschalen gebilligt. Zudem müssten die Pauschalwerte nicht angesetzt werden, wenn die konkreten Betriebsstunden nachgewiesen würden. Es handele sich mithin eher um eine Regelung zur Beweiserleichterung.

Die in Ziff. 7 der FSV enthaltene Öffnungsklausel sei rechtmäßig. Dass die Übertragungsnetzbetreiber – neben der ohnehin bestehenden inter-partes-Wirkung gerichtlicher Entscheidungen – nicht allein aufgrund eines untergerichtlichen Urteils ihre Vergütungspraxis abändern, sondern eine höchstrichterliche Entscheidung erreichen wollten, um eine Grundlage für eine generelle Anpassung der Vergütungsregelungen zu erhalten, sei nachvollziehbar und gewährleiste eine einheitliche Anwendung der Vergütungsregelungen gegenüber allen Marktteilnehmern. In Fällen von Vergütungsstreitigkeiten bestehe gerade keine Zuständigkeitskonzentration beim erkennenden Senat, so dass eine einheitliche Rechtsprechung erst mit dem Erreichen der letzten Instanz möglich sei. Sie habe zudem in ihrer Festlegung verdeutlicht, dass vor Anpassung der

Festlegung eine erneute Marktkonsultation sinnvoll sei. Diese könne auf der Grundlage einer höchstrichterlichen Rechtsprechung deutlich konzentrierter und erfolgsversprechender erfolgen als bei einer Konsultation mit mehreren, in einzelnen Punkten möglicherweise divergierenden untergerichtlichen Rechtsprechungen.

Die Übertragungsnetzbetreiber zu 1), 2) und 4) tragen vor, dass Redispatch ein zulässiger Gegenstand für eine Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 i.V.m. § 11 Abs. 2 S. 2 bis 4 ARegV sei. Redispatch-Maßnahmen könnten als marktbezogene Maßnahmen i.S.d. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG, § 15 StromNZV eingestuft werden, wie sich an dem Verweis in § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG auf den Katalog marktbezogener Maßnahmen in § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG zeige und vom Gesetzgeber im Zuge des neuen Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus bestätigt werde. Für die Einordnung einzelner Kosten- und Erlöspositionen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 2 ARegV sei eine tatsächlich-objektive Unbeeinflussbarkeit nicht zwingend, bei der Einordnung in diesen Katalog handele es sich um eine normative Fiktion. Redispatch sei eine vom Übertragungsnetzbetreiber objektiv kaum beeinflussbare Situation. Die Voraussetzungen des § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV seien erfüllt, da Redispatch zum einen Gegenstand der StromNZV sei und zum anderen von der Beschwerdeführerin umfassend reguliert werden könne. Unabhängig davon werde Redispatch auch als marktorientiertes Verhalten zur Engpassbewirtschaftung nach § 15 Abs. 2 StromNZV angesehen, wofür in § 27 Abs. 1 Nr. 10 StromNZV unmittelbar eine Festlegungsermächtigung der Bundesnetzagentur vorgesehen sei. Zudem handele es sich bei Redispatch-Maßnahmen um Ausgleichsleistungen i.S.d. Regelbeispiels nach § 11 Abs. 2 S. 2, 2. Hs Nr. 3 ARegV. Redispatch unterliege auch Art. 16 der Verordnung (EG) Nr. 714/09 sowie Art. 25, 35, 74 der Verordnung (EG) Nr. 2015/1222 und Art. 20 ff. der Verordnung (EU) Nr. 2017/1485, die auf die gesetzliche Ermächtigung zum Erlass von Leitlinien nach Art. 18 Abs. 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/09 beruhten.

Eine fehlerhafte Ausübung des Aufgreifermessens sei nicht ersichtlich. Die streitgegenständliche Festlegung sei erforderlich, um sicherzustellen, dass im Einklang mit § 1 Abs. 1 EnWG nur die tatsächlich entstandenen Kosten für die Netznutzer und die zu zahlenden Netzentgelte bestimmend seien. Ob es einer Festlegung nach § 13j Abs. 1 EnWG zur weiteren Ausgestaltung des § 13a EnWG bedürfe, sei hiervon strikt zu trennen, so dass die Frage der pflichtgemäßen Ermessensausübung nach § 13j Abs. 1

EnWG im Beschwerdeverfahren keine Rolle spiele. Ein Vorrang des § 13j Abs. 1 EnWG vor der Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV lasse sich weder auf den Wortlaut noch auf die Gesetzesbegründung stützen.

Die angefochtene Festlegung sei auch materiell rechtmäßig. Indem § 13a Abs. 2 EnWG vorsehe, dass die Anlagenbetreiber wirtschaftlich weder besser noch schlechter gestellt werden sollen als ohne die Redispatch-Maßnahmen, bringe die Vorschrift die gegenläufigen Ziele der Versorgungssicherheit einerseits und der Preisgünstigkeit andererseits zu Gunsten des Gemeinwohls in einen angemessenen Ausgleich. Wäre die Teilnahme am Redispatch wirtschaftlich vorteilhaft, erhielten die Anlagenbetreiber gegen den Willen des Gesetzgebers einen Anreiz für strategisches Verhalten.

Die Abführung eventuell erzielter Handelsgewinne sei rechtmäßig. Da die Übertragungsnetzbetreiber Mehrkosten des Anlagenbetreibers aus Wiederveräußerung übernehmen, sei es ebenso sachgerecht, dass Überschüsse des Anlagenbetreibers aus dem Verkauf Berücksichtigung fänden. Ein eventuell erzielter Übererlös wirke sich auch netzentgeltsenkend aus. Dies gelte gleichermaßen für Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten nach § 18 StromNEV und aus der Abrechnung von Ausgleichsenergie.

Bei der Position „anteiliger Werteverbrauch“ gemäß § 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 2 EnWG handele es sich um eine kalkulatorische Rechengröße, mit der anteilig gemäß § 13a Abs. 3 EnWG Kapitalkosten des Anlagenbetreibers in angemessenem Umfang Berücksichtigung finden sollten. Die Berücksichtigung marktbedingter Sonderabschreibungen bei der Bildung des handelsrechtlichen Restwerts im Rahmen des § 13a Abs. 3 EnWG entspreche der eindeutigen gesetzlichen Vorgabe. Werde nur ein Teil der Leistungskapazität der Anlage zu Redispatch-Maßnahmen herangezogen (Teillastanforderung), müsse dies bei der kalkulatorischen Rechengröße „anteiliger Werteverbrauch“ seinen Niederschlag finden. In tatsächlicher Hinsicht unzutreffend seien die Ausführungen der Beschwerdeführerin zu den vermeintlich unzureichenden Vermarktungsmöglichkeiten im Falle positiven Redispatches. Die Vermarktung einer einsetzbaren (Teil-)Anlagenleistung im Intraday-Markt sei nicht unwahrscheinlich, wie die Aktualisierungen der Einsatzplandaten durch die Anlagenbetreiber nahelegten. Dies erscheine auch schlüssig, da der Intraday-Markt ausreichend liquide sei, unter anderem durch die durch die Verordnung (EU) Nr. 2015/1222 geschaffene Möglichkeit, den erzeugten Strom über Gebotszonen hinweg europaweit zu verkaufen. Im Fall von nega-

tivem Redispatch könne der Anlagenbetreiber seine vor allem im Day-Ahead Strommarkt eingegangenen Verpflichtungen erfüllen. Seine wirtschaftliche Situation bleibe somit weitgehend unverändert, zumindest mit Blick auf die Möglichkeit, den Werteverbrauch der Anlagen zu erwirtschaften. Eine darüber hinausgehende Berücksichtigung dieser Betriebsstunden bei der Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs würde zu einer wirtschaftlichen Besserstellung führen. Dagegen drohten bei Berücksichtigung eines rein kalkulatorisch ermittelten anteiligen Werteverbrauchs nach § 13 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 EnWG im Falle negativen Redispatches Wettbewerbsverzerrungen im Strommarkt. Über die zusätzliche, nur durch den negativen Redispatch eröffnete Möglichkeit der Vergütung des betreffenden Fixkostenanteils sei es dem betroffenen Anlagenbetreiber möglich, andere Preise am Strommarkt zu bieten als Wettbewerber.

Da die Anlage dem Anlagenbetreiber im Falle einer Warmhaltung in vollem Umfang zur eigenen wirtschaftlichen Nutzung zur Verfügung stehe, wäre es nicht sachgerecht, den Warmhaltezeitraum zusätzlich bei der Bestimmung des erstattungsfähigen anteiligen kalkulatorischen Werteverbrauchs zu berücksichtigen.

Die Ermittlung der bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden sei eine für alle Beteiligten transparente und leicht nachvollziehbare Möglichkeit, eine Betriebsstundenzahl abzuleiten. Zudem sei ein individueller Nachweis ohne weiteres möglich.

Nicht zu beanstanden sei auch, dass im Einzelfall nur vom Leitfaden abweichende letztinstanzliche gerichtliche Entscheidungen berücksichtigt würden. Hierdurch solle vermieden werden, dass wegen unterschiedlicher Entscheidungen einzelner Instanzgerichte der BDEW-Leitfaden oder Teile hiervon von den Übertragungsnetzbetreibern zukünftig nicht mehr einheitlich angewendet werden könnten.

Die Übertragungsnetzbetreiberin zu 3) ist der Ansicht, durch den Beschluss seien lediglich die Übertragungsnetzbetreiber unmittelbar und individuell betroffen. Fragen der Wälzung von Kosten in die Netzentgelte seien für die Beschwerdeführerin als Kraftwerksbetreiberin nicht relevant, so dass deren materielle Beschwer fraglich sei.

Die Bundesnetzagentur sei nicht dazu verpflichtet, eine – ohnehin in ihr Ermessen gestellte - Festlegung nach § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG vorrangig zum angefochtenen Beschluss zu erlassen, da diese einen anderen Bezugspunkt habe als die streitgegenständliche Festlegung.

Die materiellen Voraussetzungen der Ermächtigungsgrundlage seien erfüllt, Redispatch-Maßnahmen zulässiger Gegenstand einer Verfahrensregulierung i.S.d. § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV. Redispatch-Maßnahmen seien marktbezogene Maßnahmen i.S.d. § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG und schon deshalb von § 15 Abs. 1 StromNZV erfasst. Ferner könne Redispatch als marktorientiertes Verhalten zur Engpassbewirtschaftung i.S.v. § 15 Abs. 2 StromNZV eingestuft werden. Die FSV habe das Redispatch-Beschaffungsverfahren und den Umgang mit den Kosten für Redispatch umfassend reguliert. Dem stehe nicht entgegen, dass die Beschwerdeführerin eine andere Auffassung zum Umfang der Redispatch-Vergütung vertrete als die Übertragungsnetzbetreiber, da die Vergütungshöhe nur eine Vorfrage für die Wälzbarkeit der bei den Übertragungsnetzbetreibern anfallenden Redispatch-Kosten sei.

Die FSV sei auch materiell rechtmäßig. Sie sei nicht abstrakt und unabhängig von einer konkreten Redispatch-Maßnahme am Maßstab des § 13a EnWG zu messen, da dies den Leitfaden in den Rang eines Gesetzes oder einer Festlegung heben würde. Der angefochtene Beschluss sei auch nicht ermessensfehlerhaft. Die Bundesnetzagentur habe für die Frage, ob eine Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 i.V.m. § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV auf einer FSV der Übertragungsnetzbetreiber oder einer vollziehbaren Entscheidung beruhen solle, ein uneingeschränktes, allein im öffentlichen Interesse liegendes Auswahlermessen.

Der angegriffene Beschluss sei verfassungskonform. § 13a EnWG verstoße nicht gegen Art. 12 GG, weil er Umfang und Inhalt einer angemessenen Vergütung sachgerecht und verhältnismäßig regle. Da ein Kraftwerk Redispatch ohne weiteres aus dem laufenden Betrieb heraus erbringen könne, liege nur eine niedrige Eingriffsintensität vor. Jedenfalls wäre der Eingriff gerechtfertigt, weil die durch § 13a Abs. 2-4 EnWG gewährte Vergütung aus verfassungsrechtlicher Sicht ausreichend hoch bemessen sei. Art. 12 GG verlange nicht, dass die Beschwerdeführerin nur gegen eine aus ihrer subjektiven Sicht hinreichende markt- und leistungsgerechte Vergütung zu Redispatch-Maßnahmen herangezogen werde. Dies gelte umso mehr, als die Inanspruchnahme eines Kraftwerks für Redispatch-Maßnahmen nicht zu einem Marktausschluss der Anlage führe. Art. 12 GG schütze allenfalls vor einer unangemessen niedrigen Vergütung. Die Gestaltungsfreiheit des Gesetzgebers bei der Vergütung einer Indienstnahme sei gerade bei komplexen und sich entwickelnden Sachverhalten besonders weit. Ein Kraftwerk habe wegen seines Beitrags zur Energieversorgung einen

besonderen sozialen Bezug. Entschließe sich ein Kraftwerksbetreiber zu einer wirtschaftlichen Tätigkeit in diesem Bereich, müsse er mit staatlichen Maßnahmen rechnen, die seine Tätigkeit wirtschaftlich belasteten. Die Allgemeinheit sowie auch die Übertragungsnetzbetreiber hätten ein großes Interesse daran, Redispatch-Maßnahmen zu angemessenen Preisen anfordern zu können.

Auch das Neutralitätsgebot des § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG sei verfassungskonform. Die Vorhaltung eines nicht zur Stilllegung angemeldeten Kraftwerks sei keine eigenständige Leistung und deshalb nicht gesondert zur vergüten. Zudem begründe Art. 12 GG keinen Anspruch auf Erfolg im Wettbewerb, keinen Schutz vor Einflüssen auf die wettbewerbsbestimmenden Faktoren sowie keinen Anspruch auf die Erhaltung des Geschäftsumfangs und die Sicherung der Erwerbsmöglichkeiten. Aus diesem Grund könne die Beschwerdeführerin insbesondere keine Vollkostendeckung plus Gewinnzuschlag verlangen.

Den verlangten Fixkostenersatz könne die Beschwerdeführerin auch nicht auf die Verordnung (EU) Nr. 2019/943 stützen, da der deutsche Gesetzgeber ein nicht marktbasierendes Redispatch-System etabliert habe. Dass die Beschwerdeführerin einen nutzungsbedingten Substanzwertverlust als selbstständige Vermögenseinbuße habe, der nicht bereits vom gegenwärtigen Vergütungsregime ersetzt werde, sei nicht konkret vorgetragen. Sämtlicher Redispatch-bedingter Verschleiß sowie sämtliche Mehrkosten für zusätzliche Instandhaltung würden grundsätzlich im Rahmen der Erzeugungsauslagen ersetzt. Sog. Betriebsbereitschaftsauslagen seien nur im Rahmen von § 13c EnWG zu ersetzen und dies auch nur kostenbasiert.

Selbst wenn man vorliegend einen Eingriff in Art. 14 GG unterstellen würde, handele es sich um eine Inhalts- und Schrankenbestimmung des Kraftwerkseigentums, für die eine Vergütung grundsätzlich überhaupt nicht geboten sei, da Inhaltsbestimmungen des Eigentums, wie im Umkehrschluss aus Art. 14 Abs. 3 GG folge, im Grundsatz entschädigungslos hinzunehmen seien. Hinsichtlich der Höhe der im Rahmen einer Ausgleichsbestimmung zu leistenden Entschädigung stehe dem Gesetzgeber zudem ein weiter Gestaltungsspielraum zu, der umso größer sei, je höher der Sozialbezug des betroffenen Eigentums ausfalle. Hiernach habe die Beschwerdeführerin keinen Anspruch auf eine Vergütung, die einen risikoangemessenen Gewinn umfasse. Art. 14 GG schütze keine bloßen Gewinnerwartungen, Chancen oder Erwerbsmöglichkeiten. Schon aus diesem Grunde griffen die Forderungen der Beschwerdeführerin nach einer

Vergütung einschließlich Gewinnanteil nicht durch. Vielmehr reiche ein Zurückbleiben hinter dem vollen Wertersatz regelmäßig ohne weiteres aus, um die Verhältnismäßigkeit herzustellen.

§ 13 Abs. 2 bis 4 EnWG sei auch mit Art. 3 Abs. 1 GG vereinbar, da etwaige Ungleichbehandlungen gerechtfertigt wären. Kraftwerks- und Netzbetreiber seien auch dann nicht vergleichbar, wenn man Redispatch als Netzersatz einstufe. Der Netzbetrieb unterliege den gesetzlichen Verpflichtungen aus § 11 Abs. 1, § 12 Abs. 3 S. 1 EnWG, die Netzentgelte seien streng reguliert. Dagegen investierten Kraftwerksbetreiber freiwillig in die Errichtung von Anlagen und könnten ihre Preise marktbezogen frei festlegen. Angesichts der unterschiedlichen Marktstellung sei auch eine unterschiedliche Vergütung sachlich gerechtfertigt. Ein Vergleich mit Anlagenbetreibern, die seltener Redispatch-Leistungen erbrächten, zwinge ebenfalls nicht zu einer höheren Vergütung, da die netztopologische Lage und die Merit Order eine Ungleichbehandlung rechtfertigten.

Die rückwirkende Anwendung der Vergütungsregelung zum 01.01.2013 sei verfassungskonform. Rückwirkende Begünstigungen seien keinen verfassungsrechtlichen Einschränkungen unterworfen. Auch jenseits dieses ausdrücklichen Schlechterstellungsverbotes stelle die Neuregelung die Kraftwerksbetreiber im Vergleich zur bisherigen Rechtslage besser. Vor Inkrafttreten der Neuregelung erhielten Kraftwerksbetreiber weder den anteiligen Werteverbrauch der Anlage noch nachgewiesene entgangene Erlösmöglichkeiten, sondern lediglich eine angemessene Vergütung. Etwas anderes ergebe sich auch nicht aus der Rechtsprechung des Senats vom 28.04.2015 (VI-3 Kart 332/12 [V]), da diese den Begriff der angemessenen Vergütung nicht abschließend konkretisiert habe. Vielmehr sei die Reichweite der Vergütungsregelungen nach Aufhebung der Festlegung unklar gewesen und die Beschwerdeführerin habe mit einer Neuregelung rechnen müssen. Jedenfalls scheide eine echte Rückwirkung aus. § 13a Abs. 5 EnWG betreffe keinen öffentlich-rechtlichen Leistungsanspruch im Sinne der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts. Das Rechtsverhältnis zwischen der Beschwerdeführerin und der Übertragungsnetzbetreiberin zu 3) sei privatrechtlich ausgestaltet. Im Übrigen hätten auch keine gesicherten Ansprüche auf Ersatz einer Vergütung einschließlich Gewinnanteil bestanden. Selbst eine rückwirkende Auswirkung auf nicht gesicherte Ansprüche nach alter Rechtslage unterstellt, kämen allenfalls die Grundsätze einer zulässigen unechten Rückwirkung zur Anwendung. § 13a Abs. 5 EnWG erfülle die Anforderungen des insoweit maßgeblichen verfassungsrechtlichen

Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes. Er diene einem legitimen Gemeinwohlzweck und sei zur Erreichung dieses Zwecks geeignet, erforderlich und angemessen. Schützenswerte vorrangige Vertrauensschutzbelange der Beschwerdeführerin seien nicht ersichtlich. Die Rechtslage zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen sei vor Inkrafttreten des Strommarktgesetzes unklar und verworren gewesen. In einer solchen Situation bestehe grundsätzlich kein Vertrauensschutz. Vielmehr sei ihr Interesse überwiegend, sich auf eine gesicherte Rechtslage stützen zu können, um ihre gesetzlichen Aufgaben vor allem im Rahmen der Systemverantwortung diskriminierungsfrei zu erfüllen.

Im Übrigen stünden die Vorgaben des BDEW-Leitfadens auch im Einklang mit § 13a EnWG. Dass Handelsgewinne, Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten und Ausgleichsenergie an die Übertragungsnetzbetreiber abzuführen seien, folge aus dem Neutralitätsgebot des § 13 Abs. 2 S. 1 EnWG.

Auch die Vorgaben zur Erstattung des anteiligen Werteverbrauchs stünden im Einklang mit § 13a EnWG. Es widerspräche zunächst dem Wortlaut des § 13a Abs. 3 EnWG, die maßgeblichen handelsrechtlichen Restwerte nicht um Sonderabschreibungen zu reduzieren, die auf verschlechterten Marktbedingungen beruhten.

§ 13a Abs. 3 EnWG verlange einen wertenden Ansatz der Redispatch-Betriebsstunden bei Teillastanforderungen. Die Formulierung in Halbsatz 2 lege nahe, dass der Gesetzgeber keinen Gleichlauf zwischen der zeitlichen Dauer der Redispatch-Maßnahme und den berücksichtigungsfähigen Betriebsstunden gewollt habe, da das Adjektiv „anrechenbar“ sonst überflüssig wäre. Auch nach der Gesetzesbegründung und der Gesetzessystematik seien die ansetzbaren Redispatch-Betriebsstunden wertend zu ermitteln. Dies entspreche dem Verursachungsprinzip und dem Neutralitätsgebot. Zudem habe der Anlagenbetreiber bei einem vollen Ansatz des anteiligen Werteverbrauchs einen Anreiz, sein Kraftwerk nicht zu Zeiten zu vermarkten, in denen in der Regel und damit für ihn vorhersehbar Bedarf an Redispatch-Maßnahmen bestehe. Hierdurch verstärke sich noch der Bedarf an Redispatch-Maßnahmen. Auch entfielen der Anreiz, das Kraftwerk am Intra-Day-Markt einzusetzen und hierdurch weitere Zahlungen zu erhalten.

Es verstieße gegen das Neutralitätsgebot des § 13 Abs. 2 S. 1 EnWG, wenn der Kraftwerksbetreiber vom Übertragungsnetzbetreiber auch bei negativem Redispatch den anteiligen Werteverbrauch vergütet erhielte. Denn wenn der Betreiber für Redispatch-

Maßnahmen seine Einspeisung absenke, erhalte er einen bilanziellen Ausgleich, der ihn so stelle, wie der stünde, wenn die Redispatch-Maßnahme nicht stattgefunden hätte. Auch das Verursachungsprinzip des § 13a Abs. 2 S. 2 EnWG spreche gegen eine Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs beim negativen Redispatch, da der Werteverbrauch in diesen Fällen nicht auf der Teilnahme der Anlage am negativen Redispatch beruhe.

Die Warmhaltung der Anlage sei nicht über den anteiligen Werteverbrauch, sondern ggfs. über den separaten Vergütungstatbestand des § 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 4 EnWG als „notwendige Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft“ zu vergüten.

Es sei nicht vollständig klar, wogegen sich die Beschwerdeführerin im Hinblick auf die Vorgaben der zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung geplanten Betriebsstunden wende, da sie selbst ebenfalls eine Pauschalierung für sinnvoll halte und die Tabelle der VGB PowerTech e.V. Beweisschwierigkeiten der Anlagenbetreiber löse.

Dass die Übertragungsnetzbetreiber Abweichungen vom BDEW-Leitfaden nur bei letztinstanzlichen gerichtlichen Entscheidungen akzeptierten, folge aus dem Diskriminierungsverbot, dem die Übertragungsnetzbetreiber unterlägen. Dieses verpflichte sie, Rechtsmittel gegen fehlerhafte gerichtliche Entscheidungen einzulegen. Die Übertragungsnetzbetreiber wären nicht befugt, bestimmte Kraftwerksbetreiber entgegen den gesetzlichen Vorschriften für Redispatch-Maßnahmen anders zu vergüten als andere und hätten somit keinen Anreiz, fehlerhafte Urteile rechtskräftig werden zu lassen.

Die Beteiligten zu 5) und 6) sind hingegen der Ansicht, dass die angefochtene Festlegung rechtswidrig sei und nehmen im Wesentlichen Bezug auf ihren Vortrag in dem von ihnen hiergegen geführten Beschwerdeverfahren vor dem Senat zum Az. VI-3 Kart 895/18 [V].

Wegen der weiteren Einzelheiten des Sach- und Streitstandes wird auf die gewechselten Schriftsätze nebst Anlagen, den beigezogenen Verwaltungsvorgang und das Protokoll der Senatssitzung vom 28.05.2020 Bezug genommen.

**B.**

Die zulässige Beschwerde hat in der Sache teilweise Erfolg.

**I.** Die Beschwerde ist zulässig, insbesondere ist die Beschwerdeführerin durch die angefochtene Festlegung materiell beschwert.

Nach dem Wortlaut des § 75 Abs. 2 EnWG steht die Beschwerde den am Verfahren vor der Regulierungsbehörde Beteiligten zu. Die Vorschrift entspricht § 63 GWB; die zu § 63 GWB anerkannten Grundsätze gelten auch hier. Erforderlich ist daher neben der Rechtsstellung als Beteiligter eine materielle Beschwer.

**1.** Zwar ist die Beschwerdeführerin durch die Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten und Erlöse bzw. Erträge aus der Beschaffung und Vergütung von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG nicht in eigenen, subjektiven Rechten verletzt. Die angefochtene Festlegung betrifft die Einstufung von Kosten für Redispatch-Maßnahmen als verfahrensregulierte und damit wälzbare dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten und adressiert ausschließlich die Übertragungsnetzbetreiber. In die bestehende Privatrechtslage, im Streitfall das gesetzliche Schuldverhältnis zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Kraftwerksbetreiber, greift die Verfahrensregulierung nicht unmittelbar regelnd ein.

**2.** Eine materielle Beschwer für zum Verfahren vor der Regulierungsbehörde beige-ladene Personen oder Personenvereinigungen liegt aber auch vor, wenn diese geltend machen können, durch die Entscheidung unmittelbar und individuell betroffen zu sein. Hierfür reichen erhebliche wirtschaftliche Interessen aus (BGH, Beschluss v. 09.07.2019, EnVR 5/18 – Lichtblick, Rn. 13, 16 f., juris; Beschluss v. 11.11.2008, EnVR 1/08 - citiworks, BeckRS 2009, 01766, Rn. 16 f.; vgl. auch BGH, Beschluss v. 07.11.2006, KVR 37/05 - pepcom, BGHZ 169, 370 Rn. 11, 18 ff. für das Kartellver-fahrensverfahren). Eine solche Auslegung der materiellen Beschwer stimmt mit Art. 37 Abs. 17 der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (ElektrizitätsRL) überein. Danach stellen die Mit-gliedstaaten sicher, dass auf nationaler Ebene geeignete Verfahren bestehen, die ei-

ner betroffenen Partei das Recht geben, gegen eine Entscheidung einer Regulierungsbehörde bei einer von den beteiligten Parteien und Regierungen unabhängigen Stelle Beschwerde einzulegen (BGH, Beschluss v. 09.07.2019, EnVR 5/18 – Lichtblick, Rn. 13, juris).

Unter Berücksichtigung der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs ist die Beschwerdeführerin durch die Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten und Erlöse bzw. Erträge aus der Beschaffung und Vergütung von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG unmittelbar und individuell in ihren wirtschaftlichen Interessen betroffen, obwohl sie von der feststellenden Festlegung nicht unmittelbar adressiert ist.

**2.1.** Der Bundesgerichtshof hat eine unmittelbare und individuelle Betroffenheit der Netznutzer durch die Festlegung zur Eigenkapitalverzinsung der Netzbetreiber mit der Begründung angenommen, dass die Festlegung direkt in die unternehmerische Entscheidung des Vertragspartners einfließe und dem Vertragspartner angesichts der rechtlichen Vorgaben für die Preiskalkulation kein nennenswerter Entscheidungsspielraum für eine eigenständige Entscheidung mehr zukomme, auf welche Weise er die Festlegung umsetzen wolle (BGH a.a.O., Rn. 21). Sie sei eine entscheidende und wesentliche Grundlage für die zu erzielende Rendite; auch wenn die Festlegung nur den kalkulatorisch zugrunde zu legenden Eigenkapitalzins betreffe, sei es für jeden Netzbetreiber betriebswirtschaftlich angezeigt, die Netzentgelte nach der festgelegten Höhe des Eigenkapitalzinssatzes zu bilden (BGH a.a.O., Rn. 25).

**2.2.** Diese Erwägungen sind auf die hier streitgegenständliche Feststellung der wirksamen Verfahrensregulierung übertragbar. Auch wenn sich die Höhe der von den Übertragungsnetzbetreibern zu zahlenden Vergütung für Redispatch formal nach wie vor ausschließlich nach den gesetzlichen Vorgaben des § 13a EnWG bestimmt, werden die Übertragungsnetzbetreiber die Vorgaben der FSV, konkret des darin in Bezug genommenen BDEW-Leitfadens, aus ökonomischen Erwägungen gegenüber den Kraftwerksbetreibern umsetzen. Sie haben regelmäßig keinen Anlass, eine höhere Vergütung zu zahlen als diejenige, die sich aus diesen Vorgaben ergibt, da nur die nach diesen Vorgaben geleisteten Zahlungen aufgrund der angefochtenen Festlegung nach § 11 Abs. 2 ARegV vom Effizienzvergleich gemäß § 22 ARegV ausgeschlossen sind. Zahlungen, die darüber hinausgehen, unterliegen vollumfänglich dem Effizienz-

vergleich und können daher nicht vollständig über die Netzentgelte refinanziert werden. Ein nennenswerter Gestaltungsspielraum der Übertragungsnetzbetreiber verbleibt damit faktisch nicht mehr.

**2.3.** Darauf, ob die Kraftwerksbetreiber andere Möglichkeiten haben, die Angemessenheit der für den Redispatch gezahlten Vergütung am Maßstab des § 13a EnWG gerichtlich überprüfen zu lassen, sei es im Rahmen eines zivilrechtlichen Verfahrens gegen den Übertragungsnetzbetreiber oder eines besonderen Missbrauchsverfahrens nach § 31 EnWG, kommt es im Übrigen für die Frage der materiellen Beschwer nicht an (vgl. BGH a.a.O., Rn. 26).

**II.** Die Beschwerde hat teilweise Erfolg. Bedenken gegen die formelle Rechtmäßigkeit hat die Beschwerdeführerin nicht erhoben, solche sind auch nicht ersichtlich. Der Beschluss verstößt aber gegen materielles Recht. Zwar konnte die Bundesnetzagentur die Festlegung auf die von ihr gewählte Ermächtigungsgrundlage stützen (zu 1.). Die FSV und die diese bestätigende Festlegung verstoßen jedoch in einzelnen Punkten gegen die Vorgaben des § 13a EnWG (zu 2.), dessen Regelungen jedoch insgesamt verfassungsgemäß sind (zu 3.).

**1.** Zu Recht hat die Bundesnetzagentur die angefochtene Festlegung auf § 29 Abs. 1 i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4 EnWG, § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV gestützt.

Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 S. 1 EnWG genannten Zwecke kann die Regulierungsbehörde gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV Entscheidungen durch Festlegungen oder Genehmigungen nach § 29 Abs. 1 EnWG zu den Bereichen treffen, die nach § 11 Abs. 2 bis 4 ARegV einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen; die Festlegung erfolgt für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode. Nach § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV liegt eine wirksame Verfahrensregulierung im Sinne des Satzes 2 vor, soweit eine umfassende Regulierung des betreffenden Bereichs durch vollziehbare Entscheidungen der Regulierungsbehörden oder FSV der Netzbetreiber erfolgt ist, die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Abs. 1 S. 4 ARegV festgelegt hat und es sich nicht um volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV handelt.

**1.1.** Die streitgegenständliche Festlegung dient der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 S. 1 EnWG genannten Zwecke. Hierzu hat die Bundesnetzagentur im angefochtenen Beschluss (dort S. 9) zu Recht darauf verwie-

sen, dass sie zuverlässige Rahmenbedingungen für die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der sachgerechten Berücksichtigung der Kosten schaffe und damit dem Ziel eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Übertragungsnetzen Rechnung getragen werde. Gleichzeitig stehen die Ziele einer sicheren und effizienten Versorgung sowie die Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen gemäß § 1 Abs. 2 EnWG im Vordergrund.

**1.2.** Redispatch-Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Nr. 1 S. 2 EnWG sind zudem zulässiger Gegenstand einer Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV.

Die Bereiche, in denen die Kostenzuordnung durch wirksame Verfahrensregulierung geändert werden kann, sind für den Strombereich abschließend in § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV geregelt. Der gegenständliche Anwendungsbereich der wirksamen Verfahrensregulierung in § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV setzt voraus, dass es sich um Kosten oder Erlöse handelt, die sich aus Maßnahmen des Netzbetreibers ergeben, die einer wirksamen Verfahrensregulierung nach der StromNZV oder der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 (Stromhandels-VO) unterliegen. Maßnahmen auf anderer gesetzlicher Grundlage sind daher nicht erfasst und können auch nicht Gegenstand einer Verfahrensregulierung werden (Englmann/Meyer in: Holznagel/Schütz, ARegV, 2. Auflage, § 11 ARegV, Rn. 146 f.).

Redispatch-Maßnahmen sind jedoch Maßnahmen, die bei dem gebotenen weiten Verständnis dieser Voraussetzung einer wirksamen Verfahrensregulierung nach der StromNZV unterliegen. Es kann deshalb dahinstehen, ob auch Art. 16 der Stromhandels-VO bzw. die auf der Grundlage von Art. 18 Abs. 5 Stromhandels-VO ergangenen Leitlinien im Streitfall ebenfalls einschlägig sein können, obgleich sie bereits im Ausgangspunkt nur ein grenzüberschreitendes Engpassmanagement adressieren (vgl. Art. 2 Abs. 2 lit. c) Stromhandels-VO).

**1.2.1.** § 15 Abs. 1 StromNZV verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber, im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren das Entstehen von Engpässen in ihren Netzen und an den Kuppelstellen zu benachbarten Netzen mit Hilfe von netzbezogenen und marktbezogenen Maßnahmen zu verhindern, die auch die Zusammenarbeit der Betreiber von Übertragungsnetzen einschließen kann. Zudem finden sich in § 15 Abs. 3 Strom-

NZV Regelungen zur Verwendung von Erlösen, die die Netzbetreiber aus der Durchführung der Engpassbewirtschaftung erzielen und die unverzüglich für Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen zu verwenden, hierfür zurückzustellen oder entgeltmindernd in den Netzentgelten zu berücksichtigen sind, sowie zu diesbezüglichen Dokumentationspflichten (§ 15 Abs. 3 S. 2 und 3 StromNZV).

Die nach § 15 Abs. 1 StromNZV anzuwendenden netzbezogenen und marktbezogenen Maßnahmen sind auch Gegenstand der Vorschrift des in der Normenhierarchie vorgehenden § 13 Abs. 1 EnWG (Laubenstein in: BerlK-EnR, 4. Auflage, § 15 StromNZV, Rn. 14), der die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber regelt und der diese unter anderem zu marktbezogenen Maßnahmen berechtigt und verpflichtet, sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist. Marktbezogene Maßnahmen i.S.v. § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG sind solche, die die Netznutzer mit einbeziehen und regelmäßig auf der Grundlage entsprechender vertraglicher Vereinbarungen gegen Vergütung getroffen werden. Dazu gehört auch der Redispatch von Erzeugungsanlagen (Laubenstein in: BerlK-EnR, 4. Auflage, § 15 StromNZV, Rn. 16; Britz/Herrmann/Arndt in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Auflage, § 20, Rn. 210) als Bestandteil des Erzeugungsmanagements, das die direkte Steuerung von Stromeinspeisungen als Maßnahme des Engpassmanagements betrifft (Tüngler in: Kment, EnWG, 2. Auflage, § 13, Rn. 29). Die Anpassung von Einspeisungen und ihre Vergütung im Rahmen des Redispatch regelt § 13a EnWG, ebenso die gesetzliche Verpflichtung der Anlagenbetreiber, an Redispatch-Maßnahmen mitzuwirken.

**1.2.2.** Ob Redispatch-Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber als nach der StromNZV wirksam verfahrensreguliert anzusehen sind, lässt sich anhand des Wortlauts des § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV nicht eindeutig beantworten.

Daraus folgt zunächst, dass nur die Maßnahmen des Netzbetreibers, aus denen sich die Kosten und Erlöse ergeben, einer wirksamen Verfahrensregulierung nach der StromNZV unterliegen müssen, nicht aber die Kosten und Erlöse selbst. Einer Einordnung der Kosten und Erlöse aus Redispatch-Maßnahmen als nach der StromNZV wirksam verfahrensreguliert steht deshalb nicht bereits der Umstand entgegen, dass die grundsätzliche Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, d.h. ihre Berechtigung zur Ergreifung von Redispatch-Maßnahmen als marktbezogene Maß-

nahme des Engpassmanagements, und die Verwendung von Erlösen aus der Engpassbewirtschaftung in § 15 StromNZV geregelt ist, während weitere verfahrensregulierenden Vorgaben aus § 13a EnWG folgen, namentlich die korrespondierende Mitwirkungspflicht der Anlagenbetreiber sowie die Einzelheiten bezüglich der Anpassung von Einspeisungen und ihrer Vergütung.

Zwar ermächtigt die Bezugnahme in § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV auf die StromNZV allein die Regulierungsbehörde noch nicht zu einer wirksamen Verfahrensregulierung jedes beliebigen dort geregelten Gegenstandes (vgl. Lismann, Die wirksame Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 2 bis 4 ARegV, N&R 2012, 202, 203). Eine konkrete Vorgabe, dass die wirksame Verfahrensregulierung ausschließlich und abschließend in der StromNZV selbst zu erfolgen hat, lässt sich dem Wortlaut des § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV hingegen nicht entnehmen. Vielmehr eröffnet die Formulierung, dass die Maßnahmen einer wirksamen Verfahrensregulierung „nach der StromNZV“ und nicht etwa „in der StromNZV“ unterliegen, auch ein weitergehendes Verständnis der Anknüpfung.

Der Verweis auf die StromNZV kann danach auch in einem weiten, funktionalen Sinne verstanden werden. Ziel und Gegenstand der StromNZV ist ausweislich der Verordnungsbegründung, eine Rechtsgrundlage für die Arbeit der Regulierungsbehörde im Bereich der Regulierung des Zugangs zu Elektrizitätsversorgungsnetzen zu schaffen. Die Verordnung stellt für diesen Regulierungsbereich Rechtsklarheit für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Netznutzer her (BR-Drs. 244/05, S. 19). Die StromNZV setzt also die am 13.07.2005 in Kraft getretenen Vorschriften der §§ 20 ff. EnWG, die den Zugang zum gesamten Elektrizitätsversorgungsnetz sichern, durch die nähere Bestimmung der Netzzugangsbedingungen um (Laubenstein in: BerlK-EnR, 4. Auflage, § 1 StromNZV, Rn. 3). Die in § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV normierte Voraussetzung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Maßnahmen nach der StromNZV kann bei einer diesen Regelungszweck in Blick nehmenden Auslegung deshalb dahingehend verstanden werden, dass es sich um eine Maßnahme handeln muss, die dem Netzzugangsregime der StromNZV unterfällt, ohne dass sämtliche diesbezüglichen Vorgaben in der StromNZV selbst geregelt sein müssten. Redispatch-Maßnahmen unterfallen dem Netzzugangsregime der StromNZV im dargestellten funktionalen Sinne, da § 15 Abs. 1 StromNZV die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zur Verhinderung von Engpässen auch mittels Redispatch normiert. Mit dieser Verpflichtung korrespondiert zwangsläufig eine Berechtigung zur Durchführung dieser Maßnahmen, die sich ausdrücklich „im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren“ bewegen muss. § 15

StromNZV gibt damit bereits den wesentlichen Rahmen für eine wirksame Verfahrensregulierung vor. Dass dessen Konkretisierung sodann durch das EnWG als höherrangigem Recht erfolgt, steht bei diesem Verständnis einer wirksamen Verfahrensregulierung „nach der StromNZV“ nicht entgegen, da die StromNZV auf der Verordnungsermächtigung in § 24 EnWG beruht.

**1.2.3.** Für ein weites, funktionales Verständnis der wirksamen Verfahrensregulierung nach der StromNZV spricht zunächst eine geschichtliche Betrachtung. In der Begründung zu § 11 Abs. 2 (BR-Drs. 417/07, S. 52) heißt es:

*„Satz 2 und 3 regeln, dass auch Kosten und Erlöse, die sich aus Maßnahmen des Netzbetreibers ergeben, die einer wirksamen Verfahrensregulierung der Strom- und Gasversorgungsnetze unterfallen, als dauerhaft nicht beeinflussbar gelten.“*

In der Begründung wird, anders als im Text der Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung vom 29.10.2007, mithin nicht ausdrücklich auf die StromNZV Bezug genommen, sondern in funktionaler Hinsicht allein daran angeknüpft, ob es sich um eine Regulierung der Stromversorgungsnetze handelt.

**1.2.4.** Auch systematische Erwägungen stützen dieses Verständnis.

**1.2.4.1.** Allerdings sind entgegen der Auffassung der Bundesnetzagentur die hier streitgegenständlichen Redispatch-Maßnahmen nicht als Ausgleichsleistungen i.S.d. § 11 Abs. 2 S. 2 Nr. 3 ARegV anzusehen (so aber wohl Säcker/Sasse in: BerlK-EnR, 4. Auflage, § 11 ARegV, Rn. 83, die Redispatchleistungen unter dem Regelbeispiel der Ausgleichsleistungen auführen).

Ein solches Verständnis ist mit der gesetzlichen Definition der Ausgleichsleistungen in § 3 Nr. 1 EnWG nicht vereinbar. Ausgleichsleistungen sind in § 3 Nr. 1 EnWG legaldefiniert als Dienstleistungen zur Bereitstellung von Energie, die zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigt wird, zu denen insbesondere auch Regelenergie gehört. Die Vorschrift dient der Definition der Ausgleichsleistungen, die von der Netzzugangsregulierung nach §§ 20 ff. EnWG umfasst sind (BT-Drs. 15/3917, S. 48). Die Legaldefinition entspricht deshalb auch § 22 EnWG, der die Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen regelt und diese in Abs. 1 S. 1 als die Energie definiert, die die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigen.

§ 3 Abs. 1 EnWG beinhaltet damit zwei Sachverhalte, aufgrund derer Ausgleichsleistungen erforderlich werden können. Zum einen können Ausgleichsleistungen erforderlich werden, um Ersatzenergie zur Deckung von physikalisch bedingten Netzverlusten bereitzustellen, zum anderen kann die Bereitstellung von Energie zum Ausgleich von Abweichungen zwischen den Ein- und Ausspeisungen (sog. Fahrplanabweichungen) erforderlich werden (Theobald in: Theobald/Kühling, Energierecht, 105. EL, § 3 EnWG, Rn. 4; Boesche in: BerlK-EnR, 4. Auflage, § 3 EnWG, Rn. 1; Schex in: Kment, EnWG, 2. Auflage, § 3, Rn. 3), insbesondere durch die Zurverfügungstellung von Regelenergie (BT-Drs. 15/3917, S. 48). Ausgleichsleistungen dienen mithin dazu, die Netzfrequenz (Strom) aufrechtzuerhalten, indem sie das Gleichgewicht zwischen von den Netznutzern insgesamt eingespeister und entnommener Energie permanent sichern (Boesche in: BerlK-EnR, a.a.O.; Schex in Kment, a.a.O.).

Der Redispatch hingegen ist eine Anpassung der Einspeisung von Erzeugungs- oder Speicheranlagen durch entsprechende Anordnung der Übertragungsnetzbetreiber oder ein unmittelbarer Eingriff derselben in die Fahrweise mit dem Ziel, durch eine räumliche Verlagerung von Stromeinspeisungen einen netzentlastenden Stromfluss herbeizuführen und dadurch die aus dem konkreten Gefährdungs- oder Störungsereignis folgende Überlastung einzelner Netzelemente zu beseitigen (König, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 430 ff.). Hierbei handelt es sich gerade nicht um eine Maßnahme zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste oder zum Ausgleich sog. Fahrplanabweichungen im Sinne einer permanenten Sicherung des Gleichgewichts zwischen eingespeister und entnommener Energie.

**1.2.4.2.** Für ein weites Verständnis der Anknüpfung an eine wirksame Verfahrensregulierung nach der StromNZV spricht allerdings, dass eine wirksame Verfahrensregulierung der Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen gerade nicht ausschließlich in der StromNZV erfolgt. Vielmehr stellt § 22 Abs. 1 EnWG die allgemeinen Anforderungen an die Beschaffung von Ausgleichsenergie auf, während die StromNZV in Konkretisierung des § 22 EnWG für die Produkte Verlust- und Regelenergie darüberhinausgehende Pflichten statuiert. Spezielle Anforderungen an die Beschaffung von Regelenergie regelt weiterhin § 22 Abs. 2 ARegV, während § 10 StromNZV spezielle Regelungen für die Beschaffung von Verlustenergie enthält. Es entspricht damit auch im Hinblick auf die vom Gesetzgeber ausdrücklich als Regelbei-

spiel für eine nach der StromNZV wirksam verfahrensregulierte Maßnahme des Netzbetreibers benannte Beschaffung von Ausgleichsenergie der gesetzestechnischen Vorgehensweise, dass die wirksame Verfahrensregulierung nicht abschließend in der StromNZV, sondern auch im EnWG als höherrangigem Recht erfolgt.

**1.2.4.3.** Die von der Beschwerdeführerin für eine enge Auslegung der Voraussetzungen der wirksamen Verfahrensregulierung nach der StromNZV vorgebrachten systematischen Argumente verfangen hingegen nicht.

Der Gesetzgeber hat zwar für bestimmte Kosten ausdrücklich die Möglichkeit einer Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten über die Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung nach § 32 Abs. 1 S. 4, § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV geschaffen. So hat er dies in § 13c Abs. 5 ARegV für die von den Übertragungsnetzbetreibern an den Anlagenbetreiber zu zahlende Vergütung für die Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft einer für die Stilllegung vorgesehenen Erzeugungsanlage bestimmt, in § 13f Abs. 2 S. 4 EnWG im Hinblick auf Kosten von als systemrelevant ausgewiesenen Gaskraftanlagen. Diesen Regelungen entspricht auch § 6 Abs. 2 S. 2 NetzResV (Ruttloff/Lippert in: BerIK-EnR, 4. Auflage, § 6 NetzResV, Rn. 20). Eine vergleichbare Regelung in Bezug auf Redispatch-Kosten findet sich in § 13a EnWG hingegen nicht.

Die Annahme, der Gesetzgeber habe, soweit er für Kosten, die durch Maßnahmen des Engpassmanagements i.S.d. § 15 StromNZV entstanden sind, die Möglichkeit einer Anerkennung als verfahrensregulierte Kosten nach § 32 Abs. 1 S. 4, § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV schaffen wollte, dies jeweils ausdrücklich getan, ist indes nicht tragfähig. Denn § 13c Abs. 5 EnWG, § 13f Abs. 2 S. 4 EnWG und § 6 Abs. 2 S. 2 NetzResV sehen jeweils vor, dass die dort genannten Kosten der Übertragungsnetzbetreiber durch Festlegung der Bundesnetzagentur zu einer FSV der Übertragungsnetzbetreiber nach § 11 Abs. 2 S. 4, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV als verfahrensregulierte Kosten anerkannt werden. Sie haben damit einen von § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV abweichenden, engeren Regelungsgehalt, weil sie als Regelungsakt der materiellen Bereichsregulierung ausschließlich die FSV vorsehen und nicht auch – wie in § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV - eine vollziehbare Entscheidung der Regulierungsbehörde. Angesichts der inhaltlich unterschiedlichen Reichweite kann nicht angenommen werden, der Gesetzgeber habe die durch die spezielleren Regelungen adressierten Kosten von Engpassmaßnahmen nicht als von § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV erfasst angesehen und deshalb gesonderte

Regelungen getroffen. Vielmehr lässt sich der engeren Fassung der speziellen Vorschriften nur entnehmen, dass durch diese der Weg über die FSV für die Anerkennung der Kosten gesetzlich vorgezeichnet ist, mithin die Regulierungsbehörde in den dort geregelten Bereichen anders als im Regelungsbereich des § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 EnWG nicht mehr frei ist, das Verfahren durch vollziehbare Regulierungsentscheidung *oder* auf Grundlage einer FSV des Netzbetreibers zu regulieren (so auch Säcker/Schütte in: BerlK-EnR, 4. Auflage, § 11 ARegV, Rn. 67).

Zudem finden sich in den jeweiligen Gesetzesbegründungen keine Anhaltspunkte dafür, dass der Gesetzgeber zwischen den in § 13c Abs. 5 EnWG, § 13f Abs. 2 S. 4 EnWG und § 6 Abs. 2 S. 2 NetzResV aufgeführten Kosten einerseits und den durch Redispatch-Maßnahmen entstehenden Kosten andererseits hätte differenzieren wollen. In diesem Zusammenhang ist insbesondere zu berücksichtigen, dass der Gesetzgeber durch das Strommarktgesetz vom 26.07.2016 § 13a EnWG einer umfassenden Neuregelung unterzogen hat, ohne darauf einzugehen, dass die einschlägige Regulierungspraxis Redispatch-Maßnahmen als unmittelbar von § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV erfasst ansah. Die Bundesnetzagentur hatte gestützt auf § 19 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 S. 4, § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV bereits durch ihre Beschlüsse vom 01.10.2014 (BK8-14/0260-91, BK8-14/0450-91, BK8-14/0502-91 und BK8-14/772-91) befristet mit Wirkung zum 31.12.2018 festgestellt, dass das Verfahren zur Beschaffung von Systemdienstleistungen für Übertragungsnetzbetreiber entsprechend der in den Anlagen 1 bis 4 zu dem jeweiligen Beschluss beigefügten FSV einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegt und die sich nach Maßgabe der als Anlagen beigefügten FSV und unter Berücksichtigung der Vorgaben zur Beschaffung ermittelten Kosten für Systemdienstleistungen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV gelten. Die Anlage 3 betraf dabei jeweils die Kosten für Redispatch-Maßnahmen.

**1.2.5.** Dafür, dass die grundsätzliche Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zum Engpassmanagement in § 15 StromNZV ausreichend ist für die Annahme, Maßnahmen desselben unterlägen einer wirksamen Verfahrensregulierung nach der StromNZV i.S.d. § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV, sprechen zudem maßgeblich teleologische Erwägungen.

Hintergrund für die in § 11 Abs. 2 S. 2 und 3 ARegV angeordnete Ausnahme, wonach die dort aufgeführten Kosten und Erlöse, die aus Leistungen hervorgehen, die einer

wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen, als dauerhaft nicht beeinflussbar angesehen und damit dem Effizienzvergleich nach § 12 ARegV entzogen werden, ist die Überlegung, dass Netzbetreiber aufgrund bestimmter gesetzlich zugewiesener Aufgaben Kosten auf sich nehmen müssen oder Erlöse erzielen, denen sie aufgrund der vorgegebenen Aufgabenverteilung dem Grund und der Höhe nach nicht aus dem Weg gehen können. Dies betrifft aufgrund ihrer Systemverantwortung nach § 13 EnWG in erster Linie die Übertragungsnetzbetreiber. Konkret handelt es sich bei den denkbaren verfahrensregulierten Bereichen um Prozesse, bei denen die Netzbetreiber aus der Interaktion mit Marktteilnehmern anderer Wertschöpfungsstufen Kosten auf sich nehmen müssen oder Erlöse erzielen, denen sie aufgrund der vorgegebenen Aufgabenverteilung dem Grund und der Höhe nach nicht aus dem Weg gehen können; diese werden maßgeblich von der Marktgegenseite bestimmt (Säcker/Sasse in: BerlK-EnR, 4. Auflage, § 11 ARegV, § 54 f.). Soweit der Bereich der Kosten für die Systemverantwortung regulatorisch verdichtet ist und Wettbewerb simuliert wird, erscheint es gerechtfertigt, diese Kosten aus dem Effizienzvergleich herauszuhalten und auf diese auch keine Effizienzvorgaben anzuwenden (Englmann/Meyer in: Holznagel/Schütz, ARegV, 2. Auflage, § 11, Rn. 141).

Es besteht kein Anlass, zwischen den Kosten etwa für die sog. Ausgleichsenergie (Verlust- und Regelenergie) einerseits, die von § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV als Regelbeispiel unmittelbar erfasst ist, und den Kosten für den Redispatch andererseits im Hinblick auf die Anerkennungsfähigkeit als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu differenzieren.

Zwar unterscheiden sich die Vorgaben hinsichtlich des Interaktionsprozesses mit der Marktgegenseite. Im Falle der Ausgleichsenergie handelt es sich schon im Ausgangspunkt um ein typisches marktorientiertes Beschaffungsverfahren, bei dem der Netzbetreiber verpflichtet wird, eine bestimmte Leistung im Wege einer Ausschreibung zu beschaffen. Beim Redispatch besteht demgegenüber die Besonderheit, dass aufgrund der lokalen, knotenscharfen Charakteristik eine wettbewerbliche, marktorientierte Ausgestaltung nicht in Betracht kommt: Da eine Redispatch-Maßnahme nur lokal auftritt und mithilfe der dort verfügbaren Kraftwerke durchgeführt werden muss, liegt nahe, dass kaum ein effizienter Markt entstehen kann (so bereits Senat, Beschluss v. 28.04.2015, VI-3 Kart 313/12 [V], Rn. 143, juris). Deshalb hat der Gesetzgeber für den Redispatch neben einem gesetzlichen Zugriffsrecht der Übertragungsnetzbetreiber und einer korrespondierenden Duldungspflicht der betroffenen Kraftwerksbetreiber

auch einen gesetzlichen Vergütungsanspruch in § 13a EnWG normiert, der allerdings ausfüllungsbedürftig ist. Die wirksame Verfahrensregulierung erfolgt in diesem Fall durch die Konkretisierung der gesetzlichen Vorgaben zur Vergütung. Unabhängig davon, dass der Interaktionsprozess mit der Marktgegenseite unterschiedlich ausgestaltet ist, werden beim Redispatch hierdurch - in im Ergebnis gleicher Weise wie etwa bei der Ausgleichsenergie - Kosten und Erlöse an die Übertragungsnetzbetreiber herangezogen, denen diese nicht aus dem Weg gehen und deren Höhe sie nicht beeinflussen können. Auch bei einer wirksamen Verfahrensregulierung durch die Verdichtung der die Kosten und Erlöse umfassend bestimmenden Vorgaben besteht kein Anlass, diese Kosten und Erlöse in den Effizienzvergleich aufzunehmen, da es keiner Anreize zur Reduzierung der Kosten bedarf.

**1.2.6.** Gegen die Unzulässigkeit einer wirksamen Verfahrensregulierung in Bezug auf die Vergütung von Redispatch-Maßnahmen lässt sich im Übrigen nicht einwenden, dass nach § 13a Abs. 5 EnWG die Vergütungsregelungen zu Redispatch-Maßnahmen rückwirkend ab dem 01.01.2013 anzuwenden sind, nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV die Festlegung der wirksamen Verfahrensregulierung indes für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode erfolgt, d.h. eine auf die vorangegangene Regulierungsperiode rückwirkende Festlegung eines Bereichs als wirksam verfahrensreguliert ausscheidet. Die Vorschriften haben jeweils einen eigenständigen Regelungsgehalt und sind in rechtlicher Hinsicht nicht miteinander verknüpft, wie im Einzelnen noch ausgeführt wird (vgl. nachstehend unter II.1.4.). Auch wenn durch die Bezugnahme des BDEW-Leitfadens auf § 13a EnWG dessen Regelungsgehalt faktisch auch im Rahmen der FSV zum Tragen kommt, führt dies nicht zu einem Widerspruch, da die gesetzlich vorgegebene zeitliche Wirkung der wirksamen Verfahrensregulierung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV hiervon unberührt bleibt.

**1.3.** Die Ausgestaltung der FSV erfüllt des Weiteren die Anforderungen an die umfassende Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV.

**1.3.1.** Es handelt sich bei den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten FSV nicht nur dem äußeren Anschein nach, sondern auch inhaltlich um FSV und nicht um „Dritt“-Verpflichtungen.

Unter freiwilliger Selbstverpflichtung wird üblicherweise eine einseitige, nicht hoheitlich bindende Erklärung verstanden, etwas zu tun oder zu unterlassen (Englmann/Meyer in: Holznagel/Schütz, ARegV, 2. Auflage, § 11, Rn. 161). Eben dies ist Gegenstand

der Erklärung der Übertragungsnetzbetreiber, die einen auf sich selbst bezogenen Inhalt hat. Die FSV regelt ausweislich ihrer Präambel – vor dem Hintergrund der Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber – die Prozesse der Eingriffsmöglichkeiten in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen und Speichern und beschreibt die regulatorische Behandlung der daraus entstehenden Erlöse.

Hieran ändert auch nichts, dass Zweck des BDEW-Leitfadens ausweislich seiner Präambel ist, die Vorgaben des § 13a EnWG zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen inhaltlich zu konkretisieren und in einen umsetzbaren und abrechnungsfähigen Prozess zu überführen. Insoweit enthält der Leitfaden konkrete Empfehlungen für die Abrechnung auf Basis des § 13a EnWG (siehe S. 4 f. der Anlage zum angefochtenen Beschluss). Diese Vorgaben entfalten keine unmittelbare Rechtswirkung gegenüber Dritten, hier den Kraftwerksbetreibern, sondern wirken allein im hoheitlich regulatorischen Verhältnis. Allein hierauf kommt es für die Beurteilung der rechtlichen Qualität der von den Übertragungsnetzbetreibern abgegebenen FSV an. Es ist deshalb unschädlich, dass der BDEW-Branchenleitfaden auch Aussagen zu Meldungen der Kraftwerksbetreiber enthält, die für eine ordnungsgemäße Abwicklung der Redispatch-Maßnahmen erforderlich sind.

Zudem kann – wie aus den Ausführungen unter II.1.2.5. folgt - eine FSV auch in einem Bereich greifen, in dem die Beschaffung nicht in einem primär marktorientierten Verfahren erfolgt, weil ein gesetzliches Zugriffsrecht auf die Redispatch-Leistung und ein korrespondierender gesetzlicher Vergütungsanspruch bestehen. Wenn wie im Streitfall der gesetzliche Vergütungsanspruch ausfüllungsbedürftig ist, besteht auch Raum für eine wirksame Verfahrensregulierung der Kosten und Erlöse.

**1.3.2.** Die FSV regulieren das relevante Marktsegment der „strom- und spannungsbedingten Wirkleistungsanpassungen (Redispatch) und des Umgangs mit den daraus resultierenden Kosten für die 3. Regulierungsperiode“ auch umfassend i.S.d. § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV.

In der amtlichen Begründung des Verordnungsentwurfs vom 15.06.2007 zu § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV heißt es, dass die Entscheidung der Regulierungsbehörde oder die Selbstverpflichtung den entsprechenden Bereich umfassend regeln muss und den Netzbetreibern keine oder nur geringfügige Möglichkeiten zur eigenständigen Kostenbeeinflussung lassen darf (BR-Drs. 417/07, S. 52, vgl. auch BGH, Beschluss v. 24.05.2011, EnVR 27/10, Rn. 19, juris). Damit ermächtigt der Verordnungsgeber die

Regulierungsbehörde, nicht nur solche Kostenanteile der Netzbetriebsführung als nicht durch den Netzbetreiber beeinflussbar anzusehen, die auf objektiv von außen wirkenden Umständen beruhen, die seiner unternehmerischen Einflussnahme entzogen sind, sondern auch solche, die eine geringfügige Einflussnahme im Rahmen der Betriebsführung zulassen (Senat, Beschluss v. 17.02.2010, VI-3 Kart 4/09 [V], Rn. 33, juris, vgl. auch Beschluss v. 17.02.2010, VI-3 Kart 105/09 [V], Rn. 22, juris, Säcker/Schütte in BerlK-EnR, 4. Auflage, § 11 ARegV, Rn. 71).

Die materiellen Vorgaben reichen im Streitfall aus, um eine Beeinflussbarkeit von Kosten und Erlösen in diesem Sinne auszuschließen. Dass ein nicht nur geringfügiger Spielraum für die Übertragungsnetzbetreiber insbesondere bei der Kostenberücksichtigung verbliebe, ist weder vorgetragen noch ersichtlich. Wie von der Bundesnetzagentur im angefochtenen Beschluss zutreffend ausgeführt, werden die Übertragungsnetzbetreiber mit Hilfe des in der FSV näher konkretisierten Beschaffungssystems zudem dazu angehalten, verbleibende Spielräume im Sinne größerer Effizienz und Kosteneinsparungen zu nutzen.

Redispatch-Kosten sind schließlich nicht deshalb aus Rechtsgründen beeinflussbar, weil marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG gemäß § 13 Abs. 4 EnWG der Beseitigung kurzfristiger Engpässe dienen und der bedarfsgerechte Netzausbau im Grundsatz gemäß § 11 Abs. 1 EnWG allein den Netzbetreibern obliegt. Von einer objektiven Beeinflussbarkeit könnte allenfalls dann ausgegangen werden, wenn die Übertragungsnetzbetreiber es in der Hand hätten, durch den vorrangig durchzuführenden Netzausbau Redispatch-Maßnahmen als marktbezogene Maßnahmen entbehrlich zu machen. Dies entspricht indes nicht der netztechnischen Realität, da infolge der Energiewende – letztlich auch zwischen den Verfahrensbeteiligten unstrittig – Redispatch-Maßnahmen in den vergangenen Jahren auch bei Erfüllung der Netzausbaupflichtung durch die Übertragungsnetzbetreiber in zunehmendem Maße erforderlich waren und bis zu einem vollständigen Umbau der Netze auch erforderlich sein werden.

**1.4.** Die nach alledem der Bundesnetzagentur eröffnete Festlegungskompetenz nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 EnWG, § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV wird nicht durch die Festlegungskompetenz des § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG verdrängt.

**1.4.1.** Die Festlegungskompetenz nach § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG ist nicht als *lex specialis* vorrangig.

§ 13j Abs. 1 S. 2 EnWG, wonach die Regulierungsbehörde zur Bestimmung der angemessenen Vergütung nach § 13a Abs. 1 und 2 EnWG weitere Vorgaben im Wege einer Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG machen kann, betrifft unmittelbar die Konkretisierung der Redispatch-Vergütung nach § 13a EnWG. § 32 Abs. 1 Nr. 4 EnWG, § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV betreffen hingegen die Festlegung, dass die Kosten für die Beschaffung und Vergütung von Redispatch als verfahrensregulierte Kosten eingestuft und daher als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile in die Netzentgelte gewälzt werden können. Lediglich als Vorfrage, die die Höhe der zu wälzenden Kosten betrifft, wird die im BDEW-Leitfaden vorgenommene Konkretisierung der gesetzlichen Vorgaben zur Höhe der Vergütung in § 13a EnWG, auf die wiederum die FSV Bezug nehmen, relevant. Die Vergütung von Redispatch-Maßnahmen wird dabei allerdings nicht im Verhältnis zu den Anlagenbetreibern verbindlich konkretisiert. Die sich gegenüberstehenden Ermächtigungsgrundlagen betreffen somit Regelungsinstrumente von unterschiedlicher inhaltlicher Reichweite mit unterschiedlichem Regelungszweck und stehen deshalb im Ausgangspunkt gleichberechtigt nebeneinander.

Weder im Wortlaut des § 13j EnWG noch in der Gesetzesbegründung finden sich dagegen Anhaltspunkte, dass der Gesetzgeber die Ausgestaltung der Vergütungsregelung durch eine Festlegung nach § 29 Abs. 2, § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG als vorrangig angesehen hätte. Soweit es in der Gesetzesbegründung zu § 13j EnWG heißt, dass die Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur zentral in einem Paragraphen gebündelt werden (BT-Drs. 18/7317, S. 114), bezieht sich dies erkennbar auf die Festlegungskompetenzen, die zuvor in §§ 13 ff. EnWG a.F. geregelt waren, und nicht auch auf Festlegungskompetenzen, die der Bundesnetzagentur im Rahmen der Anreizregulierung zukommen. Angesichts des unterschiedlichen Regelungsgehalts der sich gegenüberstehenden, in Betracht kommenden Ermächtigungsgrundlagen kann ein Vorrang der Festlegungskompetenz des § 13j EnWG auch nicht aus der bloßen Normenhierarchie folgen, d.h. dem Umstand, dass die Anreizregulierungsverordnung als bloße Rechtsverordnung dem Energiewirtschaftsrecht als Gesetzesrecht nachgeordnet ist.

Ein Vorrang der Festlegungskompetenz nach § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG folgt auch nicht aus systematischen oder teleologischen Erwägungen. Insbesondere kann ein Vorrang der Festlegungskompetenz nicht daraus hergeleitet werden, dass die Bundesnetzagentur zu einer solchen Festlegung zu Redispatch-Maßnahmen und deren Vergütung ohnehin verpflichtet wäre und angesichts einer Verpflichtung zur Konkretisierung von

§13a EnWG auf der Primärebene kein Raum für eine wirksame Verfahrensregulierung auf der nachgelagerten Ebene der Anreizregulierung mehr bestünde. Es besteht schon keine derartige Verpflichtung der Bundesnetzagentur. Wie vom Senat bereits entschieden, steht es der Bundesnetzagentur, die nach § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG zur Bestimmung der angemessenen Vergütung nach § 13a Abs. 1 und Abs. 2 weitere Vorgaben im Wege einer Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG machen *kann*, frei, ob sie von der Ermächtigungsgrundlage Gebrauch macht (Senat, Beschluss v. 28.04.2015, VI-3 Kart 332/12 [V], Rn. 77, juris, zur Vorgängerregelung in § 13 Abs. 1a S. 3 EnWG).

**1.4.2.** Ein Vorrang der Festlegungskompetenz nach § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG für den hier streitgegenständlichen Regelungsgegenstand folgt auch nicht daraus, dass die Bundesnetzagentur der Sache nach nicht nur die Wälzbarkeit der Kosten, sondern darüber hinaus auch die angemessene Entschädigung für Redispatch-Maßnahmen hätte regeln wollen.

Im angefochtenen Beschluss verweist die Bundesnetzagentur ausdrücklich darauf, dass es mit der vorliegenden Entscheidung zur Anerkennung der FSV ermöglicht werde, das Ergebnis des Vorgehens als wirksame Verfahrensregulierung gemäß § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV zu behandeln. In der Folge erhalte der Übertragungsnetzbetreiber größere Sicherheit und Verlässlichkeit in Bezug auf die Erstattung der Kosten für Systemdienstleistungen, d.h. deren jährliche Berücksichtigung und Anpassung in der Erlösobergrenze nach § 4 ARegV. Die Bundesnetzagentur hat mithin den Regelungsumfang und –zweck der von ihr gewählten Ermächtigungsgrundlage zutreffend erkannt und allein diesem Regelungszweck Rechnung getragen. Belastbare Anhaltspunkte für die Annahme, dass sie mit der angefochtenen Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung eine rechtsverbindliche Regelung der Vergütung von Redispatch-Maßnahmen gegenüber den Kraftwerksbetreibern hätte treffen wollen, liegen deshalb nicht vor.

**1.5.** Die angefochtene Festlegung ist auch im Hinblick auf die Wahl der Ermächtigungsgrundlage und die Wahl des Instruments der Verfahrensregulierung ermessensfehlerfrei.

**1.5.1.** 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 v. 21.01.2014, EnVR 12/12, Rn. 27, juris).

**1.5.2.** Die Entscheidung der Bundesnetzagentur ist zunächst nicht deshalb ermessensfehlerhaft, weil sie im Hinblick auf das ihr zustehende Aufgreifermessen keine Erwägungen dazu angestellt hat, ob sie von einer anderen Ermächtigungsgrundlage hätte Gebrauch machen können.

Ausdrückliche Erwägungen dazu, warum die Bundesnetzagentur den Weg einer Anerkennung als wirksam verfahrensreguliert gemäß § 11 Abs. 2 S. 4, § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV anstelle einer Festlegung nach § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG gewählt hat, finden sich im angefochtenen Beschluss nicht. Dies stellt jedoch keinen Ermessensausfall dar. Für eine Ermessensausübung „im Vorfeld der Ermächtigungsgrundlage“ ist grundsätzlich kein Raum. Das in § 40 VwGO geregelte Ermessen hat seinen Standort innerhalb des konditionalen Normaufbaus auf der Rechtsfolgenseite, während die tatbestandlichen Voraussetzungen der Ermächtigung zum Ermessenshandeln nicht zuletzt aus verfassungsrechtlichen Gründen im Gesetz selbst festgelegt sind (Sachs in: Stelkens/Bonk/Sachs, VwVfG, 9. Auflage, § 40, Rn. 32). Ermessensentscheidungen betreffen somit die Wahl zwischen mehreren Rechtsfolgen, die bei Verwirklichung des Tatbestands einer gesetzlichen Ermächtigungsgrundlage in gleicher Weise zulässig sind (Aschke in: BeckOK VwVfG, 46. Ed. 1.1.2020, § 40, Rn. 34). Keiner Erwägungen bedarf es – jedenfalls wenn es sich wie im Streitfall um zwei gleichberechtigt nebeneinanderstehende Ermächtigungsgrundlagen handelt, die ein Tätigwerden der Behörde mit unterschiedlichem Regelungsinhalt und -zweck eröffnen – daher im Rahmen des Aufgreifermessens dazu, welche anderen Handlungsformen denkbar gewesen wären und aus welchen Gründen sich die Behörde für die gewählte Ermächtigungsgrundlage entschieden hat.

**1.5.3.** Die Bundesnetzagentur hat auch das ihr zustehende Auswahlermessen, das ihr im Hinblick auf das von ihr gewählte Instrument der Verfahrensregulierung zukommt, fehlerfrei ausgeübt.

Der Bundesnetzagentur steht bei der Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 4 und § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV ein weites Regulierungsermessen zu (Senat, Beschluss v. 17.02.2010, VI-3 Kart 4/09 [V], Rn. 32, juris; Beschluss v. 25.04.2015, VI-3 Kart 332/12 [V], Rn. 82, juris; Säcker/Sasse in: BerlK-EnR, 4. Auflage, § 11 ARegV, Rn. 69; Englmann/Meyer in: Holznagel/Schütz, ARegV, 2. Auflage, § 11, Rn. 163; offengelassen von BGH, Beschluss v. 24.05.2011, EnVR 27/10, Rn. 18, juris). Wie vom Senat (Beschluss v. 17.02.2010, VI-3 Kart 4/09 [V], Rn. 36, juris) bereits entschieden, löst der Antrag eines Netzbetreibers, tatsächlich objektiv beeinflussbare Kosten als nicht beeinflussbare zu fingieren, ein Aufgreifermessen der Regulierungsbehörde aus, in dessen Rahmen sie zunächst zu prüfen hat, ob und ggfs. in welchem Umfang und mit welcher Regelungsdichte sie den fraglichen Bereich der Beschaffungskosten regulieren will. Dies folgt schon aus § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV, der als Instrumente der Regulierung des betreffenden Bereichs alternativ vollziehbare Entscheidungen der Regulierungsbehörden oder FSV der Netzbetreiber vorsieht, mit denen diese sich einer umfassenden Verfahrensregulierung unterwerfen können. Auch bei dieser EntschlieÙung für das eine oder andere Instrument steht der Bundesnetzagentur mithin ein uneingeschränktes, allein im öffentlichen Interesse liegendes Auswahlermessen zu. Durch den angefochtenen Beschluss hat die Bundesnetzagentur dieses Ermessen fehlerfrei zugunsten des Regelungsinstruments der FSV ausgeübt.

**1.5.3.1.** Zwar finden sich im angefochtenen Beschluss keine ausdrücklichen Erwägungen dazu, warum die Bundesnetzagentur zugunsten von FSV von einer eigenen, vollziehbaren Entscheidung abgesehen hat. Die für die Bundesnetzagentur leitenden Gesichtspunkte folgen aber noch hinreichend deutlich aus den Erwägungen zum Auswahlermessen. Die mit FSV typischerweise verbundenen Vorteile liegen auf der Hand. Die Möglichkeit einer FSV der Netzbetreiber stellt eine Ausprägung des Kooperationsprinzips dar. Es sind die Unternehmen, die den Regulierungsbehörden einen Vorschlag für eine wirksame Verfahrensregulierung unterbreiten, wodurch ihre Interessen stärker einbezogen werden und die Akzeptanz erhöht wird. Die Ausgestaltung in Form der Selbstverpflichtungen ist zudem freiheitsfreundlicher und praxisnäher und vermag wirtschaftliche Zusammenhänge mitunter besser abzubilden (vgl. i.E. Lismann, Die wirksame Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 2 bis 4 ARegV, N&R 2012, 202, 204). Dass die Bundesnetzagentur an diese allgemeinen Erwägungen anknüpft, klingt in den Ausführungen zum Auswahlermessen an. Dort stellt sie zum einen auf die be-

sondere Situation der Übertragungsnetzbetreiber und ihr berechtigtes Interesse an einer Verlässlichkeit in der Kostenerstattung ab, zum anderen nimmt sie die Interessen der Energieerzeugungsanlagenbetreiber einerseits und der Netznutzer andererseits in den Blick.

**1.5.3.2.** Im Rahmen der hier streitgegenständlichen Festlegung begegnet es auch keinen durchgreifenden Bedenken, dass sich die Bundesnetzagentur nicht ausdrücklich damit befasst hat, ob eine eigene vollziehbare Regulierungsentscheidung gegenüber einer Regulierung auf Grundlage von FSV der Übertragungsnetzbetreiber vorzugswürdig gewesen wäre. Hierzu bestand kein Anlass, da Zweifel an der konkreten Eignung der FSV, die hiermit typischerweise verbundenen Vorteile zu erreichen, im Zeitpunkt der Verwaltungsentscheidung nicht begründet waren.

FSV waren bereits zuvor Grundlage einer wirksamen Verfahrensregulierung hinsichtlich der Kosten von Redispatch-Maßnahmen gewesen und hatten sich insoweit bewährt. Der BDEW-Leitfaden, auf den die FSV Bezug nehmen und der deren Inhalt maßgeblich determiniert, ist des Weiteren nicht nur seiner äußeren Form nach, sondern auch inhaltlich ein Akt der Selbstregulierung. Es handelt sich um einen unter Beteiligung unterschiedlicher Marktakteure erarbeiteten Kompromiss. Dass sich gewichtige Marktakteure auf Seiten der Kraftwerksbetreiber, insbesondere die Beschwerdeführerin selbst als eine der wichtigsten Erbringerinnen von Redispatch-Leistungen, an der Erarbeitung nicht beteiligt haben, ändert nichts daran, dass eine Beteiligungsmöglichkeit sämtlicher Marktakteure bestanden und eine Vielzahl von Marktbeteiligten diese auch ausgeübt hat. Auch wenn Kraftwerksbetreiber ihre Anliegen im BDEW-Leitfaden – ob berechtigt oder nicht - nicht ausreichend berücksichtigt sehen, ändert dies im Ausgangspunkt nichts daran, dass die Vorgehensweise grundsätzlich geeignet war, verschiedene Interessen einzubeziehen und dadurch die Akzeptanz zu erhöhen. Ob sich die ursprüngliche Erwartung der Bundesnetzagentur einer gegenüber einer eigenen Festlegung zeiteffizienteren Entscheidungsfindung erfüllt hat, kann dahinstehen. Im Zeitpunkt der angefochtenen Verwaltungsentscheidung lagen jedenfalls FSV vor, die auf einen vollständig erarbeiteten BDEW-Leitfaden Bezug nehmen.

Allerdings werden die Erfahrungen aus dem hiesigen Verwaltungs- und Beschwerdeverfahren, soweit sie sich auf die Eignung der FSV als Instrument der wirksamen Verfahrensregulierung auswirken, von der Bundesnetzagentur in künftigen Festlegungsverfahren zu würdigen sein. Bei der Ausübung des Auswahlermessens hinsichtlich des

Instrumente der Regulierung dürfte dabei zugunsten einer eigenen vollziehbaren Entscheidung der Bundesnetzagentur deren in § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG normierte Festlegungskompetenz mitzuberücksichtigen sein.

**2.** Die mit der angegriffenen Festlegung erfolgte Feststellung der wirksamen Verfahrensregulierung und die FSV der Netzbetreiber setzen jedoch teilweise die in § 13a EnWG für einen Redispatch-Eingriff vorgesehene Vergütung nicht entsprechend der gesetzlichen Vorgaben um und sind rechtswidrig.

Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs setzt die Wirksamkeit einer Festlegung zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV voraus, dass die in den FSV niedergelegten Regelungen mit den für den betreffenden Bereich geltenden Rechtsnormen in Einklang stehen (BGH, Beschluss v. 24.05.2011, EnVR 27/10, Rn. 19, juris). Hieran fehlt es vorliegend. Die konkreten Ausgestaltungen der Vergütungsregelung, wie sie in dem in Ziff.5.1 der FSV in Bezug genommenen BDEW-Leitfaden ihren Niederschlag gefunden haben, sind im Hinblick auf den Ausschluss des Werteverbrauchs bei negativem Redispatch sowie die Quotierung bei Teillast nicht mit § 13a EnWG vereinbar.

**2.1.** § 13a EnWG gibt die angemessene Vergütung der Kraftwerksbetreiber für Redispatch-Maßnahmen verbindlich vor. Einzelheiten sind in den Abs. 2-5 näher ausgestaltet. Ausgangspunkt für die Ermittlung der angemessenen Vergütung ist § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG, wonach eine Vergütung angemessen ist, wenn sie den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde. Damit stellt der Gesetzgeber klar, dass die Kraftwerksbetreiber durch die Heranziehung zu Redispatch-Maßnahmen keine wirtschaftlichen Nachteile erleiden, von ihnen aber auch nicht wirtschaftlich profitieren sollen. Grund für diese Vorgabe ist nach der Gesetzesbegründung, dass eine Besser- oder Schlechterstellung von angeforderten Erzeugungsanlagen zu einer unerwünschten, nicht unerheblichen Verzerrung des Strommarktes führen könnte (BT-Drs. 18/7317, S. 87). Bei einer wirtschaftlichen Besserstellung erhielten die Anlagenbetreiber möglicherweise einen Anreiz, die Leistungen ihrer Erzeugungsanlagen oder Speicher nicht am freien Markt anzubieten, sondern in der Erwartung eines höher vergüteten Redispatch-Einsatzes zurückzuhalten (König in: BerlK-EnR, 4. Auflage, § 13a EnWG, Rn. 52). § 13 Abs. 2 S. 2 EnWG regelt

im Anschluss, welche Eckpfeiler die Vergütung umfassen muss, damit die von Redispatch-Anforderungen betroffenen Anlagenbetreiber so gestellt werden wie sie ohne die Eingriffsmaßnahmen stünden. Aus der Inbezugnahme der „Maßnahme“, d.h. der Redispatch-Anforderung, ergibt sich zunächst, dass eine Vergütung nur insoweit geschuldet ist, als sie „durch die jeweilige Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung oder des Wirkleistungsbezugs auf Anforderung des Betreibers eines Übertragungsnetzes verursacht“ wurde. Diese strikte Rückführung der Redispatch-Vergütung auf das Verursacherprinzip soll sicherstellen, dass der Betreiber der betroffenen Anlage tatsächlich so gestellt wird, als hätte es die Anforderung zu der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung oder des Wirkleistungsbezugs nicht gegeben (Tüngler in: Kment, EnWG, 2. Auflage, § 13a Rn. 10). Diese Regelung wird von der Annahme getragen, dass diese Positionen für den Betreiber der geforderten Anlage sowieso angefallen wären (BT-Drs. 18/7317, S. 88).

Anerkennungsfähige Positionen sind die Erzeugungsauslagen, der anteilige Werteverbrauch, die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten und die notwendigen Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft. Zu den Erzeugungsauslagen gehören alle notwendigen Auslagen für die tatsächliche Anpassungen der Einspeisung wie zusätzliche Brennstoffkosten oder auch variable Instandhaltungskosten, mithin die Mehrkosten für die zusätzliche Instandhaltung und den zusätzlichen Verschleiß der Anlage (BT-Drs. 18/7317, S. 87). Der im Rahmen einer angemessenen Vergütung zu erstattende anteilige Werteverbrauch umfasst denjenigen Werteverbrauch, der durch die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung oder des Bezugs entstanden ist. § 13a Abs. 3, 1. HS EnWG legt als Grundlage für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs nach Abs. 2 S. 2 Nr. 2 die handelsrechtlichen Restwerte und handelsrechtlichen Nutzungsdauern in Jahren fest. Aus dem Quotienten dieser beiden Werte ist nach der Gesetzesbegründung eine Jahresabschreibung abzuleiten, die dem Werteverbrauch der Anlage bei normaler Auslastung entspricht (BT.-Drs. 18/7317, S. 87). Um in einem zweiten Schritt denjenigen Anteil des Werteverbrauchs zu ermitteln, der durch die Redispatch-Maßnahmen verursacht worden ist, sind nach Abs. 3, 2. HS die anrechenbaren Betriebsstunden im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen und die für die Anlage bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden zueinander ins Verhältnis zu setzen. Aus der Gesetzesbegründung ergibt sich, dass auch insoweit Jahreswerte gemeint sind (BT.-Drs. 18/7317, S. 87, König in: BerlK-EnR, 4. Auflage, § 13a EnWG, Rn. 64). Entgangene Erlösmöglichkeiten sind nur

erstattungsfähig, soweit diese Opportunitätskosten die Summe der Kostenpositionen der Erzeugungsauslagen und des anteiligen Werteverbrauchs übersteigen. § 13a Abs. 4 EnWG regelt schließlich, dass weitergehende Kosten, die den Anlagenbetreibern auch ohne die Redispatch-Anforderung entstanden wären, nicht erstattet werden. Ihre Vergütung sowie auch die Verzinsung des gebundenen Kapitals soll grundsätzlich über die Großhandelsmärkte und nicht über die Redispatch-Vergütung erfolgen (König in: BerlK-EnR, 4. Auflage, § 13a EnWG, Rn. 65). Die Anlagenbetreiber erhalten als Leistungspreis – Vergütung von Fixkosten - allein die kalkulatorischen Abschreibungen in Form des „anteiligen Werteverbrauchs“ erstattet. Die Erstattung fixer Betriebskosten sowie von Kapitalkosten in Form einer kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung oder Fremdkapitalkosten ist von der Vergütungsregelung nicht erfasst.

**2.2.** § 13a EnWG verlangt eine Erstattung des anteiligen Werteverbrauchs auch bei negativem Redispatch-Einsatz eines Kraftwerks. Hiergegen verstoßen die FSV, die unter Bezugnahme auf den BDEW-Leitfaden eine Erstattung des Werteverbrauchs bei negativem Redispatch nicht vorsehen.

**2.2.1.** Indem § 13a Abs. 2 S. 2 EnWG als im Rahmen einer angemessenen Vergütung erstattungsfähigen Kostenbestandteil für Redispatch-Maßnahmen auch den Werteverbrauch der Anlage für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung oder des Bezugs anerkennt, schließt der Wortlaut der Regelung eine Vergütung für negative Redispatch-Anforderungen zunächst weder ausdrücklich ein, noch ausdrücklich aus. Die fehlende Differenzierung legt indes nahe, dass jedweder Redispatch-Einsatz einen Erstattungsanspruch des Werteverbrauchs auslöst. Ein Ausschluss der Vergütung des Werteverbrauchs bei negativem Redispatch folgt auch nicht aus der Formulierung „Anpassung der Einspeisung“. Eine „Anpassung“ der Einspeisung der Leistung auf Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers erfolgt sowohl bei einer Erhöhung als auch bei einer Reduktion der Einspeisung und lässt eine Subsumtion in beide Wirkleistungsrichtungen zu. Auch der Begriff der „anrechenbaren Betriebsstunden“ in § 13a Abs. 3 EnWG spricht nicht für die von der Bundesnetzagentur vertretene Ansicht. Zwar setzt der „Betrieb“ einer Anlage nach allgemeinem Verständnis ein In-Funktion-Sein der Anlage voraus, was einen laufenden Arbeitsvorgang unterstellt, so wie eine Inbetriebnahme die erstmalige bestimmungsgemäße Verwendung der Anlage meint. Die Ansicht der Bundesnetzagentur, dies sei vor allem bei positivem Redispatch der Fall, wird jedoch bereits dadurch widerlegt, dass eine Anlage auch bei Teillastreduzierung auf

eine Redispatch-Anforderung noch in (Teil-) Betrieb ist. Der Gesetzeswortlaut legt daher vielmehr nahe, dass die „anrechenbaren Betriebsstunden“ sich nicht auf den „Anlagen-Betrieb“, sondern auf den „Redispatch-Betrieb“ beziehen, der immer dann gegeben ist, wenn die Speicheranlage oder das Kraftwerk auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers im Redispatch-Einsatz sind. Diese Voraussetzung erfüllt auch der negative Redispatch, bei dem der Anlagenbetreiber die Leistung seines Kraftwerks auf Anforderung des Netzbetreibers zur Beseitigung von Netzengpässen herunterfährt.

**2.2.2.** Systematische Erwägungen sprechen ebenfalls für einen Erstattungsanspruch des anteiligen Werteverbrauchs auch bei negativem Redispatch. Der anteilige Werteverbrauch ersetzt nicht die Abnutzung bzw. den Verschleiß der Anlage, der tatsächlich nur bei einem Einsatz der Anlage gegeben ist. Ausweislich der Gesetzesbegründung sind die Mehrkosten für die zusätzliche Instandhaltung und den zusätzlichen Verschleiß der Anlage vielmehr bereits als Erzeugungsauslagen gemäß § 13 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 EnWG zu erstatten (BT-Drs. 18/7317, S. 87). Spiegelbildlich dazu ist im Einzelfall ein reduzierter Anlagenverschleiß gemäß § 13a Abs. 2 S. 3 EnWG als ersparte Aufwendung an den Netzbetreiber herauszugeben. Über die Erstattung des anteiligen Werteverbrauchs erhält der Kraftwerksbetreiber vielmehr einen Anteil an der Jahresabschreibung (BT-Drs. 18/7317, S. 87). Die Jahresabschreibung fällt aber durchgehend unabhängig davon an, ob ein Kraftwerk im Einsatz ist oder nicht. Es handelt sich um eine zeitabhängige, nicht um eine einsatzabhängige Abschreibung.

**2.2.2.1.** Das in § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG geregelte Neutralitätsgebot gebietet aus systematischen Gründen ebenfalls keinen Verzicht auf den Werteverbrauch bei einem Einsatz des Kraftwerks zu negativem Redispatch. Zwar ist eine Vergütung nach dieser Regelung angemessen, wenn sie den Kraftwerksbetreiber wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde. Eine dem Neutralitätsgebot entsprechende Vergütung erfasst jedoch kraft gesetzlicher Fiktion auch den Werteverbrauch der Anlage. Indem der Gesetzgeber zunächst ein Besser- und Schlechterstellungsverbot in § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG für die Vergütung des Redispatch-Einsatzes anordnet und im Folgesatz 3 regelt, welche Kostenbestandteile eine angemessene Vergütung umfasst, postuliert er eine gesetzgeberische Grundannahme dahingehend, dass die Erstattung der in § 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 1-4 EnWG aufgeführten Kostenpositionen – soweit sie im Einzelnen durch den Anlagenbetreiber nachgewiesen sind – den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die

Maßnahme stünde. Eine „maßnahmen-neutrale Vergütung“ liegt nach dem gesetzgeberischen Willen daher auch dann vor, wenn der Anlagenbetreiber mit dem anteiligen Werteverbrauch der Anlage für die tatsächliche Anpassung der Einspeisung oder des Bezugs Kosten erstattet erhält, die auch ohne die Redispatch-Anforderung angefallen wären. Diese Wertung begründet sich auf dem Umstand, dass die anteilige Vergütung des Werteverbrauchs den Anlagenbetreiber auch bei einer positiven Redispatch-Anforderung wirtschaftlich besser stellt, als er ohne die Maßnahme stünde. Die von der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern getroffene Annahme, die Erstattung des anteiligen Werteverbrauchs sei mit dem Neutralitätsgebot nicht vereinbar, ist daher bereits deshalb abzulehnen, weil mit dieser Begründung auch die anteilige Erstattung des Werteverbrauchs bei positivem Redispatch abzulehnen wäre.

Der Adressat einer positiven Redispatch-Anforderung, der keinen Einsatz seines betriebsbereiten Kraftwerks für den Folgetag plant, erhält – insoweit besteht Einigkeit – nach § 13 Abs. 2 S. 2 EnWG die notwendigen Auslagen für die Anpassung der Einspeisung oder des Bezugs (einschließlich Verschleiß der Anlage) und den Werteverbrauch der Anlage, mithin die anteilige Jahresabschreibung für die Stunden des Einsatzes beginnend mit dem Hochfahren der Anlage. Die Abschreibungen für sein Kraftwerk wären indes auch ohne den Redispatch-Einsatz angefallen. Denn ohne den Redispatch-Einsatz hätte das Kraftwerk am nächsten Tag stillgestanden und der Kraftwerksbetreiber hätte die Fixkosten in Form der kalkulatorischen Abschreibung nicht verdient. Er wird daher um die Erstattung der Abschreibungen wirtschaftlich besser gestellt als er ohne den Redispatch-Einsatz gestanden hätte.

Derjenige Kraftwerksbetreiber, dessen Kraftwerksleistung im Rahmen von positivem Redispatch angefordert wird und der die Möglichkeit gehabt hätte, seine Anlage noch am nächsten Tag intraday zu vermarkten, erhält zusätzlich zu den Erzeugungsauslagen und dem anteiligen Werteverbrauch noch die nachgewiesenen Erlösmöglichkeiten erstattet, wenn und soweit diese die notwendigen Auslagen für die Anpassung der Anlage und den Werteverbrauch der Anlage übersteigen. Kann er einen für ihn wirtschaftlich günstig geplanten Intraday-Einsatz seines Kraftwerks nachweisen, hat er die Möglichkeit, über die Erlöse auch seine weiteren Fix- und Kapitalkosten sowie einen Gewinn zu erwirtschaften. Die Redispatch-Vergütung stellt ihn wirtschaftlich neutral. Hätte er sich intraday jedoch noch entschieden, sein Kraftwerk zu Grenzkosten einzusetzen, hätte er durch den Redispatch-Einsatz wenigstens die Erzeugungsauslagen und den Werteverbrauch erhalten und steht damit wirtschaftlich ebenfalls besser, als

er ohne den Einsatz stünde. Dies zeigt, dass auch bei der Heranziehung zu positivem Redispatch der Werteverbrauch ohne den Redispatch-Einsatz in den weit überwiegenden Fällen nicht verdient worden wäre. Bei den Abschreibungen handelt es sich um Sowieso-Kosten, da sie unabhängig von der Nutzung der Anlage anfallen. Sowieso-Kosten sind aber nach dem gesetzgeberischen Willen grundsätzlich nicht erstattungsfähig (vgl. BT-Drs. 18/7317, S. 173).

Der Werteverbrauch ist indes als eigenständiger Kostenbestandteil ausdrücklich in § 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 2 EnWG genannt, obwohl er, wie aufgezeigt, auch in der Vielzahl der positiven Redispatch-Anforderungen bei einer „maßnahmen-neutralen Vergütung“ nicht erstattet werden dürfte. Das Neutralitätsgebot in § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG kann daher nur dahingehend verstanden, dass mit einer Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs nach der Konzeption des Gesetzes weder eine Besser- noch eine Schlechterstellung des Anlagenbetreibers einhergeht, ohne dass es auf einen konkreten Vergleich der wirtschaftlichen Lage mit und ohne Redispatch-Einsatz ankommt.

Dieses Verständnis des gesetzgeberischen Willens bei Ausgestaltung des § 13a Abs. 2 EnWG wird durch folgende Überlegung bestätigt: Der Gesetzgeber hat in § 13a Abs. 2 Nr. 2 EnWG den anteiligen Werteverbrauch als eigenständigen Eckpfeiler, der bei der Bestimmung einer angemessenen Vergütung für Redispatch-Maßnahmen zu berücksichtigen ist, mit aufgenommen. Diese Neueinführung des § 13a Abs. 2 EnWG erfolgte ausdrücklich vor dem Hintergrund der Entscheidung des Senats vom 28.04.2015 im Verfahren VI-3 Kart 332/12 [V] (BT-Drs. 18/7317, S. 87). In der genannten Entscheidung hatte der Senat unter anderem ausgeführt, dass es nicht überzeugend sei, einem Anlagenbetreiber, der mit Hilfe von Redispatch den erforderlichen, bislang noch nicht erfolgten Leitungsausbau kompensiere und für die Systemsicherheit im Netz des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers Sorge, einen Fixkostenanteil von vornherein zu verwehren. Zwar müsse ein Kostenersatz nicht nach den Regeln der StromNEV erfolgen, jedoch sei ein Leistungsanteil, auf welche Art auch immer, sachgerecht (VI-3 Kart 332/12 [V], Rn. 239, juris). Jedenfalls bei einer nicht nur unerheblichen Redispatch-Inanspruchnahme werde unverhältnismäßig in die Berufsausübungsfreiheit der Kraftwerksbetreiber nach Art. 12 Abs. 1 GG eingegriffen, wenn nur die Grenzkosten erstattet würden (Rn. 232, juris). Die in Kenntnis dieser Rechtsprechung getroffene Neuregelung der Vergütung in § 13a Abs. 2-4 EnWG sieht allein in Abs. 2 Nr. 2 mit der Erstattung des anteiligen Werteverbrauchs die Vergütung eines Leistungspreisanteils vor. Weitergehende Fixkosten werden, wie aus § 13a Abs. 4

EnWG folgt, ausdrücklich nicht erstattet. Würde man im Rahmen der Vergütung für negativen Redispatch auf den Werteverbrauch der Anlage verzichten, wäre der betroffene Anlagenbetreiber jedenfalls in einigen, nachfolgend unter Ziff.2.2.4 dargelegten Fällen wieder auf die in der Entscheidung des Senats als nicht ausreichend erachteten Grenzkosten verwiesen. Die einzige nach der Vergütungsregelung erstattungsfähige Fixkostenkomponente entfiere vollständig.

Ein anderes Verständnis der Vergütungsregelungen würde die zu negativem Redispatch herangezogenen Kraftwerksbetreiber im Übrigen auch in ihren Gleichheitsrechten aus Art. 3 GG verletzen und sie gegenüber solchen Kraftwerksbetreibern, die häufig zu positivem Redispatch herangezogen werden, ungleich behandeln. Während die zu positivem Redispatch herangezogenen Kraftwerksbetreiber den anteiligen Werteverbrauch in Form der Jahresabschreibung für den Zeitraum der Maßnahme erstattet erhalten, würde den zu negativem Redispatch herangezogenen Kraftwerksbetreibern die Auszahlung der Kostenposition vorenthalten werden. Für diese Differenzierung zwischen positivem und negativem Redispatch-Maßnahmen besteht im Rahmen von § 13a Abs. 2 Nr. 2 und Abs. 3 EnWG kein sachlicher Grund. Beide Gruppen von Kraftwerksbetreibern sind auf Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers verpflichtet, die Fahrweise ihrer Anlage anzupassen. Ein möglicherweise erhöhter Verschleiß eines anfahrens und im Einsatz befindlichen Kraftwerks gegenüber einer abgeriegelten Anlage kann bereits deshalb eine ungleiche Behandlung im Rahmen der Werteverbrauchsvergütung nicht rechtfertigen, weil der erhöhte Verschleiß nach dem ausdrücklichen Willen des Gesetzgebers bereits im Rahmen der Erzeugungsauslagen nach § 13 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 vergütet wird (BR-Drs. 542/15, Bl. 98).

**2.2.2.2.** Auch das in § 13a Abs. 2 S. 2 geregelte Verursachungsprinzip, wonach die im Einzelnen in S. 2 Nr. 1-4 genannten Kostenpositionen nur dann erstattet werden sollen, wenn sie durch den Redispatch-Einsatz verursacht worden sind, spricht nicht gegen die hier bejahte Erstattungspflicht des Werteverbrauchs auch bei negativem Redispatch-Einsatz. Das von der Übertragungsnetzbetreiberin zu 3) vertretene Verständnis des Verursachungsprinzips, die geltend gemachten Kostenpositionen müssten kausal auf die Redispatch-Maßnahme zurückführbar sein, so dass Kosten, die durch die grundsätzliche Teilnahme der Erzeugungsanlage an den Strommärkten unabhängig von der angeforderten Anpassung der Wirk- oder Blindleistung entstehen, dem Betreiber einer Erzeugungsanlage nicht zu erstatten seien, überzeugt jedenfalls für den Werteverbrauch der Anlage nicht. Mit dieser Argumentation dürfte ein anteiliger

Werteverbrauch der Anlage auch bei positivem Redispatch nicht erstattungsfähig sein. Eine Jahresabschreibung ist unabhängig davon bilanziell zu erfassen, ob die Erzeugungsanlage für einen Redispatch-Einsatz herangezogen worden ist oder nicht, ist mithin auch nicht durch den Redispatch-Einsatz verursacht. Bei Abschreibungen handelt es sich um Sowieso-Kosten, die unabhängig von einem Einsatz der Anlage am Markt entstehen. Dies gilt für positiven Redispatch genauso wie für negativen Redispatch. Das Verursachungsprinzip kann – jedenfalls für den Werteverbrauch - daher nicht in einem naturwissenschaftlichen Sinne, sondern allein in zeitlicher Hinsicht verstanden werden. Verursacht ist der Kostenbestandteil des Werteverbrauchs durch die Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung nach dem gesetzgeberischen Willen dem Grunde nach immer, zu ermitteln ist für die Höhe der Erstattung im Rahmen der Verursachung allein die zeitliche Dauer der Maßnahme.

**2.2.2.3.** Das Argument, die Reformierung der Redispatch-Regelung durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.05.2019 (nachfolgend: NABEG 2.0, BGBl. I 2019, S. 706) in der ab 01.10.2021 geltenden Fassung des § 13a EnWG belege ebenfalls den gesetzgeberischen Willen, dass auch im Falle einer Wirkleistungsreduktion die Abschreibungskosten im Sinne eines anteiligen Werteverbrauchs anzusetzen seien, überzeugt demgegenüber nicht.

Das NABEG 2.0 sieht vor, dass ab dem 01.10.2021 auch EEG-Anlagen für Redispatch-Maßnahmen herangezogen werden können. Um sicherzustellen, dass diese jedoch erst nachrangig nach konventionellen Kraftwerken für eine Wirkleistungsreduzierung herangezogen werden, sieht das Gesetz im Rahmen der Auswahl der Anlage vor, dass für Maßnahmen zur Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von EEG-Anlagen kalkulatorische Kosten anzusetzen sind, die anhand eines einheitlichen kalkulatorischen Preises zu bestimmen sind. Der einheitliche kalkulatorische Preis ist so zu bestimmen, dass die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung der EEG-Anlagen nur erfolgt, wenn dadurch in der Regel mindestens das Fünffache und höchstens das Fünfeinfache an Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung ersetzt werden kann (Mindestfaktor). Über den kalkulatorischen Preis soll sichergestellt werden, dass EEG-Anlagen nur nachrangig für negative Redispatch-Maßnahmen herangezogen werden. Diese Formulierung legt nicht den Schluss nahe, der Gesetzgeber gehe davon aus, dass bei negativem Redispatch ein Wert an die Kraftwerksbetreiber ausgekehrt werde, was für die Erstattung eines Werteverbrauchs bei negativem Redispatch spreche, weil es ohne negativen Redispatch keinen Preis gäbe, der zur Ermittlung des

kalkulatorischen Wertes angesetzt werden könne. Denn die Kostenbetrachtung im Rahmen des neu eingefügten § 13 Abs. 1a EnWG in der ab dem 01.10.2021 geltenden Fassung ist ausschließlich eine kalkulatorische für die Auswahlentscheidung. Dies legt der Gesetzgeber in der Gesetzesbegründung im Folgenden auch ausdrücklich dar und führt aus (BT-Drs. 19/7375, S. 53):

*„Die kalkulatorischen Kosten haben keine Auswirkungen auf die Zahlungen, die nach § 13a Abs. 2 EnWG an den Anlagenbetreiber zu leisten sind. Sie dienen ausschließlich der Gewährleistung des Einspeisevorrangs. Dadurch wird es möglich, die Einspeisemanagement-Maßnahmen gegenüber EE-Anlagen in die marktbezogenen Maßnahmen zu integrieren. Durch den Faktor von mindestens fünf ist sichergestellt, dass der Einspeisevorrang der bevorrechtigten Erzeugung in der Regel unbeeinträchtigt bleibt.“*

**2.2.3.** Das dargelegte Verständnis der Vergütungsregelungen in § 13a Abs. 2 und 3 EnWG steht auch mit Sinn und Zweck der Regelung in Einklang. Die handelsrechtliche Abschreibung – nach der sich die Kostenposition des anteiligen Werteverbrauchs berechnet - läuft unabhängig davon weiter, ob die Anlage positiv in Betrieb genommen oder ob sie auf Anforderung abgeriegelt wird. Dass hiervon der negative Redispatch ausgeschlossen sein sollte, ist bereits deshalb nicht anzunehmen, weil aufgrund der topologischen Bedingungen zum Ausgleich der Engstellen in den Netzen typischerweise immer die gleichen Kraftwerke für negativen Redispatch herangezogen werden. Sie anders zu behandeln als diejenigen Kraftwerksbetreiber, die hinter der Netzknotenengstelle liegen und daher in der Regel für positiven Redispatch herangezogen werden, würde jedenfalls in Einzelfällen auch einen Verstoß gegen Art. 3 GG bedeuten. Diese Ungleichbehandlung läge allein in der Lage der Kraftwerke – vor oder hinter der Engstelle – begründet und wäre daher jedenfalls nicht aufgrund eines sachlichen Grundes gerechtfertigt.

**2.2.4.** Die mit der angegriffenen Festlegung für wirksam erklärte Verfahrensregulierung der Kosten und Erlöse bzw. Erträge aus der Beschaffung und Vergütung von Redispatch-Maßnahmen durch die FSV der Übertragungsnetzbetreiber verstößt gegen die Vorgabe in § 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 2 EnWG, den anteiligen Werteverbrauch auch bei einer negativen Redispatch-Anforderung zu erstatten.

**2.2.4.1.** Die FSV der Übertragungsnetzbetreiber sehen in Ziff. 5.1 vor, dass sich die Vorgehensweise zur Ermittlung der angemessenen Vergütung für Redispatch-Maß-

nahmen nach der im BDEW-Leitfaden festgelegten Vergütung richtet, die eine effiziente und sachgerechte Umsetzung der Vergütungsvorschriften nach § 13a EnWG vorsehen soll. Der BDEW-Leitfaden regelt in Ziff. 4 (S. 14 ff) entsprechend der gesetzlichen Regelung auch Kosten für den anteiligen Werteverbrauch. Allerdings werden nach dem Leitfaden nur solche Viertelstunden als anrechenbare Betriebsstunden erstattet, in denen der Übertragungsnetzbetreiber eine Wirkleistungserhöhung der Anlage anfordert. Demgegenüber zählen im Falle einer angeforderten Wirkleistungsreduktion – mithin bei negativem Redispatch – die Viertelstunden nicht als anrechenbare Betriebsstunden. Somit erfolgt für eine negative Redispatch-Maßnahme entgegen der gesetzlichen Vorgaben in § 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 2 EnWG ausdrücklich keine Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs. Diese Differenzierung zwischen Wirkleistungserhöhung und Wirkleistungsreduzierung bei der Ermittlung der anrechenbaren Betriebsstunden ist mit den gesetzlichen Vorgaben in § 13a Abs. 2 und 3 EnWG nicht vereinbar.

**2.2.4.2.** Ein Verstoß gegen die in § 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 2 EnWG normierte Vergütung des Werteverbrauchs entfällt auch nicht deshalb, weil der zum negativen Redispatch herangezogene Anlagenbetreiber trotz Redispatch-bedingter Reduzierung der Wirkleistung Elektrizität vom Übertragungsnetzbetreiber erhält und seine wirtschaftliche Situation weitgehend unverändert bleibt. Der bilanzielle Ausgleich erfasst, wie nachfolgend dargelegt, nicht in allen Fällen auch den anteiligen Werteverbrauch der Anlage.

Fordert der Übertragungsnetzbetreiber den Kraftwerksbetreiber im Rahmen des negativen Redispatch auf, seine Kraftwerksleistung zu reduzieren, ist dies erforderlich, weil das Kraftwerk anderenfalls tätig werden würde, um Strom am Markt zu veräußern. Damit der Kraftwerksbetreiber das von ihm eingegangene Geschäft am Strommarkt erfüllen kann, erhält er nach der allgemein gültigen Praxis einen bilanziellen Ausgleich auf Grundlage spezieller Fahrpläne. Technisch gesehen wird aus dem Bilanzkreis des zur Erhöhung der Einspeisung angewiesenen Kraftwerks der entsprechende Überschuss an Elektrizität ausgebucht und in den Redispatch-Bilanzkreis des Übertragungsnetzbetreibers eingebucht. Der Übertragungsnetzbetreiber überträgt diese Energiemengen buchhalterisch an den Kraftwerksbetreiber, der zur Absenkung der Einspeisung angewiesen wird. Dieser kann so seine vertraglichen Lieferpflichten am Strommarkt erfüllen und den vertraglich vereinbarten Erlös aus dem Stromgeschäft

vereinnahmen, d.h. er erhält diejenige Zahlung, die er auch ohne den Redispatch-Einsatz bei Erfüllung seines Strommarktgeschäfts erhalten hätte.

Hat der Kraftwerksbetreiber sein Kraftwerk day-ahead so vermarktet, dass der Marktpreis sämtliche, in § 13a Abs. 2 S. 2 EnWG für den Redispatch-Einsatz erstattungsfähigen Vergütungskomponenten abdeckt, erwirtschaftet er mithin die variablen Erzeugungsauslagen, den anteiligen Werteverbrauch und ggf. zusätzlich weitere Fix- und Kapitalkosten, wird die durch den bilanziellen Ausgleich in der Praxis gewährte Vergütung den gesetzlichen Vorgaben gerecht. Vermarktet der Anlagenbetreiber indes sein Kraftwerk day-ahead zu einem Marktpreis, der lediglich seine Grenzkosten abdeckt, erhält er mit dem bilanziellen Ausgleich lediglich die Erstattung seiner variablen Kosten, mithin der Erzeugungsauslagen, jedoch keine Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs der Anlage. In dieser Variante bleibt die durch den bilanziellen Ausgleich erfolgte Vergütung für den Redispatch-Eingriff hinter den gesetzlichen Vorgaben zurück. Es handelt sich hierbei auch nicht um eine nur theoretische Fallgestaltung. Vielmehr hat die Beschwerdeführerin in der mündlichen Verhandlung unwidersprochen vorgebracht, dass angesichts des derzeitigen Strompreinsniveaus eine Vermarktung des Kraftwerks nicht selten nur zu Grenzkosten erfolgt und häufig nicht einmal die fixen Betriebskosten verdient werden.

Der Einwand, der Verzicht auf eine Erstattung des anteiligen Werteverbrauchs auch bei negativem Redispatch sei deshalb gerechtfertigt, weil der Kraftwerksbetreiber so gestellt wird, als hätte er sein Geschäft erfüllt, so dass sich seine Markterwartung erfüllt habe, ist nicht überzeugend. Der zu einer positiven Redispatch-Maßnahme herangezogene Anlagenbetreiber, der für den Folgetag keinen Einsatz seines Kraftwerks plante, hatte ebenfalls nicht die Erwartung, den Werteverbrauch seiner Anlage erwirtschaften zu können und erhält gleichwohl über die in den FSV unter Bezugnahme auf den BDEW-Leitfaden getroffenen Vergütungsregelungen einen Ausgleich in Höhe der anteiligen Jahresabschreibung. Soweit die Bundesnetzagentur in diesem Zusammenhang darauf verweist, durch die Entscheidung, seine Anlage zu den gegebenen – ggf. nicht kostendeckenden - Marktbedingungen einzusetzen, habe der Anlagenbetreiber den bestimmungsgemäßen Verbrauch seiner Anlage akzeptiert, verkennt sie zudem, dass im Rahmen des Werteverbrauchs nicht der Verbrauch der Anlage kompensiert wird.

In der Vergütung des Werteverbrauchs liegt schließlich auch kein auf die Übertragungsnetzbetreiber abgewälzter Ausgleich schlechter Geschäfte der Kraftwerksbetreiber, sondern eine dem Gleichbehandlungsgebot entsprechende Umsetzung der gesetzgeberischen Grundentscheidung, bei Inanspruchnahme der Kraftwerke durch Redispatch als Gegenleistung eine Fixkostenkomponente in Form der anteiligen Abschreibung zu ersetzen.

**2.2.4.3.** Die Rechtswidrigkeit der Vergütungsregelung in den FSV i.V.m. dem BDEW-Leitfaden entfällt auch nicht deshalb, weil eine ausdrückliche Anerkennung der Erstattung des anteiligen Werteverbrauchs auch bei negativen Redispatch-Maßnahmen zu einer Doppelvergütung einzelner Fixkomponenten und damit zu einer wirtschaftlichen Besserstellung führen würde. Zutreffend ist zwar, dass eine zusätzliche Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs in den Fällen, in denen der im Rahmen des bilanziellen Ausgleichs an den Kraftwerksbetreiber ausgezahlte Strommarktpreis bereits so hoch ist, dass er die Erzeugungsauslagen und den anteiligen Werteverbrauch der Anlage erreicht, zu einer Doppelvergütung führen würde und eine solche Doppelvergütung nicht mit dem Neutralitätsgebot in § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG vereinbar wäre. Dem lässt sich jedoch durch eine Anrechnung entsprechend der Regelungen zu den nachgewiesenen Erlösmöglichkeiten in § 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 3 EnWG begegnen. Erhält der Kraftwerksbetreiber aufgrund der Day-ahead-Vermarktung die Deckungsbeiträge aus dem Strommarktgeschäft und liegen diese unterhalb des anteiligen Werteverbrauchs, werden sie auf den anteiligen Werteverbrauch angerechnet. Liegen die Deckungsbeiträge demgegenüber oberhalb des für den Einsatz erstattungsfähigen anteiligen Werteverbrauchs, erhält der Anlagenbetreiber die Deckungsbeiträge und eine zusätzliche Werteverbrauchsvergütung entfällt. So kann eine Doppelvergütung des anteiligen Werteverbrauchs ausgeschlossen, gleichzeitig aber sichergestellt werden, dass die gesetzlich geforderten Kostenkomponenten auch bei negativem Redispatch-Einsatz ausgeglichen werden.

Unerheblich ist, dass die Anrechnung möglicherweise rechnerische Schwierigkeiten im Rahmen der Bestimmung des Vermarktungserlöses aufgrund der Portfoliobewirtschaftung mit sich bringen kann. Diese im Tatsächlichen liegenden Probleme rechtfertigen indes nicht die Ausgestaltung einer praktikableren, mit dem Gesetz nicht vereinbaren Vergütungsregelung und sind im Hinblick auf die gesetzliche Ausgestaltung der Vergütungsregelungen hinzunehmen. Gegebenenfalls sind die Kosten zu pauschalieren.

**2.2.5.** Diese bislang bei marktbezogenen Maßnahmen gegenüber konventionellen Anlagenbetreibern geltende Praxis (vgl. BT-Drs. 19/7375, S. 55) hat der Gesetzgeber nun mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.05.2019 (NABEG 2.0, BGBl. I 2019, S. 706) in der ab 01.10.2021 geltenden Fassung des § 13a EnWG gesetzlich festgelegt und dabei die zuvor dargelegte Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs im Rahmen des finanziellen Ausgleichs normiert. Nach dem Wortlaut der Neuregelung in § 13a Abs. 1a EnWG hat der Bilanzkreisverantwortliche der betroffenen Einspeise- oder Entnahmestelle einen Anspruch auf einen bilanziellen Ausgleich der Maßnahme gegen den Übertragungsnetzbetreiber, der den Betreiber der Anlage nach Abs. 1 zur Anpassung aufgefordert oder die Anpassung durchgeführt hat. Nach der Gesetzesbegründung bewirkt der bilanzielle Ausgleich, dass die betroffenen Bilanzkreise so gestellt werden, wie sie stünden, wenn es die Maßnahme nicht gegeben hätte, indem die Energie, die in den hochfahrenden Kraftwerken wegen der Maßnahme mehr erzeugt wird, bilanziell über Bilanzkreise der Netzbetreiber in diejenigen Bilanzkreise gebucht wird, in denen sie durch die Reduzierung der Einspeisungsenergie fehlt. Damit wird die bisher bei marktbezogenen Maßnahmen gegenüber konventionellen Anlagen übliche Praxis ausweislich der Gesetzesbegründung kodifiziert und um Maßnahmen gegenüber bisher vom Einspeisemanagement erfassten EEG- und KWK-Strom erweitert (BT-Drs. 19/7375, S. 55, 56). Für die Vergütung der Anlagenbetreiber sieht die Neuregelung in Abs. 2 S. 2 vor, dass der finanzielle Ausgleich angemessen ist, wenn er den Betreiber der Anlage unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs nach Abs. 1a wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde. Ein angemessener finanzieller Ausgleich nach S. 1 umfasst entsprechend Abs. 2 S. 3 der Regelung weiterhin die bereits in der aktuellen Fassung des § 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 1-4 vorhandenen Kostenkomponenten sowie in Nr. 5 eine weitere Kostenposition für bestimmte EEG-/KWKG-Anlagen. Damit sieht die Neufassung des § 13a im Hinblick auf die finanzielle Kostenerstattung weiterhin die Berücksichtigung der in Abs. 2 S. 3 genannten Kostenkomponenten als ersten Schritt der Vergütungsberechnung vor und ordnet in einem zweiten Schritt die Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs auf den finanziellen Ausgleich an. Diese Vorgehensweise entspricht dem zuvor dargelegten Verständnis des § 13a in der aktuellen Fassung bei der Vergütung negativer Redispatch-Maßnahmen. Zu erstatten ist danach nicht nur, wie die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber annehmen, der bilanzielle Ausgleich

in Form des Marktpreises. Vielmehr richtet sich nach der Neuregelung die angemessene Vergütung nach den im Einzelnen nunmehr in Abs. 2 S. 3 aufgeführten Kostenpositionen, verpflichtet jedoch zur Anrechnung der im Rahmen des bilanziellen Ausgleichs übertragenen Positionen. Diese Summe aus bilanziellem und finanziellem Ausgleich soll der angemessenen Vergütung entsprechen (BT-Drs. 19/7375, S. 57).

Der Senat verkennt nicht, dass es sich insoweit um eine noch nicht in Kraft getretene Neuregelung handelt. Der Gesetzgeber führt in der Begründung indes aus, dass die Regelungen zum finanziellen Ausgleich in § 13a Abs. 2 EnWG in der ab dem 01.10.2021 geltenden Fassung zusammengeführt werden, ohne dass sich hierdurch materielle Änderungen ergeben und die Summe aus bilanziellem und finanziellem Ausgleich der „angemessenen“ Vergütung nach dem bisherigen Wortlaut des § 13a EnWG entsprechen. Diese Ausführungen lassen Rückschlüsse auf das gesetzgeberische Verständnis der bisherigen Vergütungsregelungen zu und stehen mit der vorgenommenen Auslegung des § 13a Abs. 2 EnWG in Einklang.

**2.2.6.** Auch kartellrechtliche Bedenken sprechen nicht gegen eine Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs bei negativem Redispatch. Der Einwand der Bundesnetzagentur, die Erstattung von anteiligem Werteverbrauch habe verzerrende Wirkung auf den Markteinsatz eines Kraftwerkes und könne gegebenenfalls die Kapazitätszurückhaltung zur Folge haben (S. 12 der Festlegung), überzeugt nicht. Der Ansatz verkennt, dass die Gefahr der Zurückhaltung einer Kraftwerksleistung bei einer positiven Redispatch-Leistung – für die auch nach Auffassung der Bundesnetzagentur § 13a Abs. 2 Nr. 2 ohne eine restriktive Anwendung gelten soll – viel höher ist als bei negativem Redispatch. Ein Kraftwerksbetreiber, der voraussehen könnte, dass er am Folgetag für positiven Redispatch herangezogen wird, würde sein Kraftwerk am Folgetag nur dann einsetzen, wenn der am Strommarkt zu erzielende Preis die Summe aus Erzeugungsauslagen und anteiliger Jahresabschreibung überstiege. Bei absehbar geringem Marktpreis, mit dem er nur seine Grenzkosten erwirtschaften könnte, würde er auf den Redispatch-Einsatz warten, um so zumindest den anteiligen Werteverbrauch zusätzlich zu erhalten. Bei geringen Strommarktpreisen würde er daher eher dazu neigen, seine Leistung zurückzuhalten. Demgegenüber hätte ein Kraftwerksbetreiber, der wüsste, dass er am Folgetag zu negativem Redispatch herangezogen wird, keine Veranlassung, sein Kraftwerk am Folgetag oder intraday nicht einzusetzen.

Überstiege der am Strommarkt zu erzielende Marktpreis die Summe aus Erzeugungsauslagen und anteiligem Werteverbrauch, würde er die Kraftwerksleistung in der Erwartung, den bilanziellen Ausgleich zu erhalten, eingehen. Deckte der Marktpreis nicht die Erzeugungsauslagen und die anteilige Jahresabschreibung, hätte er ebenfalls einen wirtschaftlichen Anreiz, das Geschäft einzugehen, denn er wüsste, dass er auf die negative Redispatch-Anforderung in jedem Fall die Erzeugungsauslagen und den anteiligen Werteverbrauch erhielte. Da der anteilige Werteverbrauch auch nicht zusätzlich zu dem am Strommarkt erzielten Preis gezahlt wird, sondern eine Verrechnung von bilanziellem und finanziellem Ausgleich erfolgen soll, wird der zu negativem Redispatch herangezogene Anlagenbetreiber auch nicht doppelt vergütet und damit wirtschaftlich besser gestellt.

Dass die Kraftwerksbetreiber allein aufgrund der Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs auch bei einer negativen Redispatch-Anforderung einen Anreiz für strategisches Verhalten erhielten, lässt sich nicht feststellen. Zwar wäre es den Anlagenbetreibern bei sicherer Kenntnis von einem Redispatch-Einsatz am Folgetag theoretisch möglich, ihre Leistung am Strommarkt day-ahead zu einem geringeren, sogar unter den Grenzkosten liegenden Preis anzubieten, als ihre nicht zu negativem Redispatch herangezogener Mitbewerber, in der Erwartung, durch den negativen Redispatch-Einsatz ihre Grenzkosten sowie den anteiligen Werteverbrauch für ihre Stromlieferung zu erhalten. Ein diesen Umstand ausnutzendes strategisches Verhalten setzt jedoch voraus, dass der betroffene Kraftwerksbetreiber einen negativen Redispatch-Einsatz am Folgetag stundenscharf prognostizieren kann, will er nicht ein spekulatives Risiko eingehen. Eine lediglich theoretisch denkbare Marktbeeinflussung erfüllt nicht die Voraussetzungen einer Wettbewerbsbeschränkung. Eine solche Kenntnis ist indes nicht feststellbar. Die Beschwerdeführerin hat in der mündlichen Verhandlung versichert, dass ihnen eine derart scharfe Prognose auf die Stunde genau nicht möglich sei. Der Kraftwerksbetreiber hat zudem ein Interesse daran, seinen Strom möglichst gewinnbringend zu vermarkten und auch seine Kapitalkosten zu erwirtschaften. Dauerhaft niedrige Stromvermarktungspreise am Energy-Only-Markt, die der Kraftwerksbetreiber mit der Abgabe niedriger, dauerhaft nicht rentabler Gebote fördern würde, liefern diesen Interessen entgegen. Schließlich wird das Bieterverhalten auch durch andere Anreize bestimmt. Dass die Erstattung des Werteverbrauchs die von negativem Redispatch betroffenen Kraftwerksbetreiber jedenfalls dauerhaft zu einem strategischen, den

Strommarktpreis beeinflussenden Verhalten anreizen und hierdurch strukturelle Probleme hervorgerufen werden könnten, ist nach alledem nicht festzustellen.

**2.2.7.** Gemäß BDEW-Leitfaden beginnen die anrechenbaren Viertelstunden mit der Viertelstunde, in der der Wiederanfahrprozess beginnt, wenn die Redispatch-Maßnahme das Anfahren der Anlage erfordert. Konsequenterweise muss in den Fällen, in denen bei negativem Redispatch ein Werteverbrauch erstattet wird, auch ein möglicherweise geplanter Anfahrvorgang am Ende des Redispatch-Einsatzes in die „anrechenbaren Betriebsstunden“ einbezogen werden.

**2.3.** Die im Leitfaden vorgesehene Kürzung des gemäß § 13a Abs. 3 EnWG vorgegebenen Quotienten aus anrechenbaren Betriebsstunden und handelsrechtlichen Restwerten um den Quotienten aus angeforderter Redispatch-Leistung und Nettonennleistung des Kraftwerks verstößt ebenfalls gegen die gesetzlichen Vergütungsregelungen aus § 13a Abs. 2-4 EnWG und ist damit rechtswidrig. Die im BDEW-Leitfaden bei der Berechnung der anrechenbaren Betriebsstunden zusätzlich vorgesehene Berücksichtigung der jeweils angeforderten Leistungserhöhung ist in § 13a EnWG nicht vorgesehen.

Der Wortlaut des § 13a EnWG stellt für die Berechnung des anteiligen Werteverbrauchs auf das Verhältnis der anrechenbaren Betriebsstunden im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen zu den bei der Anschaffung des Kraftwerks geplanten betriebswirtschaftlichen Stunden der Anlage ab. Eine Einschränkung auf „anrechenbare Volllaststunden“ oder ein anders gearteter Hinweis darauf, dass bei Teillastanforderung eine entsprechende Quotelung der Betriebsstunden erforderlich ist, wenn der Übertragungsnetzbetreiber nur eine Teillasterhöhung anfordert, findet sich in der Regelung nicht. Im Hinblick darauf, dass der Gesetzgeber in Kenntnis und Umsetzung der Senatsentscheidung – der Senat hatte die Erstattung eines Fixkostenanteils im Hinblick auf Art. 12 GG wie zuvor ausgeführt für erforderlich gehalten - lediglich den Werteverbrauch als Fixkostenbestandteil aufgenommen hat, wäre zu erwarten gewesen, dass er eine gewollte weitere Einschränkung der Fixkosten durch eine Quotierung ausdrücklich angeordnet hätte. Eine entsprechende Anordnung kann jedenfalls der Wortwahl „anrechenbare Betriebsstunden“ nicht entnommen werden. Die Formulierung „anrechenbare Betriebsstunden“ kann vielmehr auch im Sinne von „der Redispatch-Maßnahme zurechenbare“ Betriebsstunden gemeint sein. Die Verwendung des Wortes „anrechenbar“ im Sinne einer zeitlichen Komponente für die Dauer des Redispatch-

Einsatzes ist auch nicht überflüssig. Das Argument, eine entsprechende Auslegung scheitere daran, dass man das Wort „anrechenbar“ dann auch hätte weglassen und nur von Betriebsstunden hätte sprechen können, überzeugt nicht. Denn zu den anrechenbaren Betriebsstunden gehören ausweislich der Gesetzesbegründung nicht nur die Einsatzzeiten des Kraftwerks im Rahmen des Redispatches, sondern auch ein erhöhter Werteverbrauch auf Grund des Anfahrens der Anlage durch die sogenannten äquivalenten Betriebsstunden (BT-Drs. 18/7317, S. 87). Braucht ein Kraftwerk mithin eine Stunde, um auf die vom Übertragungsnetzbetreiber angeforderte (Teil-)Last hochzufahren, soll diese Stunde im Rahmen der Betriebsstunden mitgerechnet werden. Dahinter steht die Annahme, dass durch die jeweilige Anforderung der Erzeugungsanlage ein zusätzlicher Werteverbrauch verursacht wird, der zu erstatten ist (BT-Drs. 18/7317, S. 87). Dieser Hinweis auf die einzubeziehenden Anfahrzeiten ist allein der Gesetzesbegründung zu entnehmen. Ein ausdrücklicher Hinweis fehlt in dem Gesetztext. Er lässt sich allein aus dem Wort „anrechenbar“ entnehmen. Über den Begriff „anrechenbar“ werden daher Beginn und Ende des Redispatch-Vorgangs bestimmt.

Die zeitlich vollständige, unabhängig von der jeweiligen Leistung zu erfolgende Berücksichtigung des Anfahrvorgangs im Rahmen der anrechenbaren Betriebsstunden belegt ebenfalls, dass der Gesetzgeber für die Berechnung der Vergütung keine Quotierung entsprechend der durch den Redispatch in Anspruch genommene Leistungshöhe vorgesehen hat. Fährt eine Anlage ihre Leistung auf eine positive Redispatch-Anforderung langsam hoch, erbringt sie – bis zur Beendigung des Anfahrvorgangs - stets nur eine sich mit Zeitablauf steigernde Teillast. Gleichwohl wird der Anfahrvorgang nicht nur entsprechend der anfahrenden Teillaststunden, sondern in voller Leistungshöhe berücksichtigt.

Auch systematische Erwägungen, insbesondere ein Vergleich von § 13 Abs. 2 Nr. 2 und Nr. 3 EnWG, rechtfertigen nicht die im Leitfaden vorgesehene Quotierung. Zwar sollen sowohl die notwendigen Erzeugungsauslagen als auch der Werteverbrauch „für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung oder des Bezugs“ gewährt werden. Folgerichtig sind bei der Berechnung der tatsächlichen Auslagen immer nur anteilige, für den Redispatch tatsächlich erfolgte Auslagen zu erstatten. Die Schlussfolgerung, es dürften daher auch beim Werteverbrauch nur die Betriebsstunden entsprechend der im Rahmen des Redispatch-Einsatzes in Anspruch genommenen Leistung anteilig berücksichtigt werden, ist aber unbegründet. Während die in Abs. 2 S. 2 Nr. 1 genann-

ten variablen Kostenpositionen verbrauchs- und einsatzabhängig nur für den Redispatch-Vorgang ermittelt werden können, fallen die in Nr. 3 genannten Fixkosten der Anlage unabhängig von ihrer Nutzung und der Höhe des Verbrauchs an. Unabhängig davon, ob eine Anlage in Volllast oder Teillast betrieben wird, fällt eine Jahresabschreibung, die eine kalkulatorische Bewertung zugrunde liegt, in derselben Höhe an.

Aus diesem Grund verstößt eine Berücksichtigung der vollen Nennleistung bei einer Teillast-Redispatch-Anforderung auch nicht gegen das Verursachungsprinzip. Bei einer Teillastanforderung wird der Einsatz der Anlagenteile vollständig durch den Redispatch-Einsatz verursacht. Wegen des in § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG geregelten Neutralitätsgebots kann auf die zum negativen Redispatch gemachten Ausführungen verwiesen werden. Die Gefahr einer Besserstellung besteht nicht, wenn im Fall eines day-ahead oder intraday erfolgenden Teil-Einsatzes am Strommarkt – aber eben auch nur dann – eine Quotierung der Leistung entsprechend des Verhältnisses vermarkteter Leistung zu durch Redispatch in Anspruch genommener Leistung vorgenommen würde. Sie begründet indes keine Quotierung von vornherein auch in den Fällen, in denen der Anlagenbetreiber seine nur in Teillast zu Redispatch herangezogene Anlage gar nicht anderweitig am Strommarkt einsetzt.

Eine Kürzung des Werteverbrauchs um den Quotienten aus Redispatch-Leistung und Netto-Nennleistung ist auch unter Berücksichtigung kartellrechtlicher Erwägungen nicht sachgerecht. Die Ansicht der Bundesnetzagentur, Kraftwerksbetreiber könnten ohne Quotierung dazu angehalten sein, für den nächsten Tag keine Fahrplanmeldung abzugeben, um so bei einem Redispatch den vollen Werteverbrauch zu erhalten, überzeugt nicht. Auf die Ausführungen zu Ziff. 2.2.6, die für Quotierung entsprechend gelten, wird Bezug genommen.

**2.4.** Soweit die Vergütungsregelungen der Übertragungsnetzbetreiber in den FSV i.V.m. Ziff. 4.2 des BDEW-Leitfadens vorsehen, dass die bloße Warmhaltung (Herstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 EnWG) nicht zu anrechenbaren Betriebsstunden im Sinne des § 13a Abs. 3 EnWG führt (S. 18), ist dies nicht zu beanstanden. Der Wortlaut des § 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 2 EnWG ist eindeutig. Werteverbrauch wird nur im Fall der tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung oder des Bezugs erstattet. Anrechenbare Betriebsstunden sind daher nur diejenigen Betriebsstunden, in denen der Netzbetreiber auf die Energieanlage durch eine An- oder Abfahrorderung zugreift. Dieses Verständnis bestätigt auch der in § 13a Abs. 3 EnWG für

die Wertermittlung genannte Berechnungsschlüssel, wonach die anrechenbaren Betriebsstunden ins Verhältnis zu den bei Investitionsentscheidung geplanten Betriebsstunden zu setzen sind. Bei der Warmhaltung wird die Einspeiseleistung des Kraftwerks indes nicht angepasst und steht dem Anlagenbetreiber in vollem Umfang zur eigenen wirtschaftlichen Nutzung zur Verfügung. Es wäre daher auch nicht denklogisch, diese zu den bei Investitionsentscheidung geplanten Betriebsstunden ins Verhältnis zu setzen. Da die Kosten für die Warmhaltung über § 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 4 EnWG vollständig erstattet werden, besteht auch kein Bedürfnis für eine Einbeziehung im Rahmen des Werteverbrauchs.

**2.5.** Die in den FSV i.V.m. dem BDEW-Leitfaden vorgesehene Regelung, je nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme einer Anlage könnten „die zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden“ anhand der im Anhang in Punkt 8.6 aufgeführten Tabelle zu den Betriebsstunden ermittelt werden (S. 18), verstößt nicht gegen die gesetzlich für den Redispatch normierten Vergütungsregelungen. Zwar weist die Tabelle für verschiedene Kraftwerkstypen jahresscharf Betriebsstunden auf, die laut einer Datenbank des VGB PowerTech e.V. ihren durchschnittlichen tatsächlichen Einsatzstunden entsprechen. Diese Heranziehung der durchschnittlichen Betriebsstunden bestimmter Kraftwerkstypen widerspricht jedoch nicht dem in § 13a Abs. 3 EnWG gewählten individuellen Ansatz von geplanten Betriebsstunden. Denn durch die Formulierung „können“ wird deutlich, dass es sich hierbei um einen Vorschlag zu einer möglichen pauschalen Ermittlung der betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden für die Fälle handelt, in denen aussagekräftige Unterlagen hierzu fehlen. Insoweit liegt eine Beweiserleichterung gerade für Altanlagen vor. Der Leitfaden schließt an keiner Stelle den Nachweis einer anderen, insbesondere individuellen, auf das jeweilige Kraftwerk bezogenen Ermittlung der anrechenbaren Betriebsstunden durch den jeweiligen Anlagenbetreiber aus. Ein solcher Nachweis ist vielmehr jeder Zeit möglich. Der BDEW-Leitfaden ist daher auch nicht zu unbestimmt, indem er offen lässt, unter welchen Voraussetzungen auf die Werte der Tabelle mit durchschnittlichen tatsächlichen Betriebsstunden zurückgegriffen werden kann. Aus der Formulierung „können“ folgt, dass ein Nachweis höherer geplanter Betriebsstunden jeder Zeit möglich ist und auf die Vorgaben nur mit beiderseitigem übereinstimmenden Willen von Übertragungsnetz- und Kraftwerksbetreiber zurückgegriffen werden kann.

**2.6.** Auch die in den FSV i.V.m. dem BDEW-Leitfaden aufgestellte Vorgabe, bei der Ermittlung der handelsrechtlichen Restwerte für die Berechnung des Werteverbrauchs gemäß § 13a Abs. 3 EnWG sämtliche Sonderabschreibungen zu berücksichtigen (S. 15 des Leitfadens), verstößt nicht gegen § 13a EnWG. Die Ansicht der Beschwerdeführerin, § 13a EnWG sei einschränkend dahingehend auszulegen, Sonderabschreibungen, die nicht auf einem verringerten Substanzwert der Anlagen, sondern auf verschlechterten Marktbedingungen beruhen, bei der Ermittlung der handelsrechtlichen Restwerte unberücksichtigt zu lassen, ist zurückzuweisen. Sie findet bereits im Wortlaut des Gesetzes keine Stütze. Die nach § 13a Abs. 3 EnWG heranzuziehenden handelsrechtlichen Restwerte werden entsprechend § 253 Abs. 3 S. 5 HGB ermittelt. Nach dieser Vorschrift sind Sonderabschreibungen handelsrechtlich vorzunehmen, wenn Sachanlagen eine außerplanmäßige Wertminderung erfahren, wodurch ihr Wert unter den entsprechend der planmäßigen Abschreibung bestehenden Restwert fällt. Diese Wertminderung kann auf einem Substanzverlust beruhen, wie z.B. einer Beschädigung der Anlage, aber auch in ihrer Unrentabilität begründet sein, weil etwa aufgrund mangelnder Nachfrage die Preise für Strom aus Kraftwerken sinken und die Erlöse die Abschreibungen nicht mehr decken. Systematische Gründe, die handelsrechtlichen Restwerte entgegen der klaren Wortlaut-Vorgabe in § 13a Abs. 3 EnWG zu bestimmen, sind weder dargelegt noch ersichtlich. Auch Sinn und Zweck der Vorschrift erfordern nicht eine Auslegung des Begriffs der „handelsrechtlichen Restwerte“ im Sinne der Beschwerdeführerin. Ihre Auffassung, auf Unrentabilität der Anlage beruhende Abschreibungen seien bereits deshalb nicht zu berücksichtigen, weil sie nicht den Werteverzehr und damit den Verschleiß der Anlage reflektierten, geht bereits deshalb fehl, weil der Werteverbrauch der Anlage nicht deren Verschleiß kompensiert. Der Gesetzgeber hat eine einheitliche, im HGB vorgesehene Grundlage zur Bestimmung der Jahresabschreibung gewählt und damit eine klare und einfache, für alle Beteiligten nachvollziehbare und gleiche Berechnungsmethode gewählt. Ein Wille des Gesetzgebers, handelsrechtliche, auf verschlechterten Marktbedingungen beruhende Sonderabschreibungen bei der Ermittlung des Werteverbrauchs unberücksichtigt zu lassen, ist weder aus der Gesetzesbegründung noch sonst ersichtlich. Für eine Auslegung besteht daher bereits kein Raum. Sie ist auch nicht aus verfassungsrechtlicher Sicht geboten.

**2.7.** Nicht zu beanstanden und im Einklang mit der Vergütungsregelung in § 13a EnWG ist ferner, dass Kraftwerksbetreiber positive Handelsgewinne, die durch den

Verkauf von für Redispatch-Maßnahmen nicht benötigten Brennstoffmengen entstehen, an die Übertragungsnetzbetreiber abzuführen haben (S. 9 f des Leitfadens). § 13 Abs. 2 S. 3 EnWG sieht vor, dass der Anlagenbetreiber durch den Redispatch-Einsatz ersparte Aufwendungen an den zuständigen Betreiber des Übertragungsnetzes zu erstatten hat. Diese können z.B. entstehen, wenn sich die Redispatch-Anforderung verringert oder abgesagt wird und der in Annahme eines höheren Redispatch-Einsatzes zu viel beschaffte Brennstoff nur zu einem unterhalb des Einkaufspreises liegenden Preis wieder verkauft werden kann. Der Einwand der Beschwerdeführerin, für die im BDEW-Leitfaden geregelte Herausgabe von Handelsgewinnen durch Brennstoffverkauf fehle es an einer Ermächtigungsgrundlage, denn § 13a Abs. 2 S. 3 EnWG sehe nur die Erstattung ersparter Aufwendungen vor und bei Handelsgewinnen handele es sich nicht um ersparte Aufwendungen, geht fehl. Aus der Gesetzesbegründung folgt, dass der Gesetzgeber den Begriff der „ersparten Erzeugungsaufwendungen“ nicht rein rechtstechnisch im Sinne „ersparter Aufwendungen“ versteht, sondern die Vorteile erfasst, die der Kraftwerksbetreiber ursächlich durch die Redispatch-Anforderung erlangt hat. Die Vorschrift des § 13a Abs. 2 S. 3 EnWG ist, wie sich auch aus der Gesetzesbegründung ergibt, spiegelbildlich zu den Erzeugungsauslagen zu sehen (BT-Drs. 18/7317, S. 87). Zu den erstattungsfähigen Erzeugungsauslagen – wie im Leitfaden vorgesehen – gehören auch Handelsverluste die durch eine Änderung der ursprünglichen Redispatch-Anforderung und den dadurch verursachten Brennstoffeinsatz entstehen, obwohl es sich bei Handelsverlusten nicht um „Auslagen“ im rechtstechnischen Sinn handelt. Konsequenterweise sind im Gegenzug auch bei einem Verkauf überschüssiger Brennstoffe vereinnahmte Handelsgewinne an den Übertragungsnetzbetreiber zu erstatten. Hierunter fallen auch die im Leitfaden vorgesehenen Handelsgewinne. Diese hat der Kraftwerksbetreiber nicht deshalb vereinnahmt, weil er aufgrund strategisch sinnvoller Handelsgeschäfte einen Handelsgewinn erwirtschaftet hat. Vielmehr sind die Handelsgewinne oder –verluste allein deshalb entstanden, weil zum Zeitpunkt der Redispatch-Anforderung die Brennstoffpreise zufällig andere waren als zum Zeitpunkt der geänderten Redispatch-Entscheidung. Nur die beidseitige Berücksichtigung sowohl von Handelsgewinnen als auch von Handelsverlusten trägt dem in § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG geregelten Ziel der Vergütung Rechnung, Anlagenbetreiber durch die Redispatch-Maßnahme weder wirtschaftlich zu bevorteilen noch zu benachteiligen.

Ebenso ist auch die von der Beschwerdeführerin beanstandete Abführung von Erlösen aus vermiedenen Netzentgelten, die der Kraftwerksbetreiber erhält, wenn er aufgrund der Redispatch-Anforderung zusätzliche Energie dezentral einspeist, § 18 StromNEV, und von Ausgleichsenergie zu beurteilen.

**2.8.** Die Regelung in Ziff. 5.1 der FSV, wonach „von den Vorgaben des Leitfadens abweichende letztinstanzliche gerichtliche Entscheidungen im jeweiligen Einzelfall berücksichtigt werden können“, ist rechtmäßig.

Sämtliche Regelungen in den FSV dienen dem Ziel einer wirksamen Verfahrensregulierung. Sie betreffen zunächst das Verhältnis der Übertragungsnetzbetreiber zur Bundesnetzagentur und legen fest, welche Kosten und Erlöse als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV im Rahmen der Effizienzvorgaben nach § 21 Abs. 4 S. 6 EnWG unberücksichtigt bleiben. Die in Ziff. 5.1 der FSV genannte „Berücksichtigung von von den Vorgaben des Leitfadens abweichenden letztinstanzlichen gerichtlichen Entscheidungen im Einzelfall“ regelt folglich nicht die Frage, ob der Übertragungsnetzbetreiber ein im Rahmen einer Vergütungsregelung erstrittenes rechtskräftiges Zivilurteil gegenüber dem einzelnen Kraftwerksbetreiber anerkennt. Diese folgt bereits daraus, dass er an die Befolgung gegen ihn gerichteter Urteile gebunden ist. Durch die angegriffene Regelung wird den Übertragungsnetzbetreibern allein die Möglichkeit eingeräumt, eine in einem Urteil rechtskräftig entschiedene, von der Vergütungsregelung im Leitfaden abweichende Vergütung bereits vor einer Änderung der FSV und der diese bestätigenden Festlegung gegenüber allen Anlagenbetreibern anzuwenden. Dieses Verständnis beruht auf den Vorgaben in Ziff. 7 der FSV, wonach eine Anpassung der FSV nur erfolgt, wenn sich die zugrundeliegenden Umstände in erheblichem Maße ändern, was zum Beispiel der Fall ist, wenn sich aufgrund letztinstanzlicher gerichtlicher Entscheidungen Änderungsbedürfnisse am Branchenleitfaden ergeben. In diesem Fall gelten die Maßgaben der FSV jedoch, bis zur Aufhebung der entsprechenden, nach § 29 Abs. 1 EnWG, § 32 Abs. 1 Nr. 4 i.V.m. § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV erlassenen Festlegung durch die Bundesnetzagentur, fort. Abweichend von dieser grundsätzlichen Fortgeltung regelt Ziff. 5.1. daher ergänzend eine vom Leitfaden mögliche abweichende Behandlung der Vergütung durch die Übertragungsnetzbetreiber bereits vor Änderung der streitgegenständlichen Festlegung. Sie kommt den Kraftwerksbetreibern daher zugute und ermöglicht erst die vergütungsrechtliche Gleichbehandlung der Kraftwerksbetreiber durch die Übertragungsnetzbetreiber. Eine Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber, die in einem – letztinstanzlichen

oder auch rechtskräftigen - Urteil erstrittene Vergütung vor Änderung der FSV auf alle Kraftwerksbetreiber anzuwenden, besteht nicht. Es ist daher auch unschädlich, dass Ziff. 5.1 eine entsprechende Pflicht nicht statuiert. Dass es hierdurch, bis zu einer Änderung der FSV, zu unterschiedlichen Vergütungen der Kraftwerksbetreiber kommen kann, ist Konsequenz der bloßen Inter-partes-Wirkung gerichtlicher Entscheidungen. Es bleibt den Kraftwerksbetreibern unbenommen, die Vergütungsfragen auch in ihrem Einzelfall gerichtlich klären zu lassen.

Dass eine Anpassung der FSV – sowie über § 7 FSV auch der Festlegung - nur bei einer letztinstanzlichen Entscheidung erfolgen soll, ist ebenfalls nicht zu beanstanden. Es liegt auf der Hand, dass nur durch die Abänderung auf eine letztinstanzliche Entscheidung eine einheitliche und umsetzbare Praxis gegenüber allen Kraftwerksbetreibern etabliert werden kann. Bei Berücksichtigung rechtskräftiger untergerichtlicher Entscheidungen wäre die Bundesnetzagentur in der nicht auflösbaren Situation, zwei sich in einem Vergütungspunkt widersprechende Gerichtsentscheidungen umsetzen zu müssen.

**3.** Die angegriffene Festlegung und die FSV sind demgegenüber nicht deshalb rechtswidrig und aufzuheben, weil die zuvor dargelegte Vergütungsregelung des § 13a EnWG die Beschwerdeführerin in ihren Rechten aus Art. 3 Abs. 1 GG, 12 Abs. 1 GG und 14 GG verletzt oder gegen das grundgesetzlich geregelte Rückwirkungsverbot verstößt.

**3.1.** § 13a EnWG greift nicht in unverhältnismäßiger Weise in die Berufsfreiheit der Beschwerdeführerin aus Art. 12 GG ein. Der Vergütungsmaßstab des § 13a Abs. 2-4 EnWG, wie er zuvor in Ziff. II.2. dieses Beschlusses näher konkretisiert worden ist, ist insbesondere nicht deshalb verfassungswidrig, weil keine Erstattung weiterer Fixkosten und / oder von Kapitalkosten vorgesehen ist.

**3.1.1.** Die Heranziehung von Kraftwerksbetreibern zu Redispatch-Einsätzen unterfällt dem Schutz der Berufsfreiheit. Die Beschwerdeführerin ist eine juristische Person. Schutzgut des Art. 12 Abs. 1 GG ist bei juristischen Personen die Freiheit, eine Erwerbszwecken dienende Tätigkeit, insbesondere ein Gewerbe, zu betreiben, soweit diese Erwerbstätigkeit ihrem Wesen und ihrer Art nach in gleicher Weise von einer

juristischen wie von einer natürlichen Person ausgeübt werden kann (BVerfG, Beschluss v. 16.03.1971, 1 BvR 52/66, Rn. 55, juris). Die durch Art. 12 Abs. 1 GG geschützte Erwerbstätigkeit der Beschwerdeführerin ist der Betrieb eines Kraftwerks zur Erzeugung und zum Verkauf von Strom. Der sachliche Schutzbereich umfasst auch den Schutz der unternehmerischen Handlungs- und Gestaltungsfreiheit. Die in § 13a EnWG implementierte Verpflichtung, eine Anlage aufgrund einer betriebsfremden Anforderung im Sinne des Anfordernden zu betreiben, stellt einen Eingriff in diesen Schutzbereich dar. Die Regelung hat objektiv berufsregelnde Tendenz. Sie richtet sich an Kraftwerks- und Speicheranlagenbetreiber, die ihre Anlagenleistung auf dem freien Strommarkt zu Erwerbszwecken anbieten. Bei dem Eingriff handelt es sich um eine Berufsausübungsregelung. Die vom Redispatch betroffenen Kraftwerksbetreiber können, wenn die Übertragungsnetzbetreiber ein Hochfahren oder eine Reduktion der Kraftwerksleistung anfordern, ihr Kraftwerk nicht entsprechend der eigenen Planung betreiben, sondern unterliegen den Weisungen durch die Übertragungsnetzbetreiber, wodurch die Fahrweise der betroffenen Kraftwerke fremdbestimmt ist (Scholz in: Maunz/Dürig, Grundgesetz-Kommentar, 90. EL, Art. 12, Rn. 343; Senat, Beschluss v. 28.04.2015, VI-3 Kart 332/12 [V], Rn. 232, juris). Rechtlich ist der Eingriff als eine Indienstnahme Privater einzuordnen. Mit einer Indienstnahme kann der Staat Verwaltungsaufgaben durch Gesetz oder aufgrund Gesetzes auf Private abwälzen, indem er ihnen bestimmte Handlungs- oder Leistungspflichten als Bürgerpflichten auferlegt. Das Privatrechtssubjekt erhält dadurch „eine Rolle in der öffentlich-rechtlichen Organisationswelt“ und rückt partiell in die Sphäre des Staates (Ibler in: Maunz/Dürig, Grundgesetz-Kommentar, 90. EL, Art. 86, Rn. 120). Zwar nehmen die Kraftwerksbetreiber beim Redispatch Funktionen wahr, 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 (Senat, Beschluss v. 28.04.2015, VI-3 Kart 332/12 [V], Rn. 141, juris). Die Inanspruchnahme der Kraftwerksbetreiber erfolgt indes auch im Interesse der öffentlichen Hand, der die Aufgabe der Daseinsvorsorge zukommt, unter die auch die sichere

und günstige Stromversorgung fällt. Die Sicherstellung einer ausreichenden Energieversorgung ist auch in einer grundsätzlich marktwirtschaftlich geordneten Wirtschaft eine legitime Aufgabe der staatlichen Wirtschaftspolitik, die von der Verantwortung des Staates für den ungestörten Ablauf des wirtschaftlichen Geschehens im Ganzen ausgeht (BVerfG, Beschluss v. 16.03.1971, 1 BvR 52/66, Rn. 52, juris). Die Kraftwerksbetreiber werden daher auch zur Sicherung des besonderen Gemeinschaftsguts Energiesicherheit in Dienst genommen (vgl. Rutloff, Redispatch und „angemessene Vergütung“, NVwZ 2015, 1086, 1089).

**3.1.2.** Der durch die Heranziehung zu Redispatch-Maßnahmen begründete Eingriff ist gerechtfertigt. Eingriffe in die Berufsausübungsfreiheit sind gerechtfertigt, soweit vernünftige Erwägungen des Gemeinwohls sie zweckmäßig erscheinen lassen; der Grundrechtsschutz beschränkt sich auf die Abwehr in sich verfassungswidriger, weil etwa übermäßig belastender und nicht zumutbarer Auflagen (BVerfG, Urteil v. 11.06.1958, 1 BvR 596/56, Rn. 73 ff, juris; Urteil v. 02.03.2010, 1 BvR 256/08, Rn. 296 f, juris). Die Verpflichtung, eine Anlage aufgrund einer betriebsfremden Anforderung im Sinne des Anfordernden gegen eine angemessene, in Art 13a Abs. 2 EnWG näher ausgestaltete Vergütung zu betreiben, hält sich daher dann im Rahmen des dem Gesetzgeber durch Art. 12 Abs. 1 S. 2 GG eingeräumten Regelungsspielraums, wenn sie durch hinreichende Gründe des Allgemeinwohls gerechtfertigt werden kann, die gewählten Mittel zur Erreichung des verfolgten Zweckes geeignet und erforderlich sind und bei einer Gesamtabwägung zwischen der Schwere des Eingriffs und dem Gewicht der ihn rechtfertigenden Gründe die Grenze der Zumutbarkeit gewahrt wird (vgl. BVerfG Beschluss v. 17.10.1984, 1 BvL 18/82, Rn. 39, juris; Beschluss v. 18.11.2003, 1 BvR 302/96, Rn. 196, juris; Urteil v. 02.03.2010, 1 BvR 256/08, Rn. 297, juris; Beschluss v. 18.11.2003, 1 BvR 302/96, Rn. 194 f, juris; stRspr). Der Gesetzgeber hat einen weiten Gestaltungsspielraum, welche Pflichten zur Sicherstellung von Gemeinwohlbelangen er Privaten im Rahmen ihrer Berufstätigkeit auferlegt. Grundsätzlich kann er Lasten und Maßnahmen zur Wahrung von Gemeinwohlbelangen, die als Folge kommerzieller Aktivitäten regelungsbedürftig sind, den entsprechenden Marktakteuren auferlegen, um die damit verbundenen Kosten auf diese Weise in den Markt und den Marktpreis zu integrieren. Dabei ist der Gesetzgeber nicht darauf beschränkt, Private nur dann in Dienst zu nehmen, wenn ihre berufliche Tätigkeit unmittelbar Gefahren auslösen kann oder sie hinsichtlich dieser Gefahren unmittelbar ein Verschulden trifft. Vielmehr reicht insoweit eine hinreichende Sach- und Verantwortungsnähe zwischen

der beruflichen Tätigkeit und der auferlegten Verpflichtung (vgl. BVerfG, Urteil v. 02.03.2010, 1 BvR 256/08, Rn. 301, juris).

**3.1.2.1.** Der angegriffenen Regelung liegen vernünftige Gemeinwohlerwägungen zugrunde. Die mit marktbezogenen Redispatch-Maßnahmen in § 13a EnWG verfolgten Ziele, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone zu gewährleisten, sind als Gemeinschaftsinteressen von höchstem Rang einzuordnen. Die Energieversorgung gehört zum Bereich der Daseinsvorsorge, gewährleistet entscheidend die Funktionsfähigkeit der Wirtschaft und ist eine Leistung, deren der Bürger zur Sicherung einer menschenwürdigen Existenz unumgänglich bedarf. Das Bundesverfassungsgericht erkennt die Sicherstellung der Energieversorgung durch geeignete Maßnahmen als eine öffentliche Aufgabe von größter Bedeutung an (BVerfG, Beschluss v. 20.03.1984, 1 BvL 28/82, Rn. 37 juris). Wie der Senat bereits in seinem ersten Redispatch-Beschluss vom 28.05.2015 festgestellt hatte, hat die Zahl der Störungen und Engpässe im Stromnetz infolge des Atomausstiegs und der damit verbundenen Abschaltung mehrerer Kernkraftwerke sowie des stark gewachsenen Ausbaus von Fotovoltaik und Windenergieanlagen stark zugenommen. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch ist seitdem beständig gewachsen und war im Jahr 2018 bereits auf 38 % gestiegen. Im Jahr 2025 sollen 40 bis 45 % des in Deutschland verbrauchten Stroms aus Erneuerbaren Energien stammen (vgl. den Artikel zu Erneuerbaren Energien auf der Internetseite [www.bmi.de](http://www.bmi.de)). Gleichzeitig hat jedoch der zum Transport des Stroms aus Wind- und Solarparks in die Verbraucherzentren erforderliche Netzausbau nicht in dem Umfang wie erforderlich stattgefunden und wird auch absehbar nicht in erforderlichem Umfang stattfinden können. Stromtrassen sind vor allem bei Anwohnern unbeliebt, von diesen angestrebte Verwaltungsprozesse dauern lange und verzögern den dringend erforderlichen Netzausbau. Da sich Kraftwerksbetreiber in der Vergangenheit vielfach geweigert haben, Redispatch-Verträge abzuschließen und Redispatch anzubieten, dient die gesetzlich geregelte Verpflichtung zu Redispatch-Maßnahmen und deren Vergütungsregelung der Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems und damit dem Gemeinwohl.

**3.1.2.2.** Dass Maßnahmen zum Redispatch und der entsprechenden Vergütung dem Grunde nach auch geeignet sind, mögliche Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu vermeiden oder zu beheben, liegt auf der Hand. Indem Kraftwerke vor dem Engpass gegen Vergütung

angewiesen werden, ihre Einspeisung zu drosseln, und Anlagen jenseits des Engpasses, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen, wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt.

Die Regelungen des § 13a EnWG zur Beschaffung und Vergütung von Redispatch sind auch erforderlich. Dabei ist zu berücksichtigen, dass dem Gesetzgeber bei wirtschaftsordnenden Maßnahmen, die den Freiheitsspielraum für die wirtschaftlich tätigen Individuen einengen, hinsichtlich der Auswahl und technischen Gestaltung dieser Maßnahmen ein weiter Bereich des Ermessens zusteht; nicht jeder einzelne Vorzug einer anderen Lösung gegenüber der vom Gesetzgeber gewählten muss schon zu deren Verfassungswidrigkeit führen. Die sachliche Gleichwertigkeit zur Zweckerreichung muss vielmehr bei dem als Alternative vorgeschlagenen geringeren Eingriff in jeder Hinsicht eindeutig feststehen (BVerfG, Beschluss v. 16.03.1971, 1 BvR 52/66, Rn. 73, juris). Vorliegend stehen keine alternativen Handlungsoptionen zur Verfügung, die bei gleicher Wirksamkeit gleich geeignet sind und die Grundrechte der Betroffenen weniger intensiv beschränken. Redispatch ist als marktbezogene Maßnahme gemäß § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG grundsätzlich erst nach netzbezogenen Maßnahmen anzuwenden, wie die Stufenregelung zeigt. Damit wird sichergestellt, dass netzbezogene Maßnahmen, die die Kraftwerksbetreiber nicht belasten, als milderes Mittel vorrangig zu bedienen sind. Notfallmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG beruhen nicht auf vertraglichen Vereinbarungen, sondern auf einem gesetzlichen Eingriffsrecht, stellen also kein milderes Mittel dar. Eine marktmäßige, wettbewerbsbezogene Ausgestaltung der Vergütung für Redispatch-Maßnahmen wäre nicht gleich geeignet, da ein Redispatch-Bedarf nur lokal auftritt und mithilfe der dort verfügbaren Kraftwerke durchgeführt werden muss. Für eine Redispatch-Maßnahme kommen daher in der Regel nur einzelne, in der Nähe des Netzengpasses gelegene Kraftwerke in Betracht. Es liegt nahe, dass hier kaum ein effizienter Markt entstehen kann. Darüber hinaus ist nicht fernliegend, dass bei einer pseudo-wettbewerblichen Ausgestaltung die Gefahr überhöhter Gebote sowie engpassprovozierender Kraftwerksfahrweise besteht (vgl. bereits Senat, Beschluss v. 28.04.2015, VI-3 Kart 313/12 [V], Rn. 106, juris). Ausschreibungen, die häufig mit einem Vorlauf von mehreren Tagen oder sogar Wochen erfolgen, wären schließlich nicht geeignet, einen kurzfristigen Bedarf zu decken.

Ein Kontrahierungszwang durch Verpflichtung zum Redispatch gegen eine „angemessene“, nicht näher konkretisierte Vergütung würde die Problematik, was unter einer angemessenen Vergütung zu verstehen ist, in das Missbrauchsverfahren verlagern

und zu einer Vielzahl von verwaltungsrechtlich nicht mehr in vernünftigen Zeitraum durchführbarer Missbrauchsverfahren führen. Im Übrigen würde eine derart offene Regelung auch eine erhebliche Unsicherheit bei den Netzbetreibern auslösen, was unter einer angemessenen Vergütung zu verstehen ist. Eine Preisregulierung stößt auf die gleichen Probleme wie die in § 13a geregelte „angemessene Vergütung“, da auch hier Vorgaben zur Regulierung gemacht werden müssten.

Der Einwand, die gesetzliche Regelung sei bereits deshalb nicht erforderlich, weil als milderer Mittel die Beschaffung von Redispatch gegen eine höhere Vergütung – nämlich einschließlich Zahlung der fixen Betriebskosten sowie der Kapitalkosten – in Betracht käme, stellt einen Zirkelschluss dar. Eine Redispatch-Maßnahme gegen eine höhere Vergütung ist zur Sicherung der Netzstabilität genauso geeignet ist wie eine geringer vergütete Redispatch-Maßnahme. So lange die in § 13a Abs. 2-4 EnWG gewährte Vergütung aus verfassungsrechtlicher Sicht ausreichend hoch bemessen ist, was wie nachfolgend dargelegt der Fall ist, ist der Eingriff auch erforderlich. Anderenfalls könnte man mit dem Argument, eine höher vergütete Indienstnahme wäre erforderlicher, da sie ein milderer Mittel darstelle, jedwede vergütete Indienstnahme für verfassungswidrig erklären. Denn jede Indienstnahme wird, wenn der Indienstgenommene hierfür eine bessere Bezahlung erhält, für diesen „milder“. Im Übrigen verkennt der Ansatz, dass die Vergütung eines Redispatch-Einsatzes mit Fixkosten- und Gewinnanteil möglicherweise diejenigen Kraftwerksbetreiber bevorteilt, die zum Redispatch-Einsatz herangezogen werden. Diese können ihr Kraftwerk im Falle des Redispatch ohne unternehmerische Anstrengung und unabhängig vom Wettbewerb gewinnbringend vermarkten. Eine Maßnahme, die eine zu hohe Vergütung vorsieht, wäre daher bereits nicht geeignet.

Auch eine kartellrechtliche Missbrauchskontrolle stellt kein milderer Mittel dar. Grund für die von der Bundesnetzagentur erlassene Redispatch-Festlegung vom 30.10.2012, BK 8-12-019, die der Senat mit Beschlüssen vom 28.04.2015 inter partes aufgehoben hat, war, dass sich Kraftwerksbetreiber weigerten, in erforderlichem Umfang am Redispatch teilzunehmen und zur Sicherstellung des erforderlichen Energiebedarfs eine zwangsweise Verpflichtung der Kraftwerksbetreiber erforderlich war. Ein freiwilliger Redispatch-Markt wäre daher bereits kein gleich geeignetes Mittel. Vielmehr ist es zur Sicherstellung der Energieversorgung erforderlich, den Redispatch-Einsatz über eine Indienstnahme zu regeln.

**3.1.2.3.** Die Verpflichtung zum Redispatch und die für den Redispatch-Einsatz gesetzlich vorgesehene Vergütung in § 13a Abs. 2–4 EnWG ist auch angemessen. Die Gesamtabwägung zwischen der Schwere des Eingriffs und dem Gewicht der ihn rechtfertigenden Gründe ergibt, dass die Regelungen über die Beschaffung und die Vergütung des Redispatches die Grenze der Zumutbarkeit wahren und die Betroffenen, auch unter Berücksichtigung der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts zu der Entschädigungspflicht für Indienstnahmen Privater, durch die Regelungen nicht unverhältnismäßig belastet sind.

**3.1.2.3.1.** Bei der Frage, ob die Indienstnahme als einzelfallbezogenes Sonderopfer aus verfassungsrechtlichen Gründen einen finanziellen Ausgleich erfordert und wie dieser auszugestaltet ist, ist nach der Sachnähe der „Indienstnahme-Tätigkeit“ zum Kern der unternehmerischen Betätigung zu differenzieren. Ein allgemeiner Rechtssatz des Inhalts, dass die Heranziehung zur Mithilfe bei der Erfüllung einer öffentlichen Aufgabe schon an sich, ohne Rücksicht auf ihre Ausgestaltung im einzelnen, einen Anspruch auf Entschädigung auslöst, ist dem Grundgesetz nicht zu entnehmen (BVerfG, Beschluss v. 16.03.1971, 1 BvR 52/66, Rn. 51, juris). Vielmehr ist eine Würdigung des Einzelfalls erforderlich. Wenn Indienstnahmen lediglich Tätigkeiten tangieren, die Nebenpflichten bei der unternehmerischen Betätigung betreffen, hat das Bundesverfassungsgericht einen finanziellen Ausgleich sogar regelmäßig für entbehrlich gehalten z.B. bei der Verpflichtung von Arbeitgebern, für ihre Arbeitnehmer die Kirchenlohnsteuer einzubehalten und abzuführen (BVerfG, Beschluss v. 17.02.1977, 1 BvR 33/76), der Verpflichtung der Banken zur Einbehaltung und Abführung der Kuponsteuer (BVerfG, Beschluss v. 29.11.1967, 1 BvR 175/66), der Verpflichtung zur Anbringung von Warnungen auf Tabakerzeugnissen (BVerfG, Beschluss v. 22.01.1997, 2 BvR 1915/91) und den Speicherungspflichten von Telekommunikationsverkehrsdaten durch private Dienstleister (BVerfG Urteil v. 02.03.2010, 1 BvR 256/08). Auch können solche Indienstnahmen privater Unternehmen gewisse „Rentabilitätsminderungen“ rechtfertigen. Die grundrechtlich garantierte Existenz oder Existenzfähigkeit der betroffenen Unternehmen darf jedoch nicht angetastet werden (BVerfG, Beschluss v. 16.03.1971, 1 BvR 52/66, Rn. 85 f, juris).

In Konstellationen, bei denen die Indienstnahme den Kern der unternehmerischen Hauptbetätigung und die auferlegte Verpflichtung letztlich deren Erbringung als solche betrifft, liegt demgegenüber ein einzelfallbezogenes Sonderopfer vor, das aus verfassungsrechtlichen Gründen der Zumutbarkeit eines finanziellen Ausgleichs bedarf. So

hat das Bundesverfassungsgericht unter anderem eine Vergütungspflicht für Pflichtverteidiger (BVerfG, Beschluss v. 24.11.2000, 2 BvR 813/99) und für die Vergütung bei Berufsvormundschaft durch einen Rechtsanwalt (BVerfG, Urteil vom 01.07.1980, 1 BvR 349/75) bejaht. Zur Begründung hat das Bundesverfassungsgericht ausgeführt, dem Charakter einer auf Erwerb gerichteten Beschäftigung als grundrechtliche Gewährleistung stünde es diametral entgegen, wenn die Ausrichtung auf einen Erwerb auf Grund eines staatlichen Hoheitsaktes vollständig aufgehoben würde. Dies bedeutet indes umgekehrt nicht, dass der Staat bei seiner Indienstnahme für öffentliche Aufgaben eine Vergütung vorsehen muss, die der auf dem freien Markt für vergleichbare Leistungen erzielbaren Vergütung entspricht (BVerfG, Beschluss v. 29.11.2005, 1 BvR 2035/05, Rn. 17, juris).

**3.1.2.3.2.** Die Heranziehung der Energieanlagen für Redispatch stellt unter Berücksichtigung dieser Rechtsprechung zwar ein aus verfassungsrechtlichen Gründen auszugleichendes Sonderopfer dar. Die in § 13a Abs. 2-4 EnWG vorgesehene Vergütung ist indes ausreichend hoch bemessen und wahrt die Zumutbarkeit des Eingriffs in die Berufsausübungsfreiheit der Kraftwerksbetreiber.

Der erzwungene Redispatch-Einsatz berührt den Kern der unternehmerischen Hauptbetätigung. Aufgrund der netztopologischen lokalen Gegebenheiten werden für Redispatch regelmäßig 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. Dies rechtfertigt es grundsätzlich, für die Zumutbarkeit des Eingriffs eine finanzielle Entschädigung zu verlangen.

Ein den Eingriff in die Berufsausübung rechtfertigender, verfassungsrechtlich angemessener Ausgleich verlangt jedoch weder die Zahlung eines Gewinnanteils, noch die Erstattung sämtlicher Fix- und Kapitalkosten. Zwar schützt Art. 12 GG den Grundrechtsträger auch davor, dass ihm durch staatliche Regelung eine unangemessen niedrige Vergütung zugemutet wird. Dies bedeutet jedoch nicht, dass der Staat bei der Indienstnahme Privater für öffentliche Aufgaben, wie etwa für Sachverständigentätigkeit, eine Vergütung in der auf dem freien Markt für vergleichbare Leistungen erzielbaren Höhe vorzusehen hätte. Insbesondere muss sich der Gesetzgeber nicht an den Einkünften von Spitzenverdienern orientieren (BVerfG, Nichtannahmebeschluss v. 29.11.2005, 1 BvR 2035/05, Rn. 17, juris). Als grundsätzlich nicht zu beanstanden

sieht es das Bundesverfassungsgericht daher auch, wenn der Gesetzgeber vom Vergütungs- zum Entschädigungsprinzip geht und die Entschädigungssätze in manchen Fällen hinter den Stundensätzen eines Privatgutachtens erheblich zurückbleiben (BVerfG, Beschluss v. 12.12.1992, 1 BvL 21/88, Rn. 22, juris). Auch hat das Bundesverfassungsgericht zu dem Vergütungsanspruch des Pflichtverteidigers aus § 97 BRAGO, der erheblich unter den als angemessen geltenden Rahmengebühren des Wahlverteidigers liegt, ausgeführt, dass der Gesetzgeber diesen im Hinblick auf seine umfassende Inanspruchnahme für Aufgaben, deren ordentliche Wahrnehmung im öffentlichen Interesse liegt, zwar honoriere, die Begrenzung des Vergütungsanspruchs indes durch einen vom Gesetzgeber im Sinne des Gemeinwohls vorgenommenen Interessenausgleich, der auch das Interesse an einer Einschränkung des Kostenrisikos berücksichtige, gerechtfertigt sei, sofern die Grenze der Zumutbarkeit noch gewahrt sei (BVerfG, Beschluss v. 06.11.1984, 2 BvL 16/83, Rn. 42 f, juris). Das Bundesverfassungsgericht geht in seinen Entscheidungen zu Artikel 12 GG daher gerade nicht davon aus, dass der Pflichtverteidiger grundsätzlich wie ein Wahlverteidiger und damit marktgerecht vergütet werden müsse. Sinn sei es nicht, dem Indienstgenommenen zu seinem eigenen Nutzen und Vorteil eine zusätzliche Gelegenheit beruflicher Betätigung zu verschaffen. Vielmehr bestehe der Zweck ausschließlich darin, im öffentlichen Interesse Aufgaben zu erfüllen, z.B. im Fall des Pflichtverteidigers dafür zu sorgen, dass der Beschuldigte in schwerwiegenden Fällen (§ 140 StPO) rechtskundigen Beistand erhalte und der ordnungsgemäße Verfahrensablauf gewährleistet werde (BVerfGE a.a.O.).

Auch der Anlagenbetreiber wird im Rahmen der Indienstnahme im öffentlichen Interesse tätig und sorgt mit Hilfe seines Kraftwerkseinsatzes bei Redispatch-Maßnahmen für die stabile und sichere Aufrechterhaltung der Elektrizitätsversorgung in Deutschland. Der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems kommt ein hoher Verfassungsrang zu. Das Bundesverfassungsgericht hat schon mehrfach die Versorgungssicherheit als ein von der jeweiligen Politik des Gemeinwesens unabhängiges "absolutes" Gemeinschaftsgut bezeichnet und ausgeführt, die ständige Verfügbarkeit ausreichender Energiemengen stelle eine entscheidende Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit der gesamten Wirtschaft dar und sei eine Leistung, deren der Bürger zur Sicherung einer menschenwürdigen Existenz unumgänglich, bedürfe (BVerfG, Beschluss v. 16.03.1971, 1 BvR 52/66, Rn. 82, juris). Es erkennt die Sicher-

stellung der Energieversorgung durch geeignete Maßnahmen als eine öffentliche Aufgabe von größter Bedeutung an (BVerfG, Beschluss v. 20.03.1984, 1 BvL 28/82, Rn. 37, juris; Urteil v. 17.12.2013, 1 BvR 3139/08, Rn. 286, juris). Ein Kraftwerk hat daher auch wegen seines Beitrags zur Energieversorgung grundsätzlich einen besonderen sozialen Bezug (BVerfG, Urteil v. 06.12.2016, 1 BvR 2821/11, 1 BvR 321/12, 1 BvR 1456/12, Rn. 297, juris). Diesem schwerwiegenden Gemeinwohlinteresse stehen die Interessen der Kraftwerksbetreiber gegenüber, ihre Erwerbstätigkeit frei, selbstbestimmt und wie ihre nicht zum Redispatch herangezogenen Wettbewerber entsprechend der am Strommarkt herrschenden Bedingungen auszuüben. Im Rahmen des im Sinne des Gemeinwohls vorzunehmenden Interessenausgleichs hat der Gesetzgeber zudem auch das Interesse der Netzkunden zu berücksichtigen, die Kosten für Redispatch nicht ausufern zu lassen und so auch eine den Zielen des § 1 EnWG entsprechende möglichst preisgünstige Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zu ermöglichen. Bei der Beurteilung der angemessenen Vergütungshöhe ist außerdem zu beachten, dass ein Kraftwerksbetreiber Redispatch in der Regel ohne Weiteres aus dem laufenden Betrieb erbringen kann. Bei einem Redispatch-Einsatz wird die Einspeisung von Wirkleistung abgerufen, die der Kraftwerksbetreiber auch im Rahmen seiner üblichen Tätigkeit auf dem Energy-Only-Market absetzt. Die Indienstnahme des Redispatches ist daher an seiner gewöhnlichen Tätigkeit ausgerichtet und aus diesem Grunde nicht unzumutbar. Auch wird der wirtschaftliche Wert der Kraftwerksleistung durch den Redispatch-Einsatz nicht wesentlich berührt. Die Kraftwerksbetreiber können in den weit überwiegenden Fällen weiterhin Strommarktgeschäfte eingehen und durch Veräußerung von in ihren Anlagen produzierter Elektrizität Fix- und Kapitalkosten vereinnahmen. Beachtlich ist zudem, dass Redispatch-Maßnahmen einer Teilnahme am Elektrizitätsmarkt immanent sind. Entschließt sich ein Kraftwerksbetreiber zu einer wirtschaftlichen Tätigkeit in diesem Bereich, muss er mit staatlichen Maßnahmen rechnen, die seine Tätigkeit wirtschaftlich belasten (BVerfG, Beschluss v. 16.03.1971, 1 BvR 52/66, juris).

Die vom Gesetzgeber gewählte, in Ziff. II. 2. des Beschlusses näher dargelegte Vergütung wahrt die zuvor genannten Interessen der Kraftwerksbetreiber, der Netzkunden und der Übertragungsnetzbetreiber und führt zu einem angemessenen Ausgleich der im Rahmen des Redispatches erbrachten Leistungen, indem sie sämtliche Auslagen und Aufwendungen vergütet und die Erstattung eines Fixkostenanteils sichert. Eine die widerstreitenden Interessen berücksichtigende, angemessene Vergütung erfordert

keine marktgerechte Vergütung. Unabhängig davon, dass die Kraftwerksbetreiber häufig ihre Kraftwerke bereits dann einsetzen, wenn allein die Grenzkosten erwirtschaftet werden und sie „im Geld“ sind, soll den Kraftwerksbetreibern durch den Kraftwerkseinsatz im Rahmen der Indienstrahmung keine zusätzliche berufliche Einnahmequelle und Erwerbsmöglichkeit zu Lasten einer preisgünstigen Energieversorgung verschafft werden.

Die in § 13a EnWG normierte Vergütung wahrt auch die aus dem Kartellrecht resultierenden Grenzen an eine angemessene Vergütung. Eine Erstattung sämtlicher Fix- und Kapitalkosten von angeforderten Erzeugungsanlagen könnte zu einer nicht unerheblichen Verzerrung des Strommarktes führen und ist daher zu vermeiden (BT-Drs. 18/7317, S. 87). Das Bundeskartellamt hat schriftsätzlich ausgeführt, dass die Beteiligten bei Anwendung einer Vergütungsregelung, die zu einer Besserstellung des Anlagenbetreibers im Verhältnis zu seiner normalen Tätigkeit am Markt führen würde, einen Verstoß gegen Art. 101 AEUV begehen würde. Dabei unterstellt das Bundeskartellamt, dass der Einsatz einer Erzeugungsanlage für einen Betreiber in der Regel immer dann wirtschaftlich sinnvoll ist, wenn der an der Strombörse erzielbare Erlös über den variablen Kosten der Erzeugung (Grenzkosten der Erzeugung) liegt.

Eine Nicht-Berücksichtigung von Fixkosten und einem Gewinnanteil ist auch im Hinblick auf den Gleichheitsgrundsatz geboten. Berufsausübungsregelungen können nicht nur dann verfassungswidrig sein, wenn sie in ihrer generellen Wirkung auf die betroffene Berufsgruppe den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit verletzen. Sie müssen auch die Ungleichheiten berücksichtigen, die typischerweise innerhalb des Berufes bestehen, dessen Ausübung geregelt wird. Werden durch eine Berufsausübungsregelung, die im ganzen verfassungsrechtlich nicht zu beanstanden ist, innerhalb der betroffenen Berufsgruppe nicht nur einzelne, aus dem Rahmen fallende Sonderfälle, sondern bestimmte, wenn auch zahlenmäßig begrenzte Gruppen typischer Fälle ohne zureichende sachliche Gründe wesentlich stärker belastet, dann kann nicht nur eine Wettbewerbsverzerrung eintreten, sondern auch Art. 12 Abs. 1 GG in Verbindung mit Art. 3 Abs. 1 GG verletzt sein. Erhielten die Kraftwerksbetreiber für ihren Redispatch-Einsatz eine Erstattung sämtlicher Fix- und Kapitalkosten, wäre ein Kraftwerksbetreiber, der in großem Umfang am Redispatch teilnimmt, wirtschaftlich und wettbewerblich gegenüber demjenigen Kraftwerksbetreiber bevorteilt, der aufgrund der Lage seines Kraftwerks und für ihn unbeeinflussbar nicht zum Redispatch herangezogen wird. Erst-

genannter erhalte durch den Redispatch-Einsatz eine zusätzliche, sichere Einnahmequelle ohne jedwedes unternehmerisches Risiko während Letztgenannter darauf angewiesen wäre, seine Fix- und Kapitalkosten unter Wettbewerbsbedingungen an der Strombörse zu realisieren und das volle unternehmerische Risiko zu tragen hätte. Art. 12 GG verleiht aber gerade keinen Anspruch auf Erfolg am Wettbewerb und die Sicherung der Erwerbsmöglichkeit (BVerfG, Beschluss v. 08.05.2007, 1 BvR 193/05, Rn. 18, juris).

Da ein Einsatz des Kraftwerks stets nur zu Grenzkosten nicht kostendeckend und daher auch nicht wirtschaftlich sinnvoll ist, ist zu unterstellen, dass kein Kraftwerksbetreiber seine Anlage dauerhaft nur zu Grenzkosten einsetzt, sondern eine Mischkalkulation vornehmen wird, die dauerhaft zumindest auch seine Fixkosten sichert. Die Erstattung nur des im Gesetz vorgesehenen Werteverbrauchs als Fixkostenanteil wahrt daher insgesamt auch unter kartellrechtlichen Erwägungen die Mindestanforderungen aber auch Grenzen an eine angemessenen Vergütung.

**3.1.2.3.3.** Der Einwand, die in Abs. 2 S. 2 genannten Eckpfeiler des § 13a währten nicht das Schlechterstellungsverbot, weil der auf den Redispatch entfallende Werteverbrauch die spätere im Marktbetrieb mögliche Nutzung der Anlage, deren Kraftwerksanlagen auf bestimmte Stunden angelegt seien, reduziere, ist zurückzuweisen. Entgangene, nachgewiesene Erlösmöglichkeiten, mit denen der Anlagenbetreiber seine Kapital- und Fixkosten erwirtschaftet, werden über Abs. 2 Nr. 3 erstattet. Hat der Anlagenbetreiber keine Erlösmöglichkeiten, kann er auch ohne Redispatch seine weitergehenden Fix- und Kapitalkosten nicht verdienen. Die Betrachtung der Beschwerdeführerin unterstellt, dass sie zukünftig ihr Kraftwerk kosten- und erlösdeckend einsetzen kann. Die Beschwerdeführerin fordert eine Kompensation für künftig völlig ungewisse Vermarktungsmöglichkeiten, deren Eintritt nicht fest steht. Der bloß vermeintliche Verlust von kostendeckender Einsatzzeit in ferner Zukunft kann aber – gerade auch im Hinblick auf die vorherigen Erwägungen zu Art. 3 GG - kein ausreichender Anknüpfungspunkt für eine Kosten- und Kapitalerstattung im Rahmen einer Indienstnahme sein.

**3.2.** Die Regelungen in § 13a EnWG über die Beschaffung und Vergütung von Redispatch verstoßen auch nicht gegen Art. 14 GG.

Die Heranziehung zu Redispatch-Maßnahmen und deren Vergütung betrifft den Schutzbereich des Art. 14 GG. Die Eigentumsgarantie aus Art. 14 GG schützt nicht

nur den Besitz der Eigentumsgegenstände, sondern auch deren „Gebrauchmachen“. Die Verfassungsvorschrift gewährleistet damit das Recht, eine eigentumsfähige Position zu besitzen, zu nutzen, zu verwalten, zu verbrauchen oder darüber zu verfügen (Papier/Shirvani in: Maunz/Dürig, Grundgesetz-Kommentar, 90. EL, Art. 14, Rn. 146). Die einträglichste Nutzung des Eigentums schützt das Eigentumsgrundrecht indes nicht. Auch gewährt dieses Grundrecht keinen Anspruch auf höchstmögliche Rendite oder Gewinnoptimierung (Papier/Shirvani in: Maunz/Dürig, Grundgesetz-Kommentar, 90. EL, Art. 14, Rn. 146). Die Verpflichtung zur Vornahme von Redispatch-Maßnahmen stellt eine Einschränkung der Nutzungsmöglichkeit des Eigentums an den Kraftwerksanlagen und damit einen Eingriff in den Schutzbereich des Art. 14 GG dar.

Dieser ist jedoch gerechtfertigt. Die konkrete Reichweite des Schutzes durch die Eigentumsgarantie ergibt sich erst aus der Bestimmung von Inhalt und Schranken des Eigentums, die nach Art. 14 Abs. 1 S. 2 GG Sache des Gesetzgebers ist. Der Gesetzgeber, der Inhalt und Schranken der als Eigentum grundrechtlich geschützten Rechtspositionen bestimmt, hat dabei sowohl der grundgesetzlichen Anerkennung des Privateigentums durch Art. 14 Abs. 1 S. 1 GG als auch der Sozialpflichtigkeit des Eigentums (Art. 14 Abs. 2 GG) Rechnung zu tragen. Das Wohl der Allgemeinheit, an dem sich der Gesetzgeber hierbei zu orientieren hat, ist nicht nur Grund, sondern auch Grenze für die Beschränkung der Eigentümerbefugnisse. Der Gesetzgeber hat die schutzwürdigen Interessen des Eigentümers und die Belange des Gemeinwohls in einen gerechten Ausgleich und in ein ausgewogenes Verhältnis zu bringen und sich dabei im Einklang mit allen anderen Verfassungsnormen zu halten. Insbesondere muss jede Inhalts- und Schrankenbestimmung den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit beachten (BVerfG, Urteil v. 06.12.2016, 1 BvR 2821/11, Rn. 268, juris). Die Gestaltungsfreiheit des Gesetzgebers ist umso größer, je stärker der soziale Bezug des Eigentumsobjekts ist; hierfür sind dessen Eigenart und Funktion von entscheidender Bedeutung. Begrenzungen der Eigentümerbefugnisse sind in diesem Rahmen als Ausfluss der Sozialgebundenheit des Eigentums (Art. 14 Abs. 2 GG) grundsätzlich entschädigungslos hinzunehmen (BVerfG, Beschluss v. 02.03.1999, 1 BvL 7/91, Rn. 77, juris).

Die angegriffenen Bestimmungen des § 13a EnWG genügen den Anforderungen an eine Inhalts- und Schrankenbestimmung des Eigentums nach Art. 14 Abs. 1 S. 2 GG. Denn die Gestaltung von Inhalt und Schranken ist verhältnismäßig. Wegen des Zwecks, der Geeignetheit und der Erforderlichkeit kann auf die Ausführungen zu Art. 12 GG Bezug genommen werden. Die Regelung ist auch verhältnismäßig im engeren

Sinne. Bei Kraftwerken und damit in Zusammenhang stehenden Eigentumsrechtspositionen handelt es sich um Eigentum mit einem besonders ausgeprägten sozialen Bezug (BVerfG, Urteil v. 06.12.2016, 1 BvR 2821/11, Rn. 219, juris). Angesichts des hohen Ranges der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung für die Versorgungssicherheit der Gesamtbevölkerung muss der Kraftwerksbetreiber es hinnehmen, dass ihm jedenfalls zeitweise eine eigene Nutzungsmöglichkeit verwehrt wird. Zur Wahrung der Verhältnismäßigkeit sowie auch zur Wiederherstellung der Zumutbarkeit einer gleichheitswidrigen Belastung ist es nicht erforderlich, den Kraftwerksbetreiber so zu stellen, als wäre seine Eigentumsposition überhaupt nicht beeinträchtigt. Der Ausgleich braucht vielmehr nur das zur Herstellung der Angemessenheit erforderliche Maß zu erreichen, das nicht zwingend dem vollen Wertersatz entsprechen muss (BVerfG, Urteil v. 06.12.2016, 1 BvR 2821/11, Rn. 404, juris). Diese Voraussetzung erfüllen die Regelungen des § 13a EnWG, die dem zu Redispatch herangezogenen Kraftwerksbetreiber einen Ausgleich verschaffen, der die Interessen aller Kraftwerksbetreiber, die Sozialbindung des Eigentums und wettbewerbsrechtliche sowie kartellrechtliche Erfordernisse an die Vergütung in einen angemessenen Ausgleich bringen. Insoweit wird auf die diesbezüglichen Erwägungen zu Art. 12 GG Bezug genommen. Die Auszahlung eines Gewinns oder die Erstattung auch der Fixkosten ist zur Herstellung der Verfassungsmäßigkeit gemäß Art. 14 GG nicht geboten, denn Art. 14 GG schützt gerade nicht die Rentabilität eines Unternehmens.

**3.3.** Die angegriffene Vergütungsregelung in § 13a EnWG ist auch mit Art. 3 GG vereinbar.

**3.3.1.** Die Vergütungsregelungen in § 13a Abs. 2-4 EnWG behandeln die Kraftwerksbetreiber gegenüber Netzbetreibern nicht ohne sachlichen Grund ungleich.

Zwar erhalten Übertragungsnetzbetreiber ein reguliertes Entgelt für den Netzbetrieb, das Vollkosten einschließlich einer Kapitalverzinsung erstattet, §§ 21, 21a EnWG, §§ 4 ff StromNEV, § 6 Abs. 1 ARegV, wohingegen Kraftwerksbetreiber im Rahmen ihres Redispatch-Einsatzes keine Fix- und Kapitalkostendeckung (mit Ausnahme des Werteverbrauchs) erlangen. Eine gegen Art. 3 GG verstoßende Ungleichbehandlung ist hierin jedoch nicht zu sehen. Es fehlt bereits an einer Vergleichbarkeit der beiden Gruppen. Übertragungsnetzbetreiber sind nach § 11 Abs. 1, 20 Abs. 3 S. 1 EnWG verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz

diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, verstärken und aufzubauen. Die Netzentgelte, die Netzbetreiber für ihre Leistungen erhalten, sind streng reguliert. Andere Einnahmen als die Netzentgelte haben die Netzbetreiber nicht. Demgegenüber investieren Kraftwerksbetreiber freiwillig in ihre Anlagen und können auch die Preise, zu denen sie ihren Strom an den Börsen anbieten wollen, frei bestimmen. Sie sind wettbewerbsfähig und frei am Markt tätig. Die Heranziehung zu Redispatch-Maßnahmen erfolgt immer nur anteilig. Den überwiegenden Anteil ihrer Anlagenleistung können Kraftwerksbetreiber weiterhin am Markt anbieten und haben so auch die Möglichkeit, Gewinne und sämtliche Kosten zu erzielen. Auch der Senat hat in seiner Entscheidung vom 28.04.2015 klargestellt, dass der Kostenersatz für den Kraftwerksbetreiber gerade nicht nach den Regeln der StromNEV und somit gleichlaufend zum Netzentgelt der Übertragungsnetzbetreiber erfolgen müsse.

**3.3.2.** Kraftwerksbetreiber, die in hohem Umfang zum Redispatch herangezogen werden, werden durch § 13a EnWG auch nicht verfassungswidrig ungleich gegenüber solchen Kraftwerksbetreibern behandelt, die nur in geringem Umfang Redispatch-Einsätze leisten müssen oder überhaupt nicht zum Redispatch herangezogen werden. Es gibt zunächst sachliche Gründe für die unterschiedliche Heranziehung zum Redispatch, wie z.B. die Merit Order oder die netztopologische und geografische Lage des Kraftwerks. Die in § 13a EnWG geregelte Vergütung für den Redispatch-Einsatz stellt eine gleiche Belastung der beiden Kraftwerksgruppen sicher, indem sie vergleichbare Wettbewerbsmöglichkeiten auf dem Strommarkt schafft. Eine darüber hinausgehende, die gesamten Fixkosten und die Kapitalkosten ausgleichende Kompensation für das „Sonderopfer“ ist im Hinblick auf die unter Ziff. 3.2.2.3.2. ausgeführten Erwägungen nicht geboten.

**3.3.3.** Es greift nicht in Art. 3 GG ein, dass der Gesetzgeber kurativen Redispatch und Regelenergie anders vergütet als Redispatch-Maßnahmen. Es handelt sich insoweit um unterschiedliche Systemdienstleistungen, so dass bereits nicht wesentlich Gleiches ungleich behandelt wird. Netztechnische Betriebsmittel im Sinne des § 11 Abs. 3 EnWG werden ausschließlich für netzbezogene Maßnahmen vorgehalten. Weder ihre Leistung, noch ihre Arbeit wird auf den Strommärkten veräußert, § 11 Abs. 3 S. 7 EnWG. Sie haben ausschließlich eine netzdienliche Funktion. Kraftwerke können demgegenüber Elektrizität am Markt veräußern. Dies rechtfertigt eine unterschiedliche Vergütung.

Auch Redispatch und Regelenergie weisen Unterschiede auf und sind nicht gleich zu behandeln. Grund für einen Redispatch-Eingriff ist eine kurzfristig (einige Stunden) vorhersehbare Schieflage zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch elektrischer Energie. Verhindert werden soll die Überlastung bestimmter Leitungsstrecken. Regelenergiebedarf (Primär, Sekundär, Minutenreserve) hat hingegen schon eine andere Ursache. Bei der Regelenergie soll sehr kurzfristige Abweichungen ausgeglichen werden, zum Beispiel ein Frequenzabfall – dessen Ursache man nicht vorhersehen kann. Die Regelung erfolgt nach dem Ereignis. Im Gegensatz dazu wird bei einem Redispatch vor dem Ereignis (=Überlastung) reagiert.

**3.4.** § 13a EnWG ist schließlich auch nicht wegen Verstoßes gegen das im Rechtsstaatsprinzip verankerte Verbot der Rückwirkung verfassungswidrig.

**3.4.1.** Das Rechtsstaatsprinzip und die Grundrechte begrenzen die Befugnis des Gesetzgebers, Rechtsänderungen vorzunehmen, die an Sachverhalte der Vergangenheit anknüpfen (BVerfG, Beschluss v. 21.07.2010, 1 BvL 11/06, Rn. 75, juris). Dabei findet das Rückwirkungsverbot seinen Grund im Vertrauensschutz. Die Herleitung von Schranken aus dem Gedanken des Vertrauensschutzes bedingt, dass solche Gesetze, deren Inhalt mangels Vertrauens bzw. mangels Schutzwürdigkeit des Vertrauens nicht zur Grundlage von Entscheidungen und Dispositionen des Bürgers werden können, auch bei rückwirkender Änderung der Entscheidung des Gesetzgebers offenstehen. Rechtsstaatliche Grenzen der Rückwirkung gibt es deshalb nur bei der Änderung von Gesetzen, die generell geeignet sind, Entscheidungen und Dispositionen des Bürgers herbeizuführen oder wenigstens zu beeinflussen; andernfalls liegt kein schutzwürdiges Vertrauen vor (Grzeszick in: Maunz/Dürig, Grundgesetz-Kommentar, 90. EL, Art. 20 VII., Rn. 74)

Zur Frage, ob und wie weit ein Vertrauen in eine bestehende Gesetzeslage gegenüber Verschlechterungen schutzwürdig und die angeordnete Rückwirkung verfassungswidrig ist, unterscheidet das Bundesverfassungsgericht zwischen Gesetzen mit einer unechten Rückwirkung und solchen mit einer echten Rückwirkung. Eine echte Rückwirkung liegt vor, wenn ein Gesetz nachträglich in abgewickelte, der Vergangenheit angehörende Tatbestände eingreift („Rückbewirkung von Rechtsfolgen“) (BVerfG, Beschluss v. 18.02.2009, 1 BvR 3076/08, Rn. 66, juris; Beschluss v. 17.12.2013, 1 BvL 5/08, Rn. 41, juris). Dies ist insbesondere der Fall, wenn seine Rechtsfolge mit belastender Wirkung schon vor dem Zeitpunkt der Verkündung für bereits abgeschlossene

Tatbestände gelten soll. Erst mit der Verkündung ist eine Norm rechtlich existent. Bis zu diesem Zeitpunkt, zumindest aber bis zum endgültigen Gesetzesbeschluss, müssen von einem Gesetz Betroffene grundsätzlich darauf vertrauen können, dass ihre auf geltendes Recht gegründete Rechtsposition nicht durch eine zeitlich rückwirkende Änderung der gesetzlichen Rechtsfolgenanordnung nachteilig verändert wird (BVerfG, Beschluss v. 10.10.2012, 1 BvL 6/07, Rn. 59 f, juris). Aus Gründen der Rechtssicherheit und des Vertrauensschutzes sind echt rückwirkende belastende Gesetze grundsätzlich unzulässig. Der Grundsatz der Unzulässigkeit echter Rückwirkung gilt jedoch ausnahmsweise nicht, wenn die Betroffenen mit einer Änderung einer unklaren und verworrenen Rechtslage rechnen mussten, oder wenn das bisherige Recht derart unklar und verworren war, dass eine Klärung erwartet werden musste und eine Neuregelung anstand (BVerfG, Beschluss v. 18.02.2009, 1 BvR 3076/08, Rn. 66, juris; Grzeszick in: Maunz/Dürig, Grundgesetz-Kommentar, 90. EL, Art. 20 VII., Rn. 86).

Eine unechte Rückwirkung liegt dagegen dann vor, wenn eine Norm auf gegenwärtige, noch nicht abgeschlossene Sachverhalte und Rechtsbeziehungen für die Zukunft einwirkt und damit zugleich die betroffene Rechtsposition entwertet, so wenn belastende Rechtsfolgen einer Norm erst nach ihrer Verkündung eintreten, tatbestandlich aber von einem bereits ins Werk gesetzten Sachverhalt ausgelöst werden ("tatbestandliche Rückanknüpfung") (BVerfG, Beschluss v. 15.10.1996, 1 BvL 44/92, Rn. 109, juris; Beschluss v. 18.02.2009, 1 BvR 3076/08, Rn. 65, juris). Sie ist verfassungsrechtlich grundsätzlich zulässig. Jedoch können sich aus dem Grundsatz des Vertrauensschutzes und dem Verhältnismäßigkeitsprinzip Grenzen der Zulässigkeit ergeben. Dies ist dann der Fall, wenn die Änderung zur Erreichung eines Gesetzeszwecks nicht geeignet oder nicht erforderlich ist oder wenn Bestandsinteressen der Betroffenen die Veränderungsgründe des Gesetzgebers überwiegen (BVerfG, Beschluss v. 15.10.1996, 1 BvL 44/92, Rn. 109, juris; Beschluss v. 18.02.2009, 1 BvR 3076/08, Rn. 65, juris). Bei der Beurteilung der Geeignetheit und der Erforderlichkeit kommt dem Gesetz- oder Satzungsgeber eine Einschätzungsprärogative zu, die nur überschritten ist, wenn Erwägungen nicht schlüssig sind und deswegen offensichtlich keine Grundlage für eine angegriffene Maßnahme sein können (BVerfG, Nichtannahmebeschluss v. 17.12.2012, 1 BvR 488/10, Rn. 28, juris).

**3.4.2.** In der in § 13a Abs. 5 EnWG geregelten rückwirkenden Anordnung der Vergütungsvorschriften für Redispatch-Maßnahmen zum 01.01.2013 aufgrund der ab dem

30.07.2016 in Kraft getretenen Regelung des § 13a Abs. 2-4 EnWG ist keine Verletzung des in Art. 2 Abs. 1 in Verbindung mit Art. 20 Abs. 3 GG verankerten Rückwirkungsverbots zu sehen. § 13a Abs. 5 EnWG sieht vor, dass die Regelungen über die Vergütung in den Absätzen 2 bis 4 ab dem 01.01.2013 anzuwenden sind, wobei eine Anwendung in dem Zeitraum vom 01.01.2013 bis zum 30.04.2015 nur erfolgen soll, wenn und soweit die Betreiber von Erzeugungsanlagen dadurch nicht schlechter stehen, als sie durch die tatsächlich von den Betreibern von Übertragungsnetzen in diesem Zeitraum gezahlte jeweilige Vergütung stünden. Der Stichtag 30.04.2015 stellt auf den Erlass der Entscheidung des Senats vom 28.04.2015 ab, mit der der Senat die Redispatch-Festlegung der BNetzA aufgehoben hat (BT-Drs. 18/7317, S. 88).

**3.4.2.1.** Soweit § 13a Abs. 5 EnWG die Anwendung der erst im Juli 2016 neu eingeführten Vergütungsregelung für den Zeitraum vom 01.01.2013 bis zum 30.04.2015 erfasst und in abgeschlossene Sachverhalte eingreift, ist das Rückwirkungsverbot nicht anwendbar. Das Verbot rückwirkender Gesetze gilt nur für belastende, nicht jedoch für begünstigende Gesetze (BVerfG, Beschluss v. 07.02.1968, 1 BvR 628/66, Rn. 25, juris; Grzeszick in: Maunz/Dürig, Grundgesetz-Kommentar, 90. EL, Art. 20 VII., Rn. 75). Belastend ist ein Gesetz dann, wenn es die bestehende Rechtsposition des Betroffenen verschlechtert. Wann ein Gesetzgebungsakt belastend bzw. wann er begünstigend wirkt, ist dabei im Einzelfall auf Grund des Gesetzesinhalts zu ermitteln (Grzeszick in: Maunz/Dürig, Grundgesetz-Kommentar, 90. EL, Art. 20 VII., Rn. 75). Für den Zeitraum vom 01.01.2013 bis zum 30.04.2015 ist in dem Gesetz ausdrücklich ein Schlechterstellungsverbot implementiert, wonach § 13a Abs. 2-4 EnWG n.F. nur anwendbar sein soll, wenn die Betreiber von Erzeugungsanlagen dadurch nicht schlechter stehen, als sie durch die tatsächlich von den Betreibern gezahlte Vergütung in diesem Zeitraum stehen würden.

Dem kann nicht erfolgreich entgegengehalten werden, der Senat habe die Festlegung der Bundesnetzagentur vom 30.10.2012 (BK8-12-019, nachfolgend „Redispatch-Festlegung I“) rückwirkend aufgehoben und die damit allein einschlägige „angemessene Vergütung“ in § 13a EnWG a.F. hätte bei verfassungskonformer Auslegung auch einen Anspruch auf die Erstattung sämtlicher Fixkosten und eines Kapitalanteils erfasst. Die den Anlagenbetreibern bekannte Rechtslage, auf die sie vertrauten, wurde durch § 13a EnWG a.F. sowie die diesen näher ausgestaltete Vergütungsregelung in der Redispatch-Festlegung I konkretisiert. Diese sah aber keine günstigere Vergütungsregelung vor als die Neuregelung des Gesetzgebers in § 13a Abs. 2-4 EnWG. Vielmehr

erhielten die Betreiber von Erzeugungsanlagen für einen Redispatch-Einsatz im Kern lediglich einen Ersatz der Erzeugungsauslagen. Opportunitätskosten, wie etwa entgangene Gewinnmöglichkeiten sowie ein Werteverbrauch der Anlage, waren in der Regel nicht ersatzfähig. Nach der vorgesehenen Neuregelung erhalten die Erzeuger neben den Erzeugungsauslagen den Werteverbrauch der Anlage für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung sowie die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten und werden damit finanziell besser gestellt. Von dieser Ausgestaltung der gesetzlichen Vergütung ist auch der Gesetzgeber ausgegangen (BT-Drs. 18/7317), indem er ausführt:

*„Bis zur Entscheidung des OLG Düsseldorf erhielten die Betreiber von Erzeugungsanlagen im Rahmen des Redispatch auf Basis der Festlegung der BNetzA im Kern lediglich einen Ersatz der Erzeugungsauslagen. Insbesondere Opportunitätskosten, wie etwa entgangene Gewinnmöglichkeiten sowie ein Werteverbrauch der Anlage, waren in der Regel nicht ersatzfähig. Nach der vorgesehenen Neuregelung erhalten die Erzeuger neben den Erzeugungsauslagen den Werteverbrauch der Anlage für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung sowie die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten.“*

Gesetze, deren Inhalt mangels Vertrauens bzw. mangels Schutzwürdigkeit des Vertrauens nicht zur Grundlage von Entscheidungen und Dispositionen des Bürgers werden können, stehen auch bei rückwirkender Änderung der Entscheidung des Gesetzgebers offen (Grzeszick in: Maunz/Dürig, 90. EL, Art. 20 VII., Rn. 74). Die Anlagenbetreiber haben angesichts der Redispatch-Festlegung I nicht auf eine höhere Vergütung als die dort geregelte vertraut und konnten selbst in Kenntnis der Gerichtsverfahren vor dem Senat kein schutzwürdiges Vertrauen dahingehend entwickeln, eine angemessene Vergütung sei eine Erstattung auf Vollkostenbasis. Ein Vertrauen auf einen höheren Vergütungsanspruch bestand danach vor dem 30.04.2015 nicht. Die Beschwerdeführerin bezweckt mit ihrer Forderung unter Berufung auf das Rückwirkungsverbot vielmehr eine Besserstellung gegenüber der Altregelung, auf die sie zu keinem Zeitpunkt vertraut hat.

Die Begründung eines Verfassungsverstoßes der Norm mit dem Einwand, nicht erfasst seien von dem Schlechterstellungsverbot bereits entstandene, fällige und noch nicht verjährte Vergütungsansprüche, auf die die Übertragungsnetzbetreiber noch keine Zahlungen geleistet hätten, überzeugt ebenfalls nicht. Der Kraftwerksbetreiber, der

noch keine Vergütung erhalten hat, hat den Redispatch-Einsatz ebenfalls nicht in der Erwartung vorgenommen, eine Erstattung auf Vollkostenbasis zu erhalten. Ein schutzwürdiges Vertrauen auf eine höhere Vergütung ist daher auch ihm abzusprechen.

**3.4.2.2.** Die rückwirkende Anordnung der Anwendung des § 13a EnWG n.F. auf den Zeitraum vom 01.05.2015 bis zum 30.06.2016 ist ebenfalls verfassungsrechtlich nicht zu beanstanden.

Es lässt sich für diesen Zeitraum ebenfalls kein Vertrauen der zu Redispatch herangezogenen Kraftwerksbetreiber auf eine Vergütung auch der Fixkosten und der Kapitalkosten erkennen, der einer rückwirkenden Anordnung der gesetzlichen Vorgaben entgegensteht. Auch nach der Entscheidung des Senats vom 28.04.2015 bestand kein Vertrauen der Beschwerdeführerin dahingehend, eine „angemessene Vergütung“ im Sinne des § 13a EnWG a.F. erfasse auch die Erstattung der Fix- und Kapitalkosten. Zutreffend ist zwar, dass der Senat den Begriff der „Vergütung“ in § 13 Abs. 1a EnWG a.F. jedenfalls nicht nur als bloßen Auslagenersatz ausgelegt und die Festlegung, die nur einen bloßen Auslagenersatz gewährte, wegen Verstoßes gegen § 13a EnWG a.F. aufgehoben hat. Der Senat hatte in der Entscheidung klargestellt, dass ein Verweis auf die Grenzkosten nicht mit der gesetzlichen Regelung vereinbar sei, jedoch die Frage ausdrücklich offen gelassen, in welcher Höhe und auf welche Weise die Erstattung eines Leistungsanteils sachgerecht sei. Eine Konkretisierung der Vergütungsregelungen dergestalt, dass eine angemessene Vergütung eine Erstattung auf Vollkostenbasis verlange, war in der Senatsentscheidung nicht erfolgt. Eine (höchst)richterlich geklärte Auslegung der Frage, welche Kostenbestandteile eine „angemessene Vergütung“ im Sinne des § 13a EnWG a.F. enthalte, gab es zu keinem Zeitpunkt. Die Beschwerdeführerin hatte daher auch zu keinem Zeitpunkt, auch nicht nach Aufhebung der Redispatch-Festlegung I bis zum Erlass des § 13a EnWG n.F., einen über die Altregelung hinausgehenden Zahlungsanspruch für eine Redispatch-Anforderung. Eine die Beschwerdeführerin rückwirkend belastende Änderung liegt nach alledem nicht vor.

Ein verfassungsmäßig geschütztes Vertrauen der Beschwerdeführerin bestand auch deshalb nicht, weil sie nach der Entscheidung des Senats vom 28.04.2015 mit einer Neuregelung der Gesetzeslage und einer Konkretisierung der Leistungskomponenten, die unter einer angemessenen Vergütung zu erstatten sind, rechnen musste. Hiervon ist

auch der Gesetzgeber ausgegangen, der ausgeführt hat, durch die rückwirkende Anwendung der Regelungen zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen werde der bis dato unklaren und unsicheren Rechtslage nach Aufhebung des Beschlusses der BNetzA vom 30.10.2012 (Az.: BK8-12-019) durch den Beschluss des OLG Düsseldorf vom 28.04.2015 Rechnung getragen, und klargestellt hat, dass grundsätzlich die Regelungen dieses Gesetzes anzuwenden seien. Das grundsätzliche Verbot der echten Rückwirkung greift aber nur ein, wenn eine gesetzliche Regelung dazu geeignet war, Vertrauen auf ihren Fortbestand in vergangenen Zeiträumen zu erwecken. Ist aber nach Erlass einer Gerichtsentscheidung eine Neuregelung absehbar – wie vorliegend – kann jedenfalls kein verfassungsmäßig geschütztes Vertrauen bestehen (BGH, Urteil v. 31.01.2012, EnVR 16/10, Rn. 25, juris; BVerfG, Beschluss v. 30.09.1987, 2 BvR 933/82, Rn. 177, juris).

**3.5.** Da ein Verfassungsverstoß nicht festgestellt werden kann, kommt es auf die Frage, ob die Bundesnetzagentur die Prüfung der Verfassungsgemäßheit des § 13a EnWG zu Recht wegen einer ihr fehlenden Verwerfungskompetenz unterlassen hat, nicht mehr an.

**4.** Die angegriffene Festlegung und die FSV sind schließlich auch nicht deswegen aufzuheben, weil § 13a EnWG wegen Verstoßes gegen Art. 13 Verordnung (EU) Nr. 2019/943 vom 05.09.2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt unbeachtlich ist. Zwar sollen im Sinne von Art. 13 Abs. 2 VO 2019/943 Redispatch-Ressourcen nach „markt-basierten Mechanismen“ ausgewählt und vergütet werden. Jedoch sieht Art. 13 Abs. 3 c) VO auch die Möglichkeit der Etablierung eines nicht markt-basierten Redispatches der Erzeugung, der Energiespeicherung und der Laststeuerung vor, wenn die Zahl der verfügbaren Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlagen in dem Gebiet, in dem sich für die Erbringung der Dienstleistung geeignete Anlagen befinden, zu gering ist, um einen wirksamen Wettbewerb sicherzustellen. Wie der Senat in seiner Entscheidung vom 28.04.2015 ausgeführt hatte, liegt es auf der Hand, dass die angeforderte Redispatch-Leistung nur von wenigen, in örtlicher Nähe stehenden Kraftwerken erbracht werden kann und daher eine wettbewerbliche Ausgestaltung des Redispatch scheiterte. Der Senat hatte es vor diesem Hintergrund als plausibel angesehen, dass die Bundesnetzagentur kein Marktmodell gewählt hatte, um Redispatch-Leistungen zu vergüten (VI-3 Kart 332/12 [V], Rn. 106 ff, juris). Dass der Gesetzgeber,

der sich im Rahmen der Gesetzesbegründung zur Neufassung des § 13a EnWG ausdrücklich auf die Senatsentscheidung berufen hat, vor diesem Hintergrund nicht noch einmal die Defizite eines marktbasiereten Modells festgestellt, sondern diese in Ansehung der Senatsentscheidung unterstellt hat, ist nicht zu beanstanden.

Da die in Art. 13 Abs. 7 VO 2019/943 bei nicht marktbasieretem Redispatch zu zahlende Vergütung hinter der nach § 13a EnWG zu zahlenden Vergütung zurückbleibt, begründet auch die Höhe der zu zahlenden Vergütung keinen Verstoß gegen das Unionsrecht.

### C.

I. Die Kostenentscheidung beruht auf § 90 S. 1 EnWG. Unter Berücksichtigung des Rechtsgedankens des § 92 Abs. 1 Nr. 1 ZPO und der aus dem einseitigen Anwaltszwang (§ 80 EnWG) resultierenden ungleichen Kostenbelastung im Beschwerdeverfahren entspricht es der Billigkeit, dass die Beschwerdeführerin und die Bundesnetzagentur die Gerichtskosten und ihre außergerichtlichen Kosten jeweils zur Hälfte tragen. Die Beschwerdeführerin ist nur mit einzelnen Einwendungen gegen konkrete, § 13a EnWG ausgestaltende Regelungen durchgedrungen, nicht aber mit ihrem Vorbringen, es fehle bereits an einer Ermächtigungsgrundlage, und ihrer zentralen Argumentation, die Festlegung sei bereits deshalb rechtswidrig, weil § 13a EnWG die verfassungsrechtlich gebotene Vergütung von Redispatch-Leistungen einschließlich eines Gewinnanteils nicht vorsehe.

Eine weitere Kostenerstattung war nicht geboten. Dem Nebenbeteiligten ist ein Anspruch auf Erstattung seiner außergerichtlichen Kosten nur unter besonderen Umständen zuzuerkennen (zur kartellrechtlichen Parallelvorschrift zu § 90 EnWG Kühnen in: Loewenheim/Meessen/Riesenkampff/Kersting/Meyer-Lindemann, Kartellrecht, 4. Auflage, § 78 GWB, Rn. 5, siehe auch Theobald/Werk in: Theobald/Kühling, Energierecht, 105. EL, § 90 EnWG, Rn. 13 m.w.N.). Eine Erstattung der außergerichtlichen Kosten eines Nebenbeteiligten im Sinne des § 79 Abs. 1 Nr. 3 EnWG setzt neben einer Antragstellung bzw. einer sonstigen wesentlichen Verfahrensförderung ein berechtigtes Interesse am Verfahrensausgang voraus (BGH, Beschluss v. 08.11.2017, EnVR 49/15, Rn. 2, juris; Beschluss v. 23.10.2019, EnVR 28/18, Rn. 2, juris). Ein solches

berechtigtes Interesse kommt bei kontradiktorischen Verfahrensgestaltungen in Betracht, die von erheblichen gegenläufigen wirtschaftlichen Interessen geprägt sind. Ein solcher Interessengegensatz liegt im Hinblick auf die nebenbeteiligten Übertragungsnetzbetreiber nicht vor, da sich deren unmittelbares Interesse auf die Klärung der Rechtsfrage beschränkt, ob Kosten und Erlöse auf Grundlage der angefochtenen Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 4 EnWG unterliegen oder nicht.

Ein Kostenerstattungsanspruch der Beteiligten zu 5) und 6) aus Billigkeitsgesichtspunkten kommt schließlich schon deshalb nicht in Betracht, weil diese gegen die angefochtene Festlegung ein eigenständiges Beschwerdeverfahren führen, in dem ihnen ihre Rechtswahrnehmung möglich ist.

II. Die Festsetzung des Gegenstandswertes beruht auf § 50 Abs. 1 Nr. 2 GKG, § 3 ZPO. Das hierfür maßgebliche wirtschaftliche Interesse der Beschwerdeführerin ist nicht konkret bezifferbar, da sich die streitgegenständliche Festlegung nur indirekt auf ihre wirtschaftliche Situation auswirkt, sondern ist pauschal zu schätzen. Der festgesetzte Beschwerdewert orientiert sich dabei an den Anregungen der Verfahrensbeteiligten in diesem bzw. parallelen Beschwerdeverfahren und berücksichtigt insbesondere, dass die Beschwerdeführerin die Kraftwerksbetreiberin ist, die in Deutschland am umfangreichsten für Redispatch-Leistungen in Anspruch genommen wird.

#### D.

Der Senat hat die Rechtsbeschwerde an den Bundesgerichtshof gegen diese Entscheidung zugelassen, weil die streitgegenständlichen Fragen grundsätzliche Bedeutung haben (§ 86 Abs. 2 Nr. 1 EnWG).

#### 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 Rechtsbeschwerde kann auch durch Übertragung eines

elektronischen Dokuments an die elektronische Poststelle des Gerichts erhoben werden. Das elektronische Dokument muss für die Bearbeitung durch das Gericht geeignet sein. Es muss mit einer qualifizierten elektronischen Signatur der verantwortenden Person versehen sein oder von der verantwortenden Person signiert und auf einem sicheren Übermittlungsweg gemäß § 130a Abs. 4 ZPO, § 55a Abs. 4 VwGO eingereicht werden. Die für die Übermittlung und Bearbeitung geeigneten technischen Rahmenbedingungen bestimmen sich nach näherer Maßgabe der Verordnung über die technischen Rahmenbedingungen des elektronischen Rechtsverkehrs und über das besondere elektronische Behördenpostfach (Elektronischer-Rechtsverkehr-Verordnung) vom 24.11.2017 (BGBl. I, S. 3803). Über das Justizportal des Bundes und der Länder ([www.justiz.de](http://www.justiz.de)) können weitere Informationen über die Rechtsgrundlagen, Bearbeitungsvoraussetzungen und das Verfahren des elektronischen Rechtsverkehrs abgerufen werden. 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).