



OBERLANDESGERICHT DÜSSELDORF

BESCHLUSS

In dem energiewirtschaftsrechtlichen Verwaltungsverfahren

...

hat der 3. Kartellsenat des Oberlandesgerichts Düsseldorf durch die Richterin am Oberlandesgericht vR., den Richter am Oberlandesgericht R. und die Richterin am Oberlandesgericht A.

auf die mündliche Verhandlung vom 8. Dezember 2010 **b e s c h l o s s e n** :

Die Beschwerde der Betroffenen gegen den Beschluss der Beschlusskammer 8 der gegnerischen Bundesnetzagentur vom - BK 8-08/ . . . - wird zurückgewiesen.

Die Beschwerdeführerin hat die Kosten des Beschwerdeverfahrens einschließlich der notwendigen Auslagen der gegnerischen Bundesnetzagentur zu tragen.

Der Gegenstandswert für das Beschwerdeverfahren wird auf € festgesetzt.

Die Rechtsbeschwerde wird zugelassen.

Gründe

A.

Die Beschwerdeführerin ist ein Energieversorgungsunternehmen mit Sitz in B. im Landkreis C. in D.. Sie hat den Betrieb des Stromversorgungsnetzes von der F. als %ige Tochtergesellschaft mit Wirkung zum übernommen. Das Netzgebiet erstreckt sich auf einer Fläche von km² und umfasst große Teile des Landkreises C. sowie in Teilen die Landkreise E. und G..

Mit Beschluss vom (BK 8 . . .) hatte die Bundesnetzagentur ihr basierend auf einer Kostenprüfung mit der Grundlage des Basisjahres 2006 befristet bis zum 31. Dezember 2008 Höchstnetzentgelte genehmigt. Dieser Genehmigungsentscheidung lagen anerkannte Kosten in Höhe von € zugrunde.

Unter dem 2. September 2008 leitete die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur gegen sie von Amts wegen das Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 der ARegV in Verbindung mit § 21a Abs. 2 Satz 1 EnWG ein. Mit Blick darauf hatte die Betroffene bereits zuvor die Einbeziehung eines pauschalierten Investitionszuschlags, die Gewährung eines Erweiterungsfaktors und – hilfsweise – eine zusätzliche Erhöhung der Erlösobergrenze wegen einer unzumutbaren Härte angesichts der gestiegenen Kosten für die Verlustenergiebeschaffung beantragt. Im Rahmen des Verwaltungsverfahrens übermittelte sie erforderliche Daten und Informationen; des Weiteren hatte sie Gelegenheit, sich u.a. zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der durchgeführte Effizienzvergleich hatte für sie auf der Grundlage der nicht-parametrischen Dateneinhüllungsanalyse (im Folgenden

DEA) mit standardisierten Kapitalkosten nach der so gen. „best-of-four“-Methode einen Effizienzwert von 92,6 % ergeben.

Durch den angegriffenen Beschluss hat die Beschlusskammer die Erlösobergrenzen der Betroffenen für die erste Regulierungsperiode wie folgt festgelegt:

...

Die Anträge auf Anerkennung eines Härtefalls bezüglich der Kostensteigerung für die Beschaffung von Verlustenergie und die Gewährung eines Erweiterungsfaktors hat die Beschlusskammer abgelehnt. Des Weiteren hat sie einen Auflagenvorbehalt zur Mehrerlösabschöpfung getroffen.

Hiergegen wendet sich die form- und fristgerecht eingelegte Beschwerde.

Die Betroffene meint:

I.

Die Beschlusskammer habe schon das Ausgangsniveau zur Ermittlung der Erlösobergrenze rechtswidrig bestimmt. Als Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen der ersten Regulierungsperiode sei gemäß § 6 Abs. 2 ARegV das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte gemäß § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung, die auf der Datengrundlage des Jahres 2006 oder früher basiere, heranzuziehen. Die Beschlusskammer habe für das Ausgangsniveau die Kosten der letzten Entgeltgenehmigung, die auf der Datengrundlage des Geschäftsjahres 2006 beruhe, zugrunde gelegt und dabei die seither gestiegenen Kosten für Verlustenergie, eine erhöhte Eigenkapitalverzinsung aufgrund eines um einen Risikozuschlag erhöhten Eigenkapitalzinssatzes II/Fremdkapitalzinses und Anlagen im Bau im Anlagenvermögen nicht berücksichtigt. Ebenso wenig habe sie die kalkulatorische Gewerbesteuer nach Anpassung der Eigenkapitalverzinsung aufgrund des durch sie festgelegten Eigenkapitalzinssatzes angepasst. Schließlich führe auch die fehlerhafte Ermittlung der Abschreibungen sowie der Eigenkapitalverzinsung auf der Grundlage einer unzutreffenden Ermittlung der Tagesneuwerte von Altanlagen aufgrund der Festlegung der Bundesnetzagentur zu den zur Ermittlung der Tagesneuwerte gemäß § 29 EnWG i.V.m. § 6 Abs. 3

StromNEV in Anwendung zu bringenden Preisindizes zu einem falschen Ausgangsniveau. Die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie hätten sich im Kalenderjahr 2009 gegenüber dem Kalenderjahr 2006 um insgesamt € = 37 % erhöht. Diesen erheblichen Anstieg der für das Jahr 2009 zu erwartenden Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie hätte sie im Rahmen des § 6 Abs. 2 ARegV berücksichtigen müssen. Das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte sei lediglich heranzuziehen und damit nicht unbesehen zugrunde zu legen. Aufgrund ihrer Pflicht zu gesetzmäßigem Handeln sei sie verpflichtet gewesen, die zum Entscheidungszeitpunkt geltende höchstrichterliche Rechtsprechung zu beachten. Da der Bundesgerichtshof mit Beschluss vom 14. August 2008 (KVR 36/07) festgestellt habe, dass entgegen der Rechtsprechung der Oberlandesgerichte Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie im Falle gesicherter Erkenntnisse auch mit Planwerten in Ansatz gebracht werden könnten, hätte sie die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie für das Jahr 2009, jedenfalls aber für das Jahr 2008 berücksichtigen müssen, da nach § 6 Abs. 1 Satz 2 ARegV die Regelung des § 3 Abs. 1 Satz 5 2. Halbsatz StromNEV entsprechend gelte. Jedenfalls aber hätte sie dem auf die gestiegenen Beschaffungskosten bezogenen Härtefallantrag gemäß § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV stattgeben müssen, wenn sie das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten § 23a EnWG - Genehmigung auf der Grundlage des Jahres 2006 als maßgeblich ansehe. Die im Jahre 2009 gegenüber dem Jahr 2006 deutlich erhöhten Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie stellten ein unvorhersehbares Ereignis dar. Nach der Gesamtsystematik der Anreizregulierungsverordnung müsse von einem Härtefall ausgegangen werden, wenn sich die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile um mindestens 0,5 % erhöhen. In diesem Fall sei nämlich von einer Änderung der Versorgungsaufgabe in erheblichem Umfang gemäß § 10 Abs. 2 Satz 3 ARegV auszugehen. Hier betrage die Erhöhung der Kosten für Verlustenergie 2,4 %. Die Nichtanerkennung der gestiegenen Verlustenergiekosten bedeute auch deshalb einen Härtefall, weil die nicht anerkannte Differenz im Verhältnis zu der anerkannten Eigenkapitalverzinsung erheblich sei, denn sie mache 13 % aus. Sollte der Senat § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV deshalb nicht unmittelbar für anwendbar halten, weil die Regelung nach ihrem Wortlaut nur für eine Anpassung der Erlösobergrenzen gelte und diese das

Vorhandensein einer Festlegung impliziere, komme hilfsweise eine analoge Anwendbarkeit bei der erstmaligen Bestimmung der Erlösobergrenzen in Betracht.

Eine Anpassung müsse weiterhin erfolgen, weil der Bundesgerichtshof mit Beschluss vom 14. August 2008 (KVR 42/07) für den Eigenkapitalzinssatz II festgestellt habe, dass insoweit ein Risikozuschlag zu berücksichtigen sei. Da die Beschlusskammer dies bei der als Ausgangsniveau herangezogenen Netzentgeltgenehmigung unterlassen habe, hätte sie das Ausgangsniveau entsprechend anpassen müssen.

Nichts anderes gelte, soweit nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (Beschluss vom 14. August 2008, KVR 39/07) bei der Eigenkapitalverzinsung auch geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau im Anlagevermögen hätten berücksichtigt werden müssen. Da dies nicht geschehen sei, wäre auch dies bei der Festlegung der Erlösobergrenzen nachzuholen gewesen.

Auch sei eine auf der unstreitig erhöhten Bemessungsgrundlage vorzunehmende Anpassung der kalkulatorischen Gewerbesteuer gemäß § 8 StromNEV unterblieben. Bei ihr sei als Ausgangsgröße auf die kalkulatorisch ermittelte Eigenkapitalverzinsung nach § 7 StromNEV abzustellen. Obwohl die Beschlusskammer die Eigenkapitalverzinsung angepasst habe, habe sie dies inkonsequenterweise nicht auch bei der Höhe der kalkulatorischen Gewerbesteuer berücksichtigt.

Des Weiteren sei die Bundesnetzagentur von zu geringen Abschreibungen und einer zu geringen Eigenkapitalverzinsung auch deshalb ausgegangen, weil sie die Tagesneuwerte der Altanlagen, die für die Ermittlung der Abschreibung und der Eigenkapitalverzinsung maßgeblich seien, auf der Grundlage von sach- und rechtswidrigen Preisindizes ermittelt habe. Zwar habe die Bundesnetzagentur die Preisindizes auf der Grundlage der für die Ermittlung der Tagesneuwerte gemäß § 29 EnWG i.V.m. § 6 Abs. 3 StromNEV festgelegten Preisindizes vom 17. Oktober 2007 angewandt. Gegen diese Festlegung habe sie indessen Beschwerde eingelegt (VI-3 Kart (V)), so dass sie durch die Festlegung nicht materiell präkludiert sei. Daher müsse das Ausgangsniveau neu bestimmt und die Tagesneuwerte der Altanlagen mit den Wibera-Indexreihen ermittelt werden.

Rechtsfehlerhaft habe die Beschlusskammer auch Kostenanteile nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare berücksichtigt, so dass sie rechtsfehlerhaft den Effizienzvorgaben aus dem Effizienzvergleich und dem sektoralen Produktivitätsfaktor unterlägen.

So gehe sie schlicht davon aus, dass Kapitalkosten für Altanlagen, d.h. für vor dem 31. Dezember 2008 aktivierte Anlagen, nicht den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zuzurechnen seien. Die Kapitalkosten für Altanlagen seien indessen nicht beeinflussbar im Sinne der § 11 Abs. 2 ARegV, § 21a Abs. 4 Satz 6 EnWG. Der Regelungskatalog in § 11 Abs. 2 ARegV sei schon nicht als abschließend anzusehen, weil er anderenfalls gegen § 21a Abs. 6 Nr. 7 EnWG verstoßen würde. Kapitalkosten für Altanlagen seien als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile zu bewerten. Nach der gesetzlichen Vorgabe des § 21a Abs. 4 Satz 6 EnWG seien Effizienzvorgaben nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen. Da das EnWG keine Definition enthalte, sei eine Auslegung notwendig. Bereits nach dem allgemeinen Sprachgebrauch stehe der Begriff der Beeinflussbarkeit für die grundsätzliche Möglichkeit einer Einwirkung und tatsächliche Veränderungen. Beeinflussbar seien damit nur diejenigen Kosten, auf die der jeweilige Netzbetreiber gegenwärtig oder zukünftig durch entsprechende Effizienzsteigerungen tatsächlich Einfluss nehmen könne. Aus dem Wortlaut des § 21a Abs. 4 Satz 1 EnWG folge, dass es auf die Beeinflussbarkeit der Kosten durch den betroffenen Netzbetreiber und nicht etwa auf die generelle Beeinflussbarkeit ankomme. Dem liege zwangsläufig auch eine zeitliche Komponente zugrunde: Beeinflussbare Kostenanteile seien danach ausschließlich solche, auf deren Entstehung und Höhe der jeweilige Netzbetreiber in der Regulierungsperiode gegenwärtig bzw. für die Zukunft einwirken könne. Kapitalkosten aufgrund von bereits getätigten Investitionen könne er im Nachhinein nicht mehr durch eigene Anstrengungen beeinflussen. Der Wortlaut des § 21a EnWG spreche hier dafür, dass der Gesetzgeber – wie die Bundesnetzagentur – von einer grundsätzlich vorliegenden Beeinflussbarkeit zur Zeit der Entstehung der Kostenanteile ausgegangen sei, denn ansonsten hätte er die Formulierung „auf deren Höhe sie nicht einwirken konnten“ wählen müssen. Auch die weitere Argumentation der Bundesnetzagentur, Kapitalkosten seien gerade nicht der unternehmerischen Einflussnahme entzogen, weil der Netzbetreiber die Möglichkeit

habe, seine ineffizienten Kapitalkostenbestandteile – z.B. durch Verkauf von Netzteilen, Stilllegung, Abschreibung oder Wertberichtigung von nicht mehr genutzter Netzinfrastruktur oder einer Anpassung der Ersatzinvestition an die tatsächlich erforderliche Netzinfrastruktur – zu reduzieren und hierdurch Einfluss auf die Kostenanteile aus der Vergangenheit nehmen könne, sei nicht überzeugend. Dabei übersehe die Beschlusskammer, dass mit dieser Argumentation nicht die Kapitalkosten insgesamt als beeinflussbar bezeichnet werden könnten, da natürlich nur ausnahmsweise – nämlich bezogen auf die tatsächlich nicht mehr erforderliche Netzinfrastruktur – eine Wertberichtigung zulässig sei. Ein Abbau von Kapitalkosten könne auch nicht durch eine Änderung der Abschreibungspraxis erreicht werden, da dies gegen die gesetzlichen Vorgaben des über § 6 Abs. 1 Satz 1 ARegV anwendbaren § 6 Abs. 5 Satz 2 StromNEV verstoße. Dass sie als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile anzusehen seien, ergebe sich auch aus § 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG. Danach müssten die Effizienzvorgaben so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen könne. Dadurch sollten ihm Anreize zur zusätzlichen Effizienzsteigerung gegeben werden. Für eine Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe müsse er durch die Umsetzung von Einsparmaßnahmen seine Kosten so weit reduzieren können, dass sie unterhalb der Kosten liegen, die dem Erlöspfad entsprechen. Dies sei ihm jedoch nur dann möglich, wenn er während der Regulierungsperiode hinsichtlich Entstehung und Höhe auch tatsächlich Einfluss auf seine Kosten nehmen könne. Kapitalkosten für Altanlagen könne er nicht mehr durch Ausschöpfung von Rationalisierungsreserven beeinflussen, da sie insofern eine unveränderliche Größe darstellten.

Weiterhin habe sie die Gewerbesteuer rechtsfehlerhaft nicht als dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteil berücksichtigt. Sie entziehe sich entgegen der Rechtsauffassung der Beschlusskammer jeglicher Beeinflussbarkeit durch den Netzbetreiber und sei daher als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil einzustufen. Dies entspreche auch den Vorgaben in § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 ARegV, weil sie eine Betriebssteuer sei, denn sie knüpfe an den Betrieb eines stehenden gewerblichen Unternehmens im Sinne des Einkommenssteuergesetzes an. In der

steuerrechtlichen Literatur zu §§ 74 f. AO werde die Gewerbesteuer ebenfalls als Betriebssteuer angesehen.

Fälschlich gehe sie weiter davon aus, dass Erlöse aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen i.S.v. § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 StromNEV genauso als dauerhaft nicht beeinflussbare Erlöse i.S.d. § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 13 ARegV zu behandeln seien wie solche aus Baukostenzuschüssen. Dem widerspreche indes der klare Wortlaut der Anreizregulierungsverordnung, der in § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 13 ARegV a.F. eindeutig nur von Erlösen aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen spreche. Für eine darüber hinaus gehende Auslegung bleibe damit kein Raum.

Rechtsfehlerhaft bewerte sie auch die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie als beeinflussbare Kosten. Mit den stetig steigenden Preisen für die Verlustenergiebeschaffung entstehe für sie eine jährlich wachsende Kostenunterdeckung, die durch entsprechend stärkere Reduzierung anderer Kostenpositionen ausgeglichen werden müsse. Dies sei faktisch unmöglich, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden und stelle wegen der Unerreichbarkeit der Effizienzvorgaben einen Verstoß gegen § 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG dar. Die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie unterlägen auch einer wirksamen Verfahrensregulierung gemäß § 11 Abs. 2 Satz 2 und 4 ARegV i.V.m. § 10 StromNEV, da die Bundesnetzagentur mit ihrer Festlegung vom 21. Oktober 2008 zu dem Aktenzeichen BK 6-08-006 das Ausschreibungsverfahren für Verlustenergie und das Verfahren zur Bestimmung der Netzverluste umfassend wirksam geregelt habe. Dass diese Festlegung nicht ausdrücklich als wirksame Verfahrensregulierung festgelegt worden sei, sei unerheblich, da eine regulierungsbehördliche Verfahrensfestlegung einer solchen objektiv nicht bedürfe. Hilfsweise mache sie geltend, dass sie jedenfalls die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie objektiv nicht beeinflussen könne. In reinen Verteilnetzen ließen sich die Verlustenergiemengen nicht beeinflussen, da sie regelmäßig – insbesondere mit wachsender Netzlast – bei der Spitzenlastzeit anfielen. Ebenso wenig beeinflussbar seien die Kosten für die Beschaffung der technisch zwingend entstehenden Verlustmengen. Ihre Kostenhöhe folge zwangsläufig einer einheitlichen Preisentwicklung, da die Betroffene wie alle anderen Netzbetreiber sie nach

Maßgabe der Festlegung der Bundesnetzagentur vom 21. Oktober 2008 durch Ausschreibung am Markt beschaffen müsse.

II.

Rechtsfehlerhaft sei die Festlegung der Höhe der jährlichen Erlösbergrenzen auch deshalb, weil der Effizienzwert fehlerhaft ermittelt worden sei. Die Effizienzvorgabe sei schon insoweit nicht erreichbar oder gar übertreffbar und verstoße damit gegen § 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG. Der von der Bundesnetzagentur durchgeführte Effizienzvergleich sei formell und materiell rechtswidrig, er widerspreche den Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung. Darüber hinaus widersprächen schon die Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung den Maßgaben nach § 21a EnWG:

Für einen ordnungsgemäßen Effizienzvergleich sei entscheidend,

- dass die Datengrundlage für die Vergleichsbasis richtig sei (dazu zu Ziff. 1.) und nicht durch unvermeidbare Fehler oder Ausreißer statistisch verzerrt werde (dazu Ziff. 2.),
- dass in dem statistischen Modell, mit dem der Effizienzvergleich durchgeführt werde, die Methoden des Effizienzvergleichs (SFA; DEA) richtig angewendet würden (dazu Ziff. 3.) und die richtigen Vergleichsparameter zugrunde lägen (dazu Ziff. 4.),
- dass die Ermittlung des Effizienzwerts transparent und nachvollziehbar sei (dazu Ziff. 5.).

All dies sei nicht geschehen.

1. Der durchgeführte Effizienzvergleich sei von einer unrichtigen Datengrundlage ausgegangen, denn die Bundesnetzagentur habe von den Netzbetreibern nach der ersten Datenerhebung noch Datenkorrekturen entgegengenommen, ihn jedoch nicht mehr auf einer finalen Datengrundlage wiederholt. Dies führe zwangsläufig zur Fehlerhaftigkeit der Datengrundlage. Dass es bei der Datenerhebung zu umfangreichen Fehlmeldungen durch die Netzbetreiber gekommen sei, könne aus zahlreichen der WIBERA im Rahmen des Regulierungsdatenpools zur Verfügung gestellten Datenquittungen geschlossen werden. Diesen Regulierungsdatenpool habe die WIBERA Wirtschaftsberatungs AG initiiert von den Verbänden BDEW und

VKU durchgeführt, indem die teilnehmenden ca. 240 Netzbetreiber mit rund 200 Stromnetzen in ihn exakt diejenigen Daten eingespeist hätten, die sie auch an die Regulierungsbehörden liefern mussten und die ihnen von jenen quittiert worden seien. Aus den Datenquittungen lasse sich schließen, dass es bei der Datenerhebung zu umfangreichen Fehlmeldungen gekommen sei. Dies sei zum einen durch eine unzureichende Datenaufbereitung durch die Bundesnetzagentur verursacht worden (etwa durch rechnerische Fehler bei den Aufwandparametern durch falsche genehmigte Netzkosten/falsche vergleichbar gerechnete Netzkosten oder Formelfehler in den Datenquittungen einiger Landesregulierungsbehörden). Zu individuellen Datenunstimmigkeiten sei es auch durch missverständlich formulierte Datendefinitionen/Hinweistexte in den Datenerhebungsformularen gekommen. Systematische Datenunstimmigkeiten hätten sich bei dem Parameter „installierte dezentrale Erzeugungsleistung“ ergeben. Da demnach Datenkorrekturen erforderlich geworden seien, hätten zahlreiche Netzbetreiber der Bundesnetzagentur noch nach Durchführung des Effizienzvergleichs durch den Gutachter Datenkorrekturen übermittelt, diese habe sie auch entgegengenommen wie die erneuten Datenquittungen zeigten. Sie habe aber den Effizienzvergleich nicht mehr auf dieser finalen Datenerhebung wiederholen lassen. Die unzureichende Dokumentation der Datenplausibilisierung sei formell rechtsfehlerhaft. Das Gutachten PG IV dokumentiere nur den Arbeitsbereich des Gutachters und enthalte daher zwangsläufig keine Aussagen über die Datenerhebung, die Datenaufbereitung und die Datenplausibilisierung durch die Bundesnetzagentur. Dasselbe gelte für das Gutachten PG IV (vorläufig). Zur ordnungsgemäßen Begründung sei es rechtlich geboten, der Betroffenen Informationen hierzu mitzuteilen, damit sie nachvollziehen könne, in welchem Zeitraum noch nachträgliche Datenkorrekturen angenommen worden seien.

2. Darüber hinaus sei auch die Ausreißerbereinigung, die durch den Gutachter durchgeführt worden sei, materiell rechtsfehlerhaft.

Aufgrund der unzureichenden Begründung der Methodenwahl liege ein Begründungsmangel vor. Bei der Ausreißerbereinigung habe die Bundesnetzagentur fehlerhaft eine nicht mit der Anreizregulierungsverordnung konforme Abfolge gewählt, desweiteren sei die Ausgestaltung der Ausreißeranalyse bei der SFA

ebenso wie bei der DEA falsch. Die Verwendung einer direkt für die SFA vorgesehene Ausreißeranalyse (Cook's Distance) vor dem eigentlichen Effizienzvergleich mittels DEA und SFA sei in der Anreizregulierungsverordnung nicht vorgesehen. Zugleich sei es unterlassen worden, eine entsprechende alternative Analyse im Rahmen der Berechnung von SFA-Effizienzwerten vorzunehmen. Dies habe zur Folge, dass die identifizierten vier Unternehmen bereits vor dem Effizienzvergleich als Ausreißer aus dem Datensatz für die Effizienzberechnungen mittels SFA und DEA herausgenommen worden seien, so dass für sie nicht die vorgesehenen vier Effizienzwerte hätten berechnet werden können. Durch die nicht durchgeführte DEA-Berechnung von Effizienzwerten sei den Unternehmen die Möglichkeit genommen, einen höheren Effizienzwert als den „zugewiesenen“ Effizienzwert zu erreichen. Die von der Bundesnetzagentur modellierte parametrische Ausreißeranalyse sei auch als solche mit der Anreizregulierungsverordnung unvereinbar und zudem für die Betroffene völlig intransparent. Im Gutachten PG IV werde nicht erläutert, ob und in welcher Form neben Cook's Distance die übrigen in Anlage 3 zur Anreizregulierungsverordnung genannten Einflussindikatoren verwendet worden seien. Zudem bleibe unklar, warum gerade Cook's Distance den anderen Indikatoren vorzuziehen sei und welche statistischen Grenzwerte für die Herausnahme als Ausreißer genutzt worden seien. Es könnten sich mitunter sehr verschiedene Netzbetreiber bei den unterschiedlichen Indikatoren als auffällig erweisen. Im Gutachten PG IV fänden sich dazu keine konkreten Angaben. Aufgrund der fehlenden Dokumentation verletze die Bundesnetzagentur ihre Begründungspflicht. Dies gelte uneingeschränkt auch im hier aufgezeigten Zusammenhang, in dem ihr ein Auswahlermessen gemäß Anlage 3 zu § 12 ARegV Nr. 5 letzter Satz zustehe. Sei eine Ermessensentscheidung nicht begründet, sei sie formell rechtsfehlerhaft. Der Gutachter lasse zudem die Frage offen, ob bei der SFA nach Herausnahme der auffälligen Ausreißer eine erneute Berechnung der Regressionsgeraden auf Basis des neuen, reduzierten Datensatzes und eine Analyse potentieller Ausreißer durchgeführt worden sei. Dies sei notwendig, da der kritische Wert (Wert der Cook's Distance, ab dem ein Unternehmen als potentieller Ausreißer gelte) bei der Cook's Distance von der Anzahl der Unternehmen im Datensatz abhängt und bei einer einfachen Durchführung die entsprechende Anzahl nicht der finalen Anzahl der in den Effizienzvergleich einfließenden Unternehmen entspreche. Durch die fehlende Neuberechnung seien

weitere Ausreißer im Datensatz verblieben, die hätten entfernt werden müssen, so dass das Ergebnis fehlerhaft sei. Die Ausreißerbereinigung bei der nicht-parametrischen Ausreißeranalyse sei in Anlage 3 zu § 12 ARegV zwar konkret und abschließend geregelt. Die Durchführung der Ausreißeranalyse sei aber intransparent und damit mangelhaft begründet. Zunächst führe der Gutachter mit dem Banker's F-Test einen Test durch, der den Einfluss eines Netzbetreibers auf die mittleren Effizienzwerte der anderen Netzbetreiber abbilde. Dieser ermittle keine Ausreißer. Obgleich eine Vielzahl alternativer, statistischer Tests existiere, werde nur auf diesen einen Test abgestellt. Weder in der Begründung der Festlegung noch in der Ergebnisdokumentation (Gutachten PG IV) sei dargelegt und begründet, warum aus den zahlreichen Testverfahren, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen und den Wortlaut des Nr. 5 Satz 5 der Anlage 3 zu § 12 ARegV konkretisierten, dieser Test ausgewählt worden sei. In einem zweiten Schritt sei eine Supereffizienzanalyse durchgeführt worden. Dafür bestehe ein Beurteilungsspielraum dahingehend, ob diese Analyse einmal oder mehrmals durchgeführt werden solle. Im Gegensatz zur einmaligen Durchführung stelle die mehrmalige wiederholende Analyse sicher, dass im finalen Datensatz kein Unternehmen enthalten sei, welches den Schwellenwert übersteige.

3. Auch die von der Bundesnetzagentur angewendeten Methoden des Effizienzvergleichs selbst seien derart fehlerbehaftet, dass sie nicht mehr den gesetzlichen Vorgaben des EnWG und den verordnungsrechtlichen Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung entsprächen. Die Spezifizierung der Kostenfunktion im Rahmen der SFA-Schätzung, bei der die Bundesnetzagentur eine normiert-lineare Form mit konstanten Skalenerträgen unterstellt habe, sei nicht vollumfänglich im Gutachten PG IV nachzuvollziehen. Die Auswahl der Methode bei der Normierung der Kostenfunktion sei wissenschaftlich unüblich und die Methodenwahl nicht hinreichend begründet. Nicht nachvollziehbar begründet seien auch die Annahme von konstanten Skalenerträgen (CRS) und die dabei unterstellte Produktionstechnologie. Die Wahl der Verteilung des sog. Ineffizienzterms, der bei der SFA notwendigen Schätzfunktion, sei nicht begründet, obgleich verschiedene Verteilungsannahmen möglich seien.

4. Die Auswahl der Vergleichsparameter sei ebenfalls fehlerhaft. In der Anreizregulierungsverordnung würden Vorgaben auch zu konkreten Vergleichsparametern gemacht, die bei dem Effizienzvergleich der Netzbetreiber berücksichtigt werden sollten, die Aufwandparameter würden in § 14 ARegV definiert, die Vergleichsparameter, welche die Versorgungsaufgabe durch Leistungsparameter und die Gebietseigenschaften durch Strukturparameter beschreiben, seien im Minimum die Anzahl der Anschlusspunkte, die Fläche des versorgten Gebiets, die Leitungslänge und die zeitgleiche Jahreshöchstlast. Bei der Auswahl der Parameter sei die Bundesnetzagentur fehlerhaft vorgegangen. Ihre Definition der Vergleichsparameter verzerre die Datenerhebung. Durch die ungewichtete Addition von Kabel- und Freileitungslänge der Netzebene NS inklusive Hausanschlussleitungen könne es zu Verzerrungen bei der Effizienzberechnung kommen. Des Weiteren sei die Addition der von dem Netzbetreiber gemeldeten Anzahl der einzelnen Einspeise-/Anschlusspunkte in den jeweiligen Netzebenen und die anschließende Subtraktion der Einspeisepunkte NS, die auch Anschlusspunkte NS seien, problematisch. Angesichts der fehlenden Berücksichtigung von Anschlusspunkten der Umspannebenen und der Addition über verschiedene Spannungsebenen sowie der Reduktion der Gesamtanzahl der Anschlusspunkte um die gleichzeitigen Einspeisepunkte NS würde der Kostentreiber verzerrt dargestellt. Die Berechnung der zeitgleichen Jahreshöchstlast in der Umspannebene HS/MS bzw. MS/NS folge unter Berücksichtigung der gemeldeten Zielpunkte mit Leerstand in der Netzebene MS bzw. NS. Durch diese Größe dürfte der Rückbau von Zielpunkten sowie die stufenweise Neuinstallation von Zielpunkten in neu erschlossenen Gebieten nicht abgebildet werden. Ebenfalls dürfte die Wälzung der potenziellen Last aus den vorgelagerten Spannungsebenen (HS/MS) nicht berücksichtigt werden. Bei der Anzahl der Umspannstationen würde die Summe der von dem Netzbetreiber gemeldeten Anzahl in den jeweiligen Netz- und Umspannebenen abzüglich des prozentualen Anteils der Anlagen, die sich im Bruchteilseigentum befinden, ermittelt. Insoweit sei fraglich, ob der Kostentreiber „Umspannstation“ mit dieser Größe angesichts der Addition über verschiedene Spannungsebenen unverzerrt dargestellt werden könne. Die Auswahl der Vergleichsparameter sei aufgrund fehlender Transparenz formell rechtswidrig. Die Vergleichsparameter wiesen teilweise eine hohe Korrelation untereinander auf. Diese Multikollinearität führe dazu, dass die einzelnen Koeffizienten kaum noch

Aussagekraft besitzen, eine isolierte Interpretation der einzelnen Vergleichsparameter und ihre Wirkung auf die Gesamtkosten erschwert sei. Aus statistischer Sicht liefere das Gesamtmodell dadurch allerdings keine verzerrten Ergebnisse und es komme auch zu keiner Verzerrung bei der Berechnung der Effizienzwerte. Nicht geklärt werden könne allerdings, ob ein nicht-signifikanter Parameter keine Aussagekraft habe, oder ob dies Folge der Parameterkorrelation sei. Die Parameterauswahl sei aber auch deshalb rechtsfehlerhaft, weil die Bundesnetzagentur verschiedene Vergleichsparameter als nicht signifikant identifiziert und infolge dessen nicht im Effizienzvergleich berücksichtigt habe, so dass strukturelle Unterschiede keine adäquate Berücksichtigung gefunden hätten. Nach der Ermittlung der Effizienzwerte habe der Gutachter strukturelle Zusammenhänge zwischen den Effizienzwerten und nicht verwendeter Vergleichsparameter geprüft. Mit dem statistischen Kruskal-Wallis-Test werde überprüft, ob es Effizienzunterschiede von verschiedenen Gruppen gebe. Wenn dies der Fall sei, werde eine weitere Analyse, eine Tobit-Schätzung durchgeführt. Aus methodischer Sicht sei das zweistufige Verfahren zweckmäßig. Allerdings sei der Kruskal-Wallis-Test rechtsfehlerhaft nicht oder nicht in ausreichendem Umfang genutzt worden und weise die konkrete Ausgestaltung des Tobit-Tests bedeutsame Schwachstellen auf, welche Ergebnisse verfälschen könnten.

5. Nach alledem führe der Effizienzvergleich vor allem auch zu Ergebnissen, welche für die Betroffene nicht nachvollziehbar seien. Darin sei ein Begründungsmangel zu sehen, der die Festsetzung bereits formell rechtswidrig mache. In der Festlegung werde zu der Ermittlung des individuellen Effizienzwerts lediglich auf die Veröffentlichung des Gutachtens PG IV verwiesen. Die Daten- und Vergleichsdatenbasis, die es ihr ermöglichen würde, ausgehend von den eigenen Unternehmensdaten den Effizienzwert nachzurechnen und dadurch das Verwaltungshandeln auf Richtigkeit zu überprüfen, sei dem Gutachten PG IV nicht zu entnehmen. Die Bundesnetzagentur verweise auf den Transparenz-Benchmark, den die Verbände VKU, BDEW und GEODE initiiert hätten. Hierdurch sei es den Teilnehmern möglich, die Effizienzbestimmung „im wesentlichen“ nachzuvollziehen. Allein die Tatsache, dass es notwendig sei, ein aufwendiges und kostenintensives Parallelverfahren durchzuführen, um belastendes Behördenhandeln überhaupt nachvollziehen zu können, zeige, dass die Begründung in hohem Maße

mangelbehaftet sei. Auch durch die Informationsveranstaltungen vom 22. September und 25. September 2008, deren Ablauf den rechtsstaatlichen Anforderungen an ein ordentliches Anhörungsverfahren in keiner Weise entsprochen habe, hätten keine Informationen gewonnen werden können, welche die Ergebnisse des Effizienzvergleichs nachvollziehen ließen. Bei dieser Veranstaltung sei die Methode nur unzureichend und kaum verständlich erläutert worden. Der von der Bundesnetzagentur mit der Durchführung des Effizienzvergleichs beauftragte Gutachter habe zur Methode vorgetragen, nicht aber dargelegt und erläutert, warum einzelnen Berechnungsweisen der Vorzug vor anderen gewährt worden sei. Um die Methodik verstehen und ggfs. Einwände im Sinne von möglichen Methodenfehlern formulieren zu können, müsse sie sämtliche für eine Simulationsrechnung notwendigen Daten, die Rechenschritte und die jeweiligen Zwischenergebnisse nach Durchlaufen der einzelnen aufeinander aufbauenden Stufen aus der Begründung ablesen können, was ihr verwehrt sei.

III.

Der von ihr unter dem 18. März 2008 beantragte und von der Beschlusskammer in Höhe von € p.a. bewilligte pauschalierte Investitionszuschlag sei der Höhe nach rechtswidrig. Die Beschlusskammer sei verpflichtet gewesen, bei der Festlegung der Erlösobergrenzen einen solchen von kumuliert 1 % pro Jahr der Regulierungsperiode in den Erlösobergrenzen zu berücksichtigen. Nach dem Wortlaut des § 25 Abs. 2 ARegV sei die kumulierte Gewährung des pauschalierten Investitionszuschlags von je einem weiteren Prozent pro Jahr der Regulierungsperiode angezeigt. Der Zusatz pro Kalenderjahr könne nur bedeuten, dass der pauschalierte Investitionszuschlag jährliche Neuinvestitionen in Höhe von 1 % des Referenzwerts erleichtern solle. Auch die verordnungsgeberische Intention der Vorschrift, Investitionen in die Energieversorgungsnetze in der Startphase der Anreizregulierung nicht zu behindern, spreche dafür, nicht nur die im Jahr der ersten Regulierungsperiode notwendigen Investitionskosten zu erfassen.

IV.

Auch sei die Beschlusskammer bei der Berechnung der jährlichen Erlösobergrenzen rechtswidrig nicht von einem gesamtwirtschaftlichen, sondern von einem sektoralen Produktivitätsfortschritt ausgegangen.

Die Regelung in § 9 ARegV verstoße gegen § 21a Abs. 5 Satz 1 EnWG sowie gegen § 21a Abs. 6 Satz 2 Nr. 5 EnWG und damit gegen höherrangiges Recht. Jedenfalls aber sei es rechtswidrig, dass der Ordnungsgeber den sektoralen Produktivitätsfaktor für die beiden ersten Regulierungsperioden in § 9 Abs. 2 ARegV betragsmäßig bestimmt habe. Dies widerspreche dem Prinzip der sog. Methodenrobustheit, das in § 21a Abs. 5 Satz 5 EnWG seine gesetzliche Grundlage finde. Die pauschale Vorabfestlegung in Höhe des sektoralen Produktivitätsfortschritts werde auch nicht durch die in den Berichten der Bundesnetzagentur dargestellten und im Ordnungsverfahren diskutierten erheblichen methodischen Probleme und eine nicht verfügbare adäquate Datengrundlage gerechtfertigt. Aus Gründen der Rechtssicherheit dürfe es eine generelle sektorale Produktivitätsvorgabe nicht geben bis die erforderliche Datengrundlage für eine wirtschaftswissenschaftlich fundierte Berechnung vorliege. Dass der errechnete Wert von 2,54 % und erst recht eine von einer Kalkulation losgelöste Pauschalvorgabe nicht sachgerecht sei, belege eine im Auftrag der H. angefertigte Analyse der I. zur Herleitung des sektoralen Produktivitätsfaktors. Diese komme zu dem Ergebnis, dass der Energiesektor sogar eine geringere Produktivitätssteigerung als die Gesamtwirtschaft aufweise. Eine pauschale Festlegung hätte auch deshalb unterbleiben müssen, weil aufgrund unzureichender Datengrundlage der methodisch richtige Malmquist-Index nicht angewandt werden können. Daran ändere auch eine vergleichende Betrachtung international üblicher Bandbreiten, die zwischen 1,5 % und 2 % für die vorübergehende Festlegung eines generellen Produktivitätsfaktors lägen, nichts. Diese ließen weder Rückschlüsse auf die Produktivitätsveränderung in der deutschen Netzwirtschaft zu noch sei sichergestellt, dass international durchgeführte Berechnungen voll umfänglich mit dem in § 9 ARegV definierten generellen Produktivitätsfaktor tatsächlich vergleichbar seien.

Selbst bei unterstellter Rechtmäßigkeit läge ein Verstoß gegen die gesetzliche Vorgabe darin, dass sich der Faktor für den sektoralen Produktivitätsfortschritt gemäß der Regulierungsformel auch auf vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile beziehe. Diese zählten nach der Legaldefinition des § 11 Abs. 1 ARegV zu den nicht beeinflussbaren Kostenanteilen. Nach dem klaren Wortlaut des

§ 21a Abs. 4 Satz 6 EnWG dürften Effizienzvorgaben indessen ausdrücklich „nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil bezogen sein“.

V.

Die mit Schreiben vom 27. Juni 2008 beantragte Gewährung eines Erweiterungsfaktors für das Jahr 2009 habe die Beschlusskammer ebenfalls zu Unrecht abgelehnt. Eine Anpassung der Erlösobergrenze sei auch schon im ersten Jahr der Anreizregulierungsperiode möglich; diese werde erst bestimmt und anschließend angepasst. Ihre Versorgungsaufgabe habe sich im Jahr nachhaltig geändert. Die in Niederspannung versorgte Fläche habe sich von auf Quadratkilometer erhöht, die Zahl der Anschlusspunkte von auf ; desweiteren habe sich die Anzahl der Anschlusspunkte in Mittelspannung von auf erhöht. Daraus errechneten sich Mehrkosten von mindestens € und damit mehr als % der Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile, namentlich %. Hilfsweise berufe sie sich darauf, dass eine planwidrige Regelungslücke vorliege, die für das Jahr 2009 durch eine analoge Anwendung des § 10 ARegV geschlossen werden müsse. Es sei vom Verordnungsgeber nicht gewollt, dass eine Änderung der Versorgungsaufgabe sowohl vor dem Jahr 2009 berücksichtigt worden sei als auch nach dem Jahr 2009 berücksichtigt wäre, im Jahr 2009 dagegen unberücksichtigt bleibe.

Die weitergehende Beschwerde betreffend den Auflagenvorbehalt der Mehrerlössaldierung hat sie mit Schriftsatz vom 20. Januar 2010 und hinsichtlich der Rüge der rechtsfehlerhaft unterlassenen Bereinigung des Effizienzwerts mit Schriftsatz vom 24. August 2010 zurückgenommen.

Sie beantragt,

den Festlegungsbeschluss der Bundesnetzagentur vom , Az. BK 8 – 08/ , aufzuheben und die Bundesnetzagentur analog § 113 Abs. 5 Satz 2 VWGO zu verpflichten, einen Festlegungsbeschluss mit Wirkung zum 1. Januar 2009 unter Beachtung der Rechtsauffassung des Gerichts zu erlassen.

Die Bundesnetzagentur bittet um Zurückweisung der Beschwerde, indem sie die angegriffene Festlegung unter Wiederholung und Vertiefung der maßgeblichen Gründe verteidigt.

Wegen der weiteren Einzelheiten des Sach- und Streitstands wird auf die zwischen den Beteiligten gewechselten Schriftsätze nebst Anlagen, den beigezogenen Verwaltungsvorgang der Bundesnetzagentur und das Protokoll der Senatssitzungen vom 19. Mai und 8. Dezember 2010 Bezug genommen.

B.

Die zulässige Beschwerde der Betroffenen hat aus den mit den Beteiligten in den Senatssitzungen erörterten Gründen in der Sache keinen Erfolg. Die Erlösobergrenzen für die erste Regulierungsperiode sind im Einklang mit den Vorgaben der ARegV festgelegt. Zu Recht hat die Beschlusskammer auch die Anträge auf Anerkennung eines Härtefalls bezüglich der Kostensteigerung für die Beschaffung von Verlustenergie und die Gewährung eines Erweiterungsfaktors für das Jahr 2009 zurückgewiesen.

Im Einzelnen:

1. Bestimmung des Ausgangsniveaus

Ohne Erfolg wendet sich die Betroffene dagegen, dass die Beschlusskammer als Ausgangsniveau für die Bestimmung ihrer Erlösobergrenze für die erste Regulierungsperiode das Ergebnis der Kostenprüfung ihrer letzten – bestandskräftigen - Entgeltgenehmigung vom zugrundegelegt hat, ohne dies in verschiedener Hinsicht anzupassen. Ihre Rüge, die Beschlusskammer hätte das sich aus der Entgeltgenehmigung ergebende Ausgangsniveau auch um die Plankosten für die Beschaffung von Verlustenergie im Jahr 2009 wie auch mit Blick auf die Erkenntnisse der einschlägigen BGH-Rechtsprechung zur Berücksichtigungsfähigkeit verschiedener Kostenbestandteile korrigieren müssen, geht fehl. Ebenso wenig war sie verpflichtet, die höhere Eigenkapitalverzinsung auch bei der kalkulatorischen Gewerbesteuer und Tagesneuwerte der Altanlagen auf der Basis der WIBERA-Indexreihen in Ansatz zu bringen.

1.1. Der Verordnungsgeber sieht in § 6 Abs. 1 ARegV grundsätzlich vor, dass das Ausgangsniveau durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 der jeweiligen Netzentgeltverordnung zu ermitteln ist. Diese hat im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Basis der Daten des (dann) letzten abgeschlossenen Geschäftsjahrs – des Basisjahrs - zu erfolgen. Vor dem Hintergrund, dass die erste Regulierungsperiode zum 1.01.2009 begonnen hat, hätte daher eine solche Kostenprüfung im Jahre 2007 auf der Basis des Geschäftsjahres 2006 erfolgen müssen. Dieses ist in § 6 Abs. 1 Satz 5 ARegV auch ausdrücklich als Basisjahr festgelegt worden.

Für die erste Regulierungsperiode bestimmt § 6 Abs. 2 ARegV indessen davon abweichend, dass das Ergebnis der Kostenprüfung der „letzten“ Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung heranzuziehen ist. Sinn und Zweck dieser Übergangsregelung ist es ersichtlich, eine (erneute) Kostenprüfung und den damit für rd. 1.500 Netzbetreiber und die Regulierungsbehörden verbundenen Aufwand auch angesichts des Zeitfaktors zu vermeiden. Nach dem Inkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung am 6. November 2007 standen den Regulierungsbehörden bis zum Beginn der ersten Regulierungsperiode nur noch 14 Monate für die erstmals durchzuführenden Verfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen und acht Monate für den Effizienzvergleich zur Verfügung. Mit Blick darauf hatte die Bundesnetzagentur schon im Rahmen ihres Berichts nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung angeregt, als Ausgangsniveau für die erste Regulierungsperiode die in der letzten Entgeltprüfung genehmigten Entgelte heranzuziehen, sofern diese sehr zeitnah vor dem Beginn der ersten Regulierungsperiode erfolgt (s. Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG vom 30.06.2006, S. 159, Tz 734).

Die „letzte“ Entgeltgenehmigung ist auf Empfehlung des Wirtschaftsausschusses zeitlich dahin präzisiert worden, dass sie „auf der Datengrundlage des Geschäftsjahres 2006 oder eines früheren Geschäftsjahres basiert“ (BR-Drs. 417/07 (Beschluss) vom 21.09.2007, S. 2 f.). Ziel dessen war es, eine möglichst einheitliche Datenbasis und eine geordnete Abwicklung des Effizienzvergleichs sicherzustellen. Vor dem Hintergrund in der Praxis erwogener Möglichkeiten sollte klargestellt werden, dass im Jahre 2008 ggfs. gestellte Entgeltgenehmigungsanträge, die auf

dem Geschäftsjahr 2007 basieren, und daraus resultierende Ergebnisse der Kostenprüfung nicht zu berücksichtigen sind (s. zu der entsprechenden Empfehlung Elspas, et 2007 (Heft 6), S. 8, 10). Hatte der Netzbetreiber auf Basis der Kostenlage 2006 keinen Antrag auf Genehmigung von Netzentgelten gestellt, sollte eine Kostenprüfung ebenfalls nicht erfolgen, in einem solchen Fall ist das Ergebnis der Kostenprüfung maßgeblich, die der Entgeltgenehmigung mit der letzten verfügbaren Datengrundlage zugrunde lag. Damit ist dem Umstand Rechnung getragen worden, dass es in der zweiten Netzentgeltgenehmigungsrunde gängige Praxis war, die Netzentgeltbescheide aus der ersten Entgeltgenehmigungsrunde bis zum 31.12.2008 zu verlängern. Entsprechendes sieht § 34 Abs. 3 ARegV für die kleinen Netzbetreiber vor, die am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen. Hatte der Netzbetreiber in der so gen. zweiten Entgeltgenehmigungsrunde u. a. entsprechend § 32 Abs. 5 StromNEV/ § 32 Abs. 6 GasNEV keine Erhöhung der Netzentgelte beantragt, findet § 6 ARegV keine Anwendung. Das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenze ergibt sich vielmehr aus dem Ergebnis der letzten abgeschlossenen Entgeltgenehmigung zuzüglich eines jährlichen Inflationsausgleichs für die Jahre 2005 und 2006.

Etwaige Plankosten der Anreizregulierungsperiode finden im Ausgangsniveau und damit bei der Festsetzung der Erlösobergrenzen keinerlei Berücksichtigung. Zwar hatte der Verordnungsgeber in der bis zum 8. September 2010 geltenden Fassung des § 6 Abs. 1 Satz 2 ARegV ursprünglich einen Verweis auf § 3 Abs. 1 Satz 4 2.HS GasNEV und § 3 Abs. 1 Satz 5 2. HS StromNEV vorgesehen, so dass danach gesicherte Erkenntnisse in die Kostenartenrechnung hätten einfließen und so bei der von der Regulierungsbehörde vorzunehmenden Kostenprüfung hätten berücksichtigt werden können. Faktisch wäre dies jedoch erstmals in der zweiten Anreizregulierungsperiode von Relevanz gewesen, denn mit der Regelung des § 6 Abs. 2 ARegV hatte der Verordnungsgeber für die erste Regulierungsperiode von einer Kostenprüfung und damit auch von der Anpassung des heranzuziehenden Ergebnisses der Kostenprüfung der „letzten“ § 23a EnWG-Entgeltgenehmigung an Planwerte abgesehen. Durch die mit Wirkung vom 9. September 2010 vorgenommene Änderung des § 6 Abs. 1 Satz 2 ARegV und die Regelung des § 6 Abs. 3 Satz 2 ARegV hat der Verordnungsgeber jedoch nunmehr jeglicher Berücksichtigung von Planwerten eine Absage erteilt, weil sie „nicht sachgerecht und deshalb auszuschließen“ sind und im System der Anreizregulierung die

Fortentwicklung des Kostenniveaus im Zeitablauf schon durch die Anpassung nach der Regulierungsformel berücksichtigt werde (BR-Drs. 312/10 vom 9.07.2010 (Beschluss), S. 19).

1.2. Vor diesem Hintergrund ist für die von der Betroffenen begehrte Anpassung des Ergebnisses der in der letzten Entgeltgenehmigung von der Regulierungsbehörde vorgenommenen Kostenprüfung kein Raum. Der Verordnungsgeber hat von einer Überprüfung des Ergebnisses der Kostenprüfung der letzten Entgeltgenehmigung ausdrücklich abgesehen. Im Einzelnen:

1.2.1. **Plankosten** in Höhe von € für die Beschaffung von Verlustenergie im Jahre **2009** waren nicht entsprechend § 3 Abs. 1 Satz 5 2. HS StromNEV zu berücksichtigen, da eine solche Anpassung der maßgeblichen Kostenbasis in § 6 Abs. 2 ARegV – anders als bei der Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1 ARegV a.F. – nicht vorgesehen ist. Höhere Beschaffungskosten können daher in der ersten Regulierungsperiode – sofern die Voraussetzungen im Einzelfall vorliegen – nur zu einer der vom Verordnungsgeber in der Anreizregulierungsverordnung vorgesehenen Korrekturmöglichkeiten führen (ebenso: OLG Stuttgart, Beschluss vom 21.01.2010, Az. 202 EnWG 3/09, S. 18 BA; s. dazu auch: Schneider IR 2009, 170, 171).

1.2.2. Das Ergebnis der in der Entgeltgenehmigung vom vorgenommenen Kostenprüfung ist auch nicht zu korrigieren, weil die Regulierungsbehörde nach der **Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs** aus dem Jahre 2008 zugunsten der Betroffenen weitere Kostenpositionen hätte berücksichtigen müssen. Korrekturen sind weder hinsichtlich der Plankosten für die Verlustenergiebeschaffung des Jahres 2008, für Anlagen im Bau und geleistete Vorauszahlungen in der Verzinsungsbasis noch für den Ansatz eines Risikozuschlags bei der Verzinsung des überschießenden Eigenkapitals vorzunehmen. Auch insoweit kann die Betroffene nur auf die vom Verordnungsgeber vorgesehenen Korrekturmöglichkeiten zurückgreifen.

Schon aus dem Wortlaut des § 6 Abs. 2 ARegV, der der Regulierungsbehörde vorgibt, dass das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Entgeltgenehmigung heranzuziehen ist, folgt, dass die Regulierungsbehörde dieses keiner weiteren Überprüfung unterziehen soll. Auch Systematik sowie Sinn und Zweck der Norm lassen nur dieses Verständnis zu. § 6 Abs. 2 ARegV stellt die Ausnahme zu der

Regel dar, dass die Regulierungsbehörde eine Kostenprüfung vornehmen soll und bestimmt näher, aus welcher Entgeltgenehmigung daher das Ergebnis der Kostenprüfung zu übernehmen ist. § 34 ARegV trifft eine entsprechende Regelung für die kleinen Netzbetreiber, welche am vereinfachten Verfahren teilnehmen. Aus § 12 Abs. 1 Satz 3 ARegV kann die Betroffene nichts zu ihren Gunsten herleiten. Dort hat der Verordnungsgeber auf Vorschlag des Wirtschaftsausschusses lediglich aufgenommen, dass der durchgeführte Effizienzvergleich von solchen Änderungen des nach § 6 ARegV ermittelten Ausgangsniveaus unberührt bleibt, die sich auf Grund rechtskräftiger gerichtlicher Entscheidungen nachträglich ergeben. Die gerichtliche Überprüfung der Festsetzung der Erlösobergrenze erstreckt sich grundsätzlich auf das von der Regulierungsbehörde ermittelte Ausgangsniveau. Kommt es insoweit zu einer Änderung durch rechtskräftige gerichtliche Entscheidung, soll die Regulierungsbehörde nicht gezwungen werden, nach einer jeden solchen gerichtlichen Entscheidung den (bundesweiten) Effizienzvergleich neu durchführen zu müssen, insoweit wird der für den einzelnen Netzbetreiber ermittelte Effizienzwert von nachträglichen Änderungen durch Gerichtsentscheidungen nicht berührt. Allein dies wollte der Verordnungsgeber mit dieser Regelung sicherstellen (BR-Drs. 417/1/07 (Empfehlungen), S. 7; BR-Drs. 417/07 (Beschluss), S. 6). Daraus lässt sich aber nicht der Schluss ziehen, dass das nach § 6 Abs. 2 ARegV heranzuziehende Ergebnis der Kostenprüfung durch nachträgliche Erkenntnisse aus Gerichtsverfahren Dritter zu Gunsten oder zu Lasten des Netzbetreibers fortzuschreiben ist.

Der Verordnungsgeber hat den Regulierungsbehörden in § 6 Abs. 2 ARegV für die erste Regulierungsperiode verbindlich vorgegeben, dass sie das Ergebnis der – schon erfolgten - Kostenprüfung als Ausgangsniveau zugrundelegen haben. Systembedingte Nachteile einer solchen Regelung können nur über die von ihm vorgesehenen Korrekturmöglichkeiten – der Anpassung der auf dieser Grundlage ermittelten Erlösobergrenze oder der individuellen Effizienzvorgabe – ausgeglichen werden, wenn und soweit die Voraussetzungen vorliegen. Daher kann die Betroffene auch aus dem Umstand, dass die Bundesnetzagentur zu Gunsten der Netzbetreiber in einzelnen Punkten das Niveau angepasst haben mag, nichts für sich herleiten; eine Verpflichtung ergibt sich daraus nicht.

1.2.3. Ebenso wenig war die Beschlusskammer verpflichtet, die kalkulatorische **Gewerbesteuer** mit Blick auf die von ihr zu Gunsten der Betroffenen vorgenommene Anpassung der Eigenkapitalverzinsung zu aktualisieren.

Die Beschlusskammer hat allerdings die mit der Entgeltgenehmigung vom vorgegebene Eigenkapitalverzinsung mit Blick auf den mit Beschluss vom 7. Juli 2008 entsprechend § 7 Abs. 6 StromNEV festgelegten höheren Zinssatz angepasst, um diese Festlegung nicht leerlaufen zu lassen (ebenso Hummel, in Danner/Theobald, EnWG, Juni 2008, Rdnr. 21 zu § 6 ARegV ; Weyer, RdE 2008, 261, 263; für ein Hinausschieben Böwing/Franz/Sömantri, et 2007 (Heft 6), S. 14, 15 f.). Gem. § 7 Abs. 6 StromNEV hatten die Regulierungsbehörden über die Anwendung der Eigenkapitalzinssätze nach § 21 Abs. 2 EnWG vor Beginn einer Regulierungsperiode nach § 3 ARegV, erstmals zum 1. Januar 2009, durch Festlegung zu entscheiden. Dem Umstand, dass die Regulierungsbehörde selbst den Zinssatz für die Verzinsung des Eigenkapitals für die erste Regulierungsperiode höher als in § 7 Abs. 4 StromNEV festgelegt hat - und zwar ausdrücklich für die Bestimmung der Erlösobergrenze nach § 6 ARegV - , hat sie durch die Anpassung dieses Kostenfaktors an die geänderte Rechtslage Rechnung getragen. Daraus erwächst jedoch kein Anspruch des Netzbetreibers auf Anpassung der Kostenpositionen, die an die Kostenposition Eigenkapitalverzinsung nur als Berechnungsfaktor anknüpfen. Insoweit muss es bei der Vorgabe des § 6 Abs. 2 ARegV bleiben.

1.2.4. Ohne Erfolg rügt die Betroffene daher auch, die Bundesnetzagentur habe die Tagesneuwerte der Altanlagen im Rahmen der Entgeltgenehmigung auf der Grundlage rechtsfehlerhafter **Preisindizes** ermittelt, indem sie ihre diesbezügliche Festlegung vom 17. Oktober 2007 angewandt habe, gegen die sie – die Betroffene - Beschwerde eingelegt habe (VI-3 Kart (V)). Der Verordnungsgeber hat den Regulierungsbehörden in §§ 6 Abs. 2, 34 Abs. 3 Satz 2 ARegV für die erste Regulierungsperiode verbindlich vorgegeben, dass sie das Ergebnis der – anlässlich einer Entgeltgenehmigung schon erfolgten - Kostenprüfung als Ausgangsniveau zugrundezulegen haben. Angesichts der mit der Entgeltgenehmigung klar gesetzten zeitlichen Zäsur kommt eine nachträgliche Korrektur der Kostenbasis und damit eines einzelnen Faktors, der – nur mit anderen – in die Erlösobergrenze einfließt,

schon nicht in Betracht. Etwaige systembedingte Nachteile dieser Regelung können nur über die vom Verordnungsgeber vorgesehenen Korrekturmöglichkeiten – der Anpassung der auf dieser Grundlage ermittelten Erlösobergrenze oder der individuellen Effizienzvorgabe – ausgeglichen werden, wenn und soweit die Voraussetzungen vorliegen. Da die Frage einer etwaigen Rechtswidrigkeit der festgelegten Preisindizes somit keine Rolle spielt, besteht auch kein Anlass, das vorliegende Beschwerdeverfahren bis zur Entscheidung dieser Frage auszusetzen.

2. Berücksichtigung von Kostenanteilen

Ohne Erfolg wendet sich die Betroffene auch dagegen, dass die Beschlusskammer die Kapitalkosten für Altanlagen und die Gewerbesteuer nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile eingeordnet hat (s. 2.2. und 2.3.). Ebenso wenig hat ihre Beschwerde Erfolg, soweit sie die Berücksichtigung der Netzanschlusskostenbeiträge in Höhe von € als dauerhaft nicht beeinflussbare Erlöse rügt (2.4.).

2.1. Der Verordnungsgeber hat in dem Katalog des § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV festgeschrieben, welche Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten sollen. Insoweit hat er von der Ermächtigung des § 21a Abs. 6 Satz 2 Nr. 7 EnWG Gebrauch gemacht, nach der er in der Rechtsverordnung nach Satz 1 auch Regelungen dazu treffen kann, welche Kostenanteile dauerhaft oder vorübergehend als nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten. Vorgaben dazu enthält § 21a Abs. 4 Satz 1, Satz 6 EnWG. In Satz 2 und Satz 3 hat der Gesetzgeber beispielhaft aufgezählt, welche Kosten zwingend zu den nicht beeinflussbaren Kosten zu zählen sind oder als solche zu gelten haben. Dabei handelt es sich um nicht zurechenbare strukturelle Unterschiede der Versorgungsgebiete, gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben sowie Betriebssteuern, also exogene, durch tatsächliche Begebenheiten oder den Gesetzgeber vorgegebene Kosten, die der Netzbetreiber weder der Art noch der Höhe nach selbst beeinflussen kann. Diese hat der Verordnungsgeber in den Katalog des § 11 Abs. 2 Satz 1 mit Nr. 1, 2, 3 und 7 ARegV übernommen. Daneben hat er weitere Kosten als nicht beeinflussbar gelten lassen und so von der ihm eingeräumten Möglichkeit Gebrauch gemacht, sie als dauerhaft nicht beeinflussbar zu fingieren. Dies hat zur Folge, dass sie Effizienzvergleich und Effizienzvorgaben entzogen sind und der Netzbetreiber die

von der Regulierungsbehörde bestimmte Erlösobergrenze – und auch seine Entgelte - autonom bei einer Kostenänderung innerhalb der Regulierungsperiode entsprechend § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2, Satz 3, Satz 4 ARegV anpassen kann.

2.2. Kapitalkosten für Altanlagen

Keinen Erfolg hat die Rüge der Betroffenen, die Kapitalkosten für Altanlagen seien als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i.S.d. § 21a Abs. 4 EnWG, § 11 Abs.2 ARegV anzusehen.

2.2.1. In dem Katalog des § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV, in welchem der Verordnungsgeber festgeschrieben hat, welche Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten sollen, sind Kapitalkosten nicht angeführt; sie gelten daher nicht bereits qua Verordnung als nicht beeinflussbar.

2.2.2. Fehl geht der Einwand der Betroffenen, Kapitalkosten für Altanlagen müssten aber nach § 21a Abs. 4 EnWG schon deshalb als dauerhaft nicht beeinflussbar gelten, weil sie in der Vergangenheit entstanden seien und der Netzbetreiber sie im Nachhinein, also in der Regulierungsperiode nicht mehr durch eigene Anstrengungen beeinflussen könne.

Beeinflussbar sind alle Kosten, an deren Entstehung das Unternehmen in irgendeiner Weise beteiligt war, d. h. all solche, die durch Entscheidungen des Netzbetreibers beeinflusst werden. Dazu gehören grundsätzlich auch Kapitalkosten, da ihnen Investitionsentscheidungen des Netzbetreibers zugrundeliegen. Die Kapitalkosten ergeben sich aus dem Umfang der durchgeführten Investitionen und den damit verbundenen Anschaffungs- und Herstellungskosten für die erworbenen und selbst geschaffenen allgemeinen und netzspezifischen Anlagegüter wie sie in Anlage 1 zur StromNEV aufgeführt sind. Ihre Höhe ist nicht nur davon abhängig, in welchem Umfang die Investition getätigt wird, maßgeblich ist auch, inwieweit sie über Eigen- oder Fremdkapital finanziert wird. Ob der Netzbetreiber dabei effizient vorgegangen ist, lässt sich nur im (Effizienz-)Vergleich mit anderen Netzbetreibern feststellen. Hat er seinen Netzbetrieb schon vor der Regulierung effizient gestaltet, wird sich dabei für ihn eine Effizienz von 100 % ergeben. In Folge dessen wird seine Erlösobergrenze nicht durch eine individuelle Effizienzvorgabe abgesenkt. Ergibt der

Effizienzvergleich indessen einen ineffizient geführten Netzbetrieb, muss der Netzbetreiber sich an den unnötigen Kostenanteilen durch ein vermindertes Geschäftsergebnis beteiligen oder andere Wege der Kosteneinsparung finden und so seine Rationalisierungspotentiale aufdecken, denn die ermittelten Erlösobergrenzen werden durch die Effizienzvorgabe abgesenkt (ebenso: Säcker/Meinzenbach/Hansen, BerlKommEnR, 2. A., Rdnr. 9 zu § 11 ARegV, Anh § 21 a EnWG). Auf diese Weise wird zugleich sichergestellt, dass sich der Netznutzer nicht an ineffizienten Kosten aus der Vergangenheit beteiligen muss. Die Qualifizierung eines Kostenanteils als dauerhaft nicht beeinflussbar ist daher nicht nur für die Frage entscheidend, ob dieser der (zukünftigen) Effizienzvorgabe unterliegt.

Im Übrigen folgt aus dem Umstand, dass die Investitionsentscheidungen für vor dem 31.12.2008 getätigte Anlagen in der Vergangenheit liegen, auch nicht, dass sie in der Zukunft dauerhaft jeglicher unternehmerischer Einflussnahme entzogen sind. Ineffiziente Kapitalkostenbestandteile kann der Netzbetreiber reduzieren, indem er etwa Netzteile verkauft, nicht mehr genutzte Leitungen still legt und abschreibt oder Ersatzinvestitionen an die tatsächlich notwendige Netzinfrastruktur anpasst (s. schon Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG vom 30.06.2006, Rdnr. 62, 76; ebenso Meinzenbach, Die Anreizregulierung als Instrument zur Regulierung von Netznutzungsentgelten im neuen EnWG, 2008, S. 393; Müller-Kirchenbauer in Danner/Theobald, Energierecht, Rdnr. 55 zu § 21a EnWG; a.A. Theobald/Hummel/Gussone/Feller, Anreizregulierung, S. 48 ff.; Hummel in Danner/Theobald, Energierecht, Rdnr. 68 zu § 11 ARegV; Ruge, ZNER 2006, 200, 207, 209; Walther, Die Regulierung der Elektrizitätsnetzentgelte nach der Anreizregulierungsverordnung, 2009, S. 62 ff.; Säcker/Meinzenbach/Hansen, BerlKommEnR, a.a.O.). Die von der Betroffenen vorgenommene Betrachtung hingegen hätte zur Folge, dass die Kapitalkosten für bestehendes Anlagevermögen dauerhaft der Effizienzvorgabe entzogen würden, so dass solche, die aufgrund von Fehlentscheidungen ineffizient hoch sind, dauerhaft perpetuiert würden. Dies würde angesichts der hohen Kapitalintensität der Netzindustrien dem Gesetzeszweck und damit dem Zweck der Anreizregulierung zuwiderlaufen, da der Effizienzvorgabe nur noch künftige Investitionen und die laufende Betriebsführung unterfielen und das

Ziel, einen wettbewerbsähnlichen Zustand zu erreichen, ausgehöhlt würde (s.a. Groebel in Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. A., Rdnr. 44f. zu § 21a; Säcker/Meinzenbach/Hansen, BerlKommEnR, a.a.O.).

Letztlich ist es damit eine Frage der Zumutbarkeit, in welchem Umfang und zeitlichen Rahmen ein Abbau von Ineffizienzen, die in dem beeinflussbaren Kostenanteil enthalten sind, erfolgen soll; insoweit bietet § 16 Abs. 2 ARegV eine Korrekturmöglichkeit, mit der eine Anpassung der individuellen Effizienzvorgabe erfolgen kann, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass er die für ihn ermittelte individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung aller ihm möglicher und zumutbarer Maßnahmen nicht erreichen kann. Der Vorgabe des § 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG wird damit Rechnung getragen.

2.3. Gewerbesteuer

Fehl geht auch die Rüge, die Bundesnetzagentur hätte die Gewerbesteuer als Betriebssteuer i.S.d. §§ 21a Abs. 4 Satz 2 EnWG, 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 ARegV anerkennen müssen, weil es sich um einen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteil handele.

Als nicht beeinflussbare Kostenanteile, auf die sich Effizienzvorgaben nicht beziehen dürfen, sehen § 21a Abs. 4 Satz 2 EnWG, § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV Betriebssteuern vor. Darunter fallen nach dem Willen des Verordnungsgebers alle Steuern, die in der Steuerbilanz abzugsfähige Betriebsausgaben sind (BR-Drs. 417/07, S. 51). Um eine solche handelt es sich indessen bei der Gewerbesteuer schon nicht, denn ihre Abzugsfähigkeit ist infolge der Unternehmenssteuerreform entfallen (§ 4 Abs. 5 b EStG). Unabhängig davon ist der diesbezügliche Anteil der nach § 6 Abs. 2 ARegV als Ausgangsbasis heranzuziehenden Gesamtkosten aber auch deshalb nicht zu berücksichtigen, weil nach § 8 StromNEV nur ein kalkulatorischer Gewerbesteueransatz auf der Grundlage der anerkannten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung in die Gesamtkosten des Netzbetriebs einfließt und er darüber vom Netzbetreiber beeinflusst werden kann. Ein Vergleich mit den anderen im Katalog des § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV aufgeführten Kostenanteilen zeigt indessen, dass – mit Ausnahme des Pauschalisierten Investitionszuschlags und des Investitionsbudgets – nur aufwandsgleiche

Kostenanteile aufgenommen sind. Die Gewerbesteuer nach § 8 StromNEV ist indessen eine rein kalkulatorische Kostenposition, die auf der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung fußt (s.a. BGH, Kartellsenat, Beschluss vom 14.08.2008 – KVR 34/07 (V) – Rdnr. 86).

2.4. Netzanschlusskostenbeiträge

Keinen Erfolg hat die Beschwerde auch, soweit die Beschlusskammer Erträge aus Netzanschlusskostenbeiträgen im Rahmen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile kostenmindernd berücksichtigt hat.

Anders als Erlöse aus Baukostenzuschüssen waren solche aus Netzanschlusskostenbeiträgen im Katalog des § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV in der bis zum 8. September 2010 geltenden Fassung allerdings nicht ausdrücklich als dauerhaft nicht beeinflussbare Erlöse aufgeführt. Neben dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten enthält der Katalog des § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV auch kalkulatorische Erlöse, deren Berücksichtigung zur Folge hat, dass der Kostenblock der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten insgesamt absinkt. Nach Ziffer 13 in der zum Zeitpunkt der Festlegungsentscheidung maßgeblichen Fassung war nur der jährliche Auflösungsbetrag der Baukostenzuschüsse nach § 9 Abs. 1 Nr. 4 der NEVen kostensenkend zu berücksichtigen; nicht aufgeführt war indessen der in § 9 Abs. 1 Nr. 3 der NEVen angeführte Ertrag aus Netzanschlusskosten. Insoweit lag jedoch – wie aus der nunmehr mit Wirkung vom 9. September 2010 erfolgten Ergänzung des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV um Erlöse aus Netzanschlusskostenbeiträgen ersichtlich ist - eine Regelungslücke vor (s. BR-Drs. 312/10 (Beschluss) vom 09.07.2010, S. 20). Diese hat die Bundesnetzagentur in nicht zu beanstandender Weise entsprechend dem Sinn und Zweck der Vorschrift dadurch geschlossen, dass sie auch diese Erlöse als dauerhaft nicht beeinflussbare behandelt hat.

Für eine einheitliche Handhabung spricht schon, dass es sich um vergleichbare Kostenarten handelt, denn in beiden Fällen erhält der Netzbetreiber für Anlagenteile Kostenerstattungen von Seiten des Netznutzers. Baukostenzuschüsse sind anteilige Kostenerstattungen für das bereits bestehende Netz, Netzanschlusskosten solche für den individuell hergestellten Anschluss. Beide Zahlungen fallen nicht nur zeitlich

meist zusammen, sondern sind – wie die Bundesnetzagentur dargelegt hat - von der überwiegenden Zahl der Netzbetreiber in der Vergangenheit sowohl in der Entgeltkalkulation als auch bilanziell und damit auch in der kalkulatorischen Kostenrechnung nicht getrennt, sondern einheitlich verbucht worden. Da es sich bei ihnen um Erträge handelt, die in der Regel als Sonderposten mit Rücklagenanteil in die Bilanz einfließen, werden sie einheitlich linear – entsprechend dem Abschreibungszeitraum des zugrunde liegenden Wirtschaftsguts oder im Pachtmodell über 20 Jahre – aufgelöst. Für das Geschäftsjahr 2006, das für die Kostenprüfung der letzten Entgeltgenehmigung zugrundegelegt war und damit als Ausgangsniveau für Effizienzvergleich und Erlösobergrenze maßgeblich ist, bedeutet dies, dass in der Regel noch einheitlich erfasste Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge aus den Jahren ab 1986 durch ihre lineare Auflösung fortwirken. Mit Blick darauf ist schon bei der Durchführung des Effizienzvergleichs nur ein einheitlicher Ansatz möglich und sachgerecht, um Verzerrungen zu vermeiden. Entsprechend sind sie dann auch im Weiteren bei der Berechnung der individuellen Erlösobergrenze einheitlich als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil erlösmindernd zu berücksichtigen.

Auch die Betroffene räumt im Übrigen ein, dass sie jedenfalls bis 1995 beide Erträge einheitlich verbucht hat; wie die Auszüge aus ihrer Bilanz und der GuV des Jahres 1999 ausweisen, hat sie allein in den Jahren 2008 und 2009 daraus noch Beträge in Höhe von mehr als € aufgelöst (Anlage Bf). Das ergänzende Vorbringen in ihrem Schriftsatz vom zu der von ihr seit 1995 vorgenommenen Trennung der beiden Positionen rechtfertigt keine andere Beurteilung.

3. Verlustenergiekosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile/ gestiegene Beschaffungskosten als unzumutbare Härte

Ohne Erfolg wendet sich die Betroffene auch dagegen, dass die Beschlusskammer die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie den dauerhaft beeinflussbaren Kostenanteilen zugeordnet (s. 3.1. und 3.2.) und die Kostensteigerung nicht als Härtefall i.S.d. § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV anerkannt hat (s. 3.3.).

3.1. Bei den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie handelt es sich – wie der Senat schon in den bei ihm anhängigen Beschwerdeverfahren im Zusammenhang

mit der Anerkennung freiwilliger Selbstverpflichtungserklärungen als wirksame Verfahrensregulierung entschieden hat (vgl. nur: Beschlüsse vom 17.02.2010, VI-3 Kart (V); VI-3 Kart (V)) - nicht um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 21a Abs. 4 EnWG, § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV.

3.1.1. Der Ordnungsgeber hat in dem Katalog des § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV festgeschrieben, welche Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten sollen. Insoweit hat er – wie bereits oben unter 2. ausgeführt - von der Ermächtigung des § 21a Abs. 6 Satz 2 Nr. 7 EnWG Gebrauch gemacht, nach der er in der Rechtsverordnung nach Satz 1 auch Regelungen dazu treffen kann, welche Kostenanteile dauerhaft oder vorübergehend als nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten.

Von dem Katalog des § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV werden die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie nicht erfasst, sie gelten daher nicht schon qua Verordnung als nicht beeinflussbar.

3.1.2. Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie sind grundsätzlich objektiv vom Netzbetreiber beeinflussbare Kosten, so dass sie auch nach der gesetzgeberischen Wertung des § 21a Abs. 4 Satz 1, 6 EnWG nicht den Effizienzvorgaben entzogen sind und von daher auch nicht einer Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2, Satz 3 ARegV ab dem zweiten Jahr der Regulierungsperiode unterliegen können.

Nach § 21a Abs. 4 Satz 1, 6 EnWG dürfen sich die Effizienzvorgaben nicht auf den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteil beziehen, weil es sich insoweit um Kosten der Netzbetreiber handelt, auf deren Höhe sie nicht einwirken können. Beeinflussbar sind damit all die Kosten, an deren Entstehung das Unternehmen in irgendeiner Weise beteiligt war und ist, d.h. solche, die durch Entscheidungen des Netzbetreibers beeinflusst werden. Dabei kommt es allein auf die abstrakte Möglichkeit der Beeinflussbarkeit an (Groebel in Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. A., Rdnr. 44 ff. zu § 21a). In den Regelbeispielen des § 21a Abs. 4 Satz 2 EnWG hat der Gesetzgeber beispielhaft aufgeführt, welche Kostenanteile er als tatsächlich nicht beeinflussbar ansieht. Dazu gehören – wie bereits oben ausgeführt - nicht zurechenbare strukturelle Unterschiede der Versorgungsgebiete, gesetzliche

Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben sowie Betriebssteuern, also exogene, durch tatsächliche Begebenheiten oder den Gesetzgeber vorgegebene Kosten, die der Netzbetreiber weder der Art noch der Höhe nach selbst beeinflussen kann.

Um objektiv nicht beeinflussbare Kosten handelt es sich bei den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie indessen nicht (a.A. OLG Naumburg, Beschluss vom 05.11.2009, Az 1 W 6/09 (EnWG), Rn 43, zitiert nach juris, jedoch ohne nähere Begründung). Bei der Beschaffung von Verlustenergie haben die Netzbetreiber zwar die Vorgaben einzuhalten, die sich aus § 22 Abs. 1 EnWG, § 10 Abs. 1 StromNZV ergeben; die Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie können aber selbst dann in verschiedener Hinsicht noch beeinflusst werden. Von daher hat der Verordnungsgeber schon im Grundsatz davon abgesehen, die Beschaffungskosten für Verlustenergie entsprechend der Ermächtigung des § 21a Abs. 6 Satz 2 Nr. 7 EnWG in den Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile des § 11 Abs. 2 ARegV aufzunehmen. Er hat der Regulierungsbehörde mit § 11 Abs. 2 Satz 2 bis 4 ARegV lediglich die Möglichkeit eingeräumt, diese Kosten dann als dauerhaft nicht beeinflussbar gelten zu lassen, wenn sie sich aus Maßnahmen des Netzbetreibers ergeben, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen.

3.2. Die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie gelten auch nicht als dauerhaft nicht beeinflussbar i.S.d. § 11 Abs. 2 Satz 2 ARegV.

Wie der Senat in den Beschwerdeverfahren anderer Netzbetreiber im Zusammenhang mit einer wirksamen Verfahrensregulierung bei der Beschaffung von Verlustenergie festgehalten hat, steht dem schon entgegen, dass die Regulierungsbehörde weder die von ihr selbst erlassene so gen. Festlegung ‚Beschaffungsrahmen‘ vom 21.10.2008 – BK6-08-006 - noch die freiwillige Selbstverpflichtung der Betroffenen als wirksame Verfahrensregulierung nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV festgelegt hat und die Betroffene auf eine solche Festlegung auch keinen Anspruch hätte.

3.2.1. In § 11 Abs. 2 Satz 2 und 3 ARegV hat der Verordnungsgeber vorgesehen, dass auch solche Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar gelten können, die sich

aus Maßnahmen des Netzbetreibers ergeben, die einer wirksamen Verfahrensregulierung nach der maßgeblichen nationalen oder europäischen Zugangsverordnung unterliegen. Zu diesen gehören gem. § 11 Abs. 2 Satz 2 Nr. 3 ARegV auch Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie. In Satz 4 definiert der Verordnungsgeber die Voraussetzungen, die an eine wirksame Verfahrensregulierung zu stellen sind. Es muss eine umfassende Regulierung des betreffenden Bereichs entweder durch vollziehbare Entscheidungen der Regulierungsbehörden oder freiwillige Selbstverpflichtungen der Netzbetreiber erfolgt sein und die Regulierungsbehörde muss dies nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV festlegen. Als umfassend reguliert kann die Regulierungsbehörde - wie der Verordnungsbegründung zu entnehmen ist - den betreffenden Bereich nicht nur dann ansehen, wenn der Netzbetreiber i.S.d. Vorgaben des § 21a Abs. 4 EnWG keine Möglichkeit der eigenständigen Kostenbeeinflussung hat, sondern auch dann, wenn diese nur geringfügig sind (BR-Drs. 417/07, S. 52). 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.

Das Verfahren der Beschaffung von Verlustenergie hat die Bundesnetzagentur weder auf der Grundlage ihrer Festlegung ‚Beschaffungsrahmen‘ vom 21.10.2008 – BK6-08-006 - noch auf der Grundlage der von der Betroffenen abgegebenen freiwilligen Selbstverpflichtung als wirksam verfahrensreguliert festgelegt und damit die Kosten nicht als dauerhaft nicht beeinflussbar anerkannt. § 11 Abs. 2 Satz 2, 3 ARegV sieht als formelle Komponente einer wirksamen Verfahrensregulierung und damit der Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten die förmliche Festlegung vor. Diese hat vor Beginn der Regulierungsperiode für deren Dauer zu erfolgen. Mit ihr soll vermieden werden, dass im Verlauf der Regulierungsperiode Unklarheiten darüber entstehen, ob für bestimmte Bereiche eine wirksame Verfahrensregulierung anzunehmen ist (BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S. 52). Eine solche förmliche Feststellung und damit Festlegung muss auch deshalb erfolgen, weil § 4 Abs. 3 Satz 1 ARegV den Netzbetreiber ermächtigt, die von der Regulierungsbehörde bestimmte Erlösobergrenze nachträglich zum 1. Januar eines

Kalenderjahres – und damit gem. § 17 Abs. 2, 3 ARegV auch seine Entgelte – eigenständig anzupassen, wenn sich solche als nicht beeinflussbar geltenden Kosten i.S.d. § 11 Abs. 2 Satz 2, 3 ARegV nachträglich ändern. Gem. § 4 Abs. 3 Satz 2 ARegV bedarf es in solchen Fällen nicht der erneuten Festlegung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde, die bloße Mitteilung nach § 28 Nr. 1 ARegV reicht insoweit aus.

Gegen den Beschluss der Bundesnetzagentur vom 10. Dezember 2008, mit dem diese die Festlegung des der freiwilligen Selbstverpflichtung der Betroffenen vom 2. Juli 2008 zugrunde liegenden Verfahrens als wirksame Verfahrensregulierung abgelehnt hat (Anlage Bf 11), hat die Betroffene ein Rechtsmittel nicht eingelegt, so dass die Entscheidung bestandskräftig ist.

3.2.2. Unabhängig davon kann die Betroffene auch nicht mit Erfolg einwenden, dass die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie als dauerhaft nicht beeinflussbar zu gelten hätten.

3.2.2.1. Anspruch auf eine solche Anerkennung hat der Netzbetreiber nur dann, wenn die Verfahrensregulierung derart ausgestaltet ist, dass ihm keine Möglichkeit einer eigenständigen Kostenbeeinflussung mehr verbleibt. Dies ist unstrittig weder auf der Grundlage der Festlegung ‚Beschaffungsrahmen‘ vom 21.10.2008 – BK 6-08-006 - noch auf der Grundlage des Verfahrens, das der freiwilligen Selbstverpflichtung der Betroffenen zugrundeliegt, der Fall.

Bei dem von ihr - der Betroffenen - vorgeschlagenen Verfahrensmodell können die Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie – worauf der Senat schon in den weiteren bei ihm anhängig gewesenen Beschwerdeverfahren hingewiesen hat - in verschiedener Hinsicht noch beeinflusst werden. Objektiv möglich sind ihr Einflussnahmen etwa durch die Wahl von Ausschreibungszeitpunkten und – zeiträumen, der Losgröße der Langfristkomponente, der Bildung von Ausschreibungsgemeinschaften, die Form der Beschaffung des langfristig prognostizierbaren Verlustenergiebedarfs und die Art und Weise der Prognose des zu beschaffenden Bedarfs sowie durch die fehlenden Vorgaben für die Beschaffung der Kurzfristkomponente.

Auch die in der Festlegung ‚Beschaffungsrahmen‘ vom 21.10.2008 – BK6-08-006 - von der Beschlusskammer getroffenen Vorgaben belassen - wie sie in dieser Entscheidung zutreffend ausgeführt hat - nach der erklärten Zielsetzung, aber auch materiell für Verteilnetzbetreiber noch Spielräume einer Kostenbeeinflussung, so dass die Beschaffungskosten objektiv beeinflussbar sind.

3.2.2.2. Die Anerkennung von solchen objektiv auch nur geringfügig beeinflussbaren Beschaffungskosten als dauerhaft nicht beeinflussbar kann der einzelne Netzbetreiber nicht beanspruchen. Die Entscheidung als solche steht – wie der Senat schon in den diesbezüglichen Beschwerdeverfahren ausgeführt hat – im Ermessen der Regulierungsbehörde, das nicht seinen Interessen dient, sondern seine wirtschaftlichen Interessen nur berührt. In der Sache hat die Regulierungsbehörde unter Abwägung der im Einzelfall zu berücksichtigenden Umstände, insbesondere der Kosten der betroffenen Netzbetreiber und der Interessen der mit den Kosten letztlich belasteten Netznutzer sowie der gesetzlich vorgesehenen Anpassungsmechanismen zu prüfen, ob und unter welchen Voraussetzungen die Anerkennung von objektiv – nur geringfügig - beeinflussbaren Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten sachgerecht und geboten ist. Dabei kann sie unter Berücksichtigung der existierenden Vorgaben und des zu betrachtenden Beschaffungsmarkts vorhandene Verhaltensspielräume weiter reduzieren oder aber davon absehen, des Weiteren kann sie ergänzend hierzu ein spezifisches Anreizmodell entwickeln. Bei einer umfassenden Wertung all dieser Gesichtspunkte handelt es sich daher letztlich um die Frage, ob und ggfs. wie unter Berücksichtigung aller Umstände das - vom Gesetz- und Verordnungsgeber legitimierte - Abweichen von der gesetzgeberisch vorgegebenen Methode sachgerecht und geboten ist. Die Entscheidung dieser Frage und damit das der Regulierungsbehörde eingeräumte Ermessen dient nicht unmittelbar rechtlich geschützten Interessen des betroffenen Netzbetreibers, sondern vornehmlich den mit den Zielvorgaben des § 32 Abs. 1 ARegV in den Blick genommenen Interessen. Rechtlich geschützt ist sein Interesse nur, soweit es um die deklaratorische Feststellung seiner Kosten als nicht beeinflussbar geht. Soll dies indessen im Wege der Fiktion festgestellt werden, wird nur sein wirtschaftliches Interesse an einer solchen Feststellung berührt.

3.3. Schließlich wendet sich die Betroffene auch ohne Erfolg dagegen, dass die Beschlusskammer die gestiegenen Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie nicht als Härtefall i.S.d. § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV anerkannt hat.

3.3.1. Eine Anpassung der bestimmten Erlösobergrenze kann auf Antrag des Netzbetreibers nachträglich erfolgen, wenn ihre Beibehaltung durch den Eintritt eines unvorhersehbaren Ereignisses für ihn eine nicht zumutbare Härte bedeuten würde. Als Beispiel für ein solches unvorhersehbares Ereignis hat der Verordnungsgeber in der Verordnungsbegründung Naturkatastrophen und Terroranschläge angeführt (BR-Drs. 417/07 vom 15.06.07, S. 45). Ein solcher Antrag kann seiner Zielsetzung entsprechend jederzeit gestellt werden, die zeitlichen Vorgaben für den Fall des Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 gelten hier nicht.

3.3.2. Nach Auffassung des Senats stellt die Härtefallregelung des § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV eine Auffangregelung dar, die grundsätzlich dann eingreifen muss, wenn die übrigen vom Verordnungsgeber vorgesehenen Anpassungsmöglichkeiten nicht einschlägig oder ausreichend sind, und die Beibehaltung der festgesetzten Erlösobergrenze andernfalls zu einer unzumutbaren Härte führen würde (a.A. OLG Brandenburg, Beschluss vom 12.01.2010, Az. Kart W 2/09, S. 8 f.; OLG Stuttgart, Beschluss vom 21.01.2010, Az. 202 EnWG 3/09, S. 17; OLG Naumburg, Beschluss vom 5.11.2009, Az. 1 W 1/09 (EnWG), S. 17). In einem solchen Fall lässt § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV die Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund einer von der Regulierungsbehörde zu treffenden Ermessensentscheidung zu.

Der Senat hat dazu in seinen Beschlüssen vom 24. März 2010 - VI-3 Kart 166/09 (V) und VI-3 Kart 200/09 (V) – Folgendes grundsätzlich ausgeführt:

- „Härtefallregelungen stellen eine gesetzliche Ausprägung des verfassungsrechtlichen Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit dar (vgl. nur: BVerfGK 7, 465; 477). Sie sollen gewährleisten, dass auch in Ausnahmefällen, die wegen ihrer atypischen Ausgestaltung nicht im Einzelnen vorhersehbar sind und sich deshalb nicht mit abstrakten Merkmalen erfassen lassen, ein Ergebnis erzielt wird, das dem Normergebnis in seiner grundsätzlichen Zielrichtung gleichwertig ist (BVerwGE 90, 202, 208; zu einer ungeschriebenen Härtefallregelung BGH, Beschluss des Kartellsenats vom 14.08.2008, KVR 35/07 „Stadtwerke Neustadt an der Weinstraße“, Rn 51 ff.). Die Regelung des § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV

knüpft daher auch an ein unvorhersehbares Ereignis an. Da es entscheidend darauf ankommt, welche Perspektive man für maßgeblich erachtet, ist dieser Begriff allerdings mehrdeutig. Versteht man ihn – wie die Bundesnetzagentur - objektiv, so ist die Regelung restriktiv zu handhaben. Stellt man indessen auf die subjektiven Erkenntnismöglichkeiten der Regulierungsbehörde im Zeitpunkt ihrer Entscheidung ab, gelangt man zu einer weiten Auslegung der Regelung. In einem solchen Fall reichen auch solche zu Mehrkosten führenden Umstände aus, die in gewissem Sinne zwar vorhersehbar waren, von der Regulierungsbehörde indessen im maßgeblichen Entscheidungszeitpunkt nicht anerkannt wurden bzw. werden konnten (so auch Missling, IR 2008, 201, 202; Schneider, IR 2009, 194; Hummel, a.a.O., Rn 37 zu § 4).

Dafür, dass ihr ein solches Verständnis zukommen soll, spricht schon der – allerdings in anderem Zusammenhang geäußerte - Wille des Ordnungsgebers. Im Zuge des Erlasses der Verordnung zum Erlass von Regelungen über Messstelleneinrichtungen im Strom- und Gasbereich (MessZV) hat er den Härtefallantrag nach § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV als Anpassungsmöglichkeit für den Fall in Betracht gezogen, dass einem Netzbetreiber während einer Regulierungsperiode erhebliche Mehrkosten entstehen sollten, für die eine Verbuchung auf dem Regulierungskonto mit Ausgleich in der nächsten Regulierungsperiode entsprechend § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV nicht hinreichend erschiene (BR-Drs. 568/08 vom 8.08.2008, S. 33; s.a. Missling, a.a.O.). Ähnlich hatte der Wirtschaftsausschuss eine entsprechende Ergänzung des § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV um „wesentliche Änderungen der nicht beeinflussbaren Kosten nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 8 sowie den Sätzen 2 und 3“ angeregt, mit der er dem Umstand Rechnung tragen wollte, dass ein massiver Anstieg wirtschaftlich bedeutender Kosten u.U. zu Liquiditätsproblemen und damit zu einer nicht zumutbaren Härte führen könne (Empfehlung vom 7.09.2007, BR-Drs. 417/1/07, S. 2). Ein solches Verständnis hatte im Übrigen auch die Bundesnetzagentur ihrem Arbeitsentwurf eines Eckpunktepapiers der Beschlusskammern 6 und 8 „zur Berücksichtigung von Kostensteigerungen bei den Verteilnetzbetreibern im Rahmen der ersten Regulierungsperiode der Anreizregulierung“ vom 23. Juni 2008 zugrunde gelegt.

- Die Systematik der Anreizregulierung sowie die Vereinbarkeit mit höherrangigem Recht gebieten ebenfalls dieses Verständnis.

Als Regulierungsmethode ist es der Anreizregulierung systemimmanent, dass sie bei der Bestimmung der Erlösobergrenzen von generalisierenden, typisierenden und pauschalisierenden Vorgaben ausgeht. Sie stellt eine komplexe Methode mit einer Reihe von Faktoren dar, die in die – für den Netzbetreiber entscheidende - Erlösobergrenze einfließen. Dass die Anreizregulierung den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz, das sich aus § 21 Abs. 1 und 2 EnWG ergebende Gebot angemessener Entgelte und daher auch die in § 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG gezogene Grenze der Erreich- und Übertreffbarkeit achtet, soll durch verschiedene Anpassungs- und Korrekturmechanismen sichergestellt werden.

Die Anpassungsmechanismen des § 4 ARegV beziehen sich indessen nur auf Veränderungen während der Regulierungsperiode. § 4 Abs. 3 ARegV berücksichtigt Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8, von enumerativ aufgeführten nicht beeinflussbaren Kostenanteilen des § 11 Abs. 2

ARegV und gemäß den Qualitätsvorgaben nach Maßgabe des § 19 ARegV. Die Erlösobergrenze kann gem. § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 ARegV weiter angepasst werden im Falle einer nachhaltigen und somit langfristigen Veränderung der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode. Durch diesen Erweiterungsfaktor (§ 10 ARegV) wird berücksichtigt, dass sich die tatsächlichen Umstände, welche die Versorgungsaufgabe prägen, im Laufe der Regulierungsperiode ändern können. Davon zu unterscheiden ist der Ausgleich kurzfristiger, prognosebedingter Mengenabweichungen, der durch das Regulierungskonto des § 5 ARegV erfasst wird.

Mit diesen erst auf Veränderungen während der Regulierungsperiode reagierenden Anpassungsmöglichkeiten können indessen nicht solche Kostensteigerungen und eine aus ihnen resultierende Härte kompensiert werden, die darauf beruhen, dass sich der Ordnungsgeber angesichts des engen Zeitfensters im Zusammenhang mit der Einführung der Anreizregulierung dafür entschieden hat, in generalisierender, typisierender und pauschalisierender Weise an eine bereits erfolgte Kostenprüfung anzuknüpfen. So wird das Ausgangsniveau zur Bestimmung der Erlösobergrenze gem. § 6 Abs. 2 ARegV durch die letzte Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG bestimmt, die auf der Datengrundlage des Geschäftsjahrs 2006 oder früher beruht. Sofern in dieser Entgeltgenehmigung nicht Plankosten des Jahres 2008 Berücksichtigung gefunden haben, führt dies zu einem Zeitversatz von mindestens drei Jahren, nämlich zwischen dem Jahr, dem die der Kostenprüfung zugrunde liegenden Daten entstammen und 2009 als dem ersten Jahr der Regulierungsperiode. Daraus resultiert auch deshalb eine Beeinträchtigung der Aktualität der Daten, weil nach der Vorgabe des § 6 Abs. 2 ARegV für die erste Anreizregulierungsperiode - anders als § 6 Abs. 1 Satz 2 ARegV es für die zweite Regulierungsperiode vorsieht - Planwerte keine Berücksichtigung finden können. In tatsächlicher Hinsicht kommt hier noch hinzu, dass die in der zweiten Entgeltgenehmigungsrunde erlassenen Bescheide der Regulierungsbehörden in materieller Hinsicht verschiedene Kostenpositionen nicht berücksichtigt haben, die nach den Grundsatzentscheidungen des Bundesgerichtshofs vom 14.08.2008 hätten Berücksichtigung finden müssen.

Die Korrektur einzelner, in die Erlösobergrenze einfließender Faktoren ist weiter in § 15 und § 16 Abs. 2 ARegV vorgesehen. Der Schutz des einzelnen Netzbetreibers vor einer Überforderung durch die Anreizregulierung wird ganz wesentlich durch § 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG geleistet. Danach muss jeder Netzbetreiber die individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung ihm möglicher und zumutbarer Maßnahmen erreichen und übertreffen können. Die Vereinbarkeit mit dieser Vorgabe sichert die – allein - auf die Effizienzvorgabe bezogene Härtefallregelung des § 16 Abs. 2 Satz 1 ARegV, wonach die Regulierungsbehörde die Effizienzvorgabe abweichend festlegen kann, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass er die für ihn festgelegte individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung aller ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen nicht erreichen und übertreffen kann. Eine weitere Anpassungsmöglichkeit enthält § 15 ARegV, wonach der Effizienzwert zu bereinigen ist, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass strukturelle Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe durch den – naturgemäß pauschalisierenden, typisierenden und generalisierenden - Effizienzvergleich nicht hinreichend berücksichtigt worden sind.

Diese Anpassungsmöglichkeiten, insbesondere die des Härtefalls des § 16 Abs. 2 Satz 1 ARegV versagen indessen dann, wenn der durchgeführte Effizienzvergleich eine 100%ige Effizienz für den Netzbetreiber ergibt. Ebenso wenig wie für ihn ein Aufschlag auf den Effizienzwert (§ 15 Abs. 1 ARegV) in Betracht kommt, können für ihn abzubauen Ineffizienzen ermittelt werden, so dass eine abweichende Bestimmung der individuellen Effizienzvorgabe ausscheidet (§ 16 ARegV).

Für den Netzbetreiber, dessen Erlösobergrenze ausgehend von einer 100 %igen Effizienz ermittelt worden ist, können daher Mehrkosten, welche die Regulierungsbehörde bei ihrer die Ausgangsbasis bildenden Entgeltentscheidung aus rechtlichen oder tatsächlichen Gründen nicht berücksichtigt hat, im Rahmen des § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV zu einer Anpassung der Erlösobergrenze führen, wenn und soweit deren Beibehaltung andernfalls zu einer unzumutbaren Härte führen würde.“

3.3.3. Ein solcher Fall liegt hier indessen nicht vor. Für die Betroffene ist ein Effizienzwert von 92,6 % ermittelt worden, so dass sie zunächst die Anpassung der individuellen Effizienzvorgabe gem. § 16 Abs. 2 ARegV und auf diesem Wege die der festgesetzten Erlösobergrenzen begehren muss, wenn sie angesichts der gestiegenen Kosten für die Verlustenergiebeschaffung schon die über die Effizienzvorgabe vorgegebene Absenkung der Erlösobergrenze unter Nutzung aller ihr möglichen und zumutbaren Maßnahmen nicht erreichen und übertreffen kann. Mit dieser Härteklausele wird die Umsetzung der höherrangigen Vorgabe des § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG sichergestellt, sie soll den Netzbetreiber vor einer generellen Überforderung schützen. Die individuelle Effizienzvorgabe des § 16 Abs. 1 ARegV gibt dem Netzbetreiber auf, die mittels des Effizienzvergleichs ermittelten Ineffizienzen unter Anwendung des Verteilungsfaktors rechnerisch innerhalb einer oder mehrerer Regulierungsperioden abzubauen, dies fließt erlösmindernd in die Erlösobergrenzen ein. Lässt sich schon dieser Abbau des beeinflussbaren Kostenanteils, zu welchem die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie zählen, trotz aller möglichen und zumutbaren Maßnahmen zur Effizienzsteigerung nicht realisieren, hat die Regulierungsbehörde die Effizienzvorgabe abweichend zu bestimmen. Dabei hat eine Gesamtbetrachtung der Kostensituation zu erfolgen, weil die Steigerung einer einzelnen Kostenart durch kostensenkende Effekte im Übrigen ausgeglichen oder relativiert werden kann. Von daher kann auch dem Umstand, dass die individuelle Effizienzvorgabe hier eine Verpflichtung der Betroffenen zum Abbau eines Kostenanteils in Höhe von € über 10 Jahre verpflichtet, sie indessen allein für das Jahr 2009 eine Steigerung der Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie

i.H.v. € geltend macht, keine entscheidende Bedeutung zukommen. Nur wenn und soweit dies – bei der gebotenen Gesamtkostenbetrachtung – dazu führen sollte, dass die Möglichkeit der Anpassung ihrer individuellen Effizienzvorgabe und damit auch der Erlösobergrenze nicht ausreichend sein sollte, kommt – nachrangig - eine Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV wegen unzumutbarer Härte in Betracht.

Da § 16 Abs. 2 ARegV von dem Netzbetreiber den Nachweis fordert, dass er die festgelegte individuelle Effizienzvorgabe nicht erreichen oder übertreffen kann und die maßgeblichen Erkenntnisse sich naturgemäß nur aus seinem Netzbetrieb ergeben können, liegt es an ihm, ein entsprechendes in seinem Interesse liegendes Verfahren zu initiieren, auch wenn § 16 Abs. 2 ARegV nicht ausdrücklich einen Antrag vorschreibt. Für ein solches Begehren hat die Betroffene gegenüber der Bundesnetzagentur bislang nichts vorgetragen, so dass die Beschlusskammer nicht verpflichtet war, die Voraussetzungen im Einzelnen zu prüfen. Dass aus dem gestellten Härtefallantrag für sie ersichtlich gewesen ist, dass der Betroffenen mit den festgelegten Erlösobergrenzen eine Kostendeckung unmöglich ist, lässt sich – entgegen der Auffassung der Betroffenen - ihrem Vorbringen nicht entnehmen.

4. Fehlerhafte Ermittlung des Effizienzwerts

Ohne Erfolg rügt die Betroffene den für sie von der Bundesnetzagentur auf der Grundlage der nicht-parametrischen Dateneinhüllungsanalyse (im Folgenden **DEA**) mit standardisierten Kapitalkosten ermittelten Effizienzwert von 92,6 %. Die hiergegen vorgebrachten Rügen geben dem Senat keinen Anlass, diese Ermittlung in irgendeiner Weise zu überprüfen.

4.1. Grundlage der Effizienzwermittlung ist das Benchmarking - der von der Bundesnetzagentur durchgeführte Effizienzvergleich -, der schon grundsätzlich gerichtlich allenfalls eingeschränkt nachprüfbar sein kann.

Mit einem Benchmarking-Verfahren, einem systematischen Unternehmensvergleich, soll die unternehmensindividuelle Kosteneffizienz ermittelt werden. Konkret handelt es sich um mathematische Modelle, die Outputgrößen in Form von erbrachten Leistungen mit Inputmengen – üblicherweise den Kosten – einzelner Unternehmen in

Beziehung setzen und mit den daraus resultierenden Produktivitätskennzahlen die Effizienz einzelner Unternehmen im Vergleich zu anderen einschätzen. Es erlaubt nur die Bestimmung der relativen Effizienz, d.h. der Effizienz der Unternehmen relativ zu den entsprechenden Referenzunternehmen und kann auch generell die Realität nur bestmöglich widerspiegeln. Entscheidend für die Güte eines solchen Modells ist, ob es in der Lage ist, wesentliche Kostentreiber auf der Outputseite, aber auch regional unterschiedliche Kosten auf der Inputseite im Rahmen der Effizienzberechnung adäquat zu berücksichtigen. Schon von daher ist die Auswahl des „richtigen“ Effizienzvergleichsmodells ein sehr komplexer Prozess, der aus der Natur der Sache heraus für die Regulierungsbehörde mit Einschätzungs- und Gestaltungsfreiraum verbunden sein muss.

Der Gesetzgeber hat dementsprechend in § 21a Abs. 5 Satz 1, Satz 4 und Satz 5 EnWG (nur) die Forderung aufgestellt, dass die angewendeten Methoden robust und damit so ausgestaltet sein müssen, dass eine veränderte Parameterauswahl nicht zu grundlegend anderen Ergebnissen führt, sie insbesondere strukturelle Unterschiede zu berücksichtigen haben und die auf diese Weise ermittelten unternehmensindividuellen Effizienzvorgaben erreichbar und übertreffbar sein müssen. Mit § 112a EnWG hat er der Bundesnetzagentur aufgegeben, zu der gesamten Methodik der Anreizregulierung bis zum 1. Juli 2006 den Bericht zur Einführung der Anreizregulierung vorzulegen. Auf seiner Grundlage hat der in § 21a Abs. 6 Satz 1 Nr. 2 EnWG ermächtigte Verordnungsgeber der Regulierungsbehörde für die Durchführung des Effizienzvergleichs Methoden und Rahmenbedingungen an die Hand gegeben, die die Vereinfachung und Verallgemeinerung der komplexen Realität nach wissenschaftstheoretischen Erkenntnissen ermöglichen und die Effizienz eines Netzbetreibers auf diese Weise darstellbar und messbar machen soll. Konkrete Vorgaben dazu enthalten die entscheidend maßgeblichen §§ 12 – 14 ARegV sowie Anlage 3 zu § 12 ARegV, im Übrigen sind der Bundesnetzagentur Freiräume belassen.

Danach hat die Regulierungsbehörde als Parameter des Benchmarkings Aufwands- und Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Ausgehend von den Aufwandsparametern ist ein „duales Benchmarking“ angelegt, um ein unverzerrtes Benchmarking zu gewährleisten. Grundlage sind zum einen die nach § 14 ARegV

ermittelten Kosten mit den standardisiert zu ermittelnden Kapitalkosten. Durch letztere soll die Vergleichbarkeit gewährleistet und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstruktur der Anlagen und Abschreibungspraktiken entstehen können (§§ 13 Abs. 2, 14 ARegV). Da sie aber nicht in der Lage sind, auch unterschiedliche Aktivierungspraktiken zu neutralisieren, ist zum anderen in einem gesonderten Benchmarking die Kostenbasis gemäß den Netzentgeltverordnungen (mit Restbuchwerten) zu verwenden (BR-Drs. 417/07 (Beschluss) vom 21.09.2007, S. 6 f.). Als Vergleichsparameter hat die Regulierungsbehörde solche zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und der Gebietseigenschaften zu berücksichtigen, insbesondere die geografischen, geologischen oder topografischen Merkmale und strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebiets. Sie sollen geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen, was insbesondere dann der Fall ist, wenn sie messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers beeinflussbar und nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind, insbesondere nicht schon durch andere Parameter abgebildet werden. Als mögliche Vergleichsparameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe führt der Verordnungsgeber verschiedene Parameter an und gibt der Regulierungsbehörde für die ersten beiden Regulierungsperioden konkret vor, die – schon im Rahmen des kartellrechtlichen Preis- und Erlösvergleichs maßgeblichen - Strukturparameter „Anzahl der Anschlusspunkte/Ausspeisepunkte“, „Fläche des versorgten Gebiets“, „Leitungslänge“ und „zeitgleiche Jahreshöchstlast“ zu verwenden (§ 13 Abs. 1 Satz 4, Abs. 4 ARegV). Darüber hinaus kann die Regulierungsbehörde weitere Parameter nach Maßgabe des Abs. 3 verwenden. Satz 7 gibt ihr insoweit lediglich auf, die Auswahl mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden vorzunehmen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Im Rahmen einer Auswahl anhand qualitativer Methoden können insbesondere Expertenwissen (durch Expertenbefragungen) und internationale Regulierungserfahrungen berücksichtigt werden. Analytische Untersuchungen können grundsätzliche Wirkungszusammenhänge zwischen Netz und Kosten aufzeigen und quantifizieren; als solche analytischen Kostenmodelle nennt der Verordnungsgeber in seiner Begründung die Modellnetz- und die Referenznetzanalyse. Mittels statistischer Analysen werden Parameter auf der Basis von Unternehmensdaten und von

Verfahren gewählt, die geeignet sind, die Bedeutung der Parameter empirisch zu belegen (BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S. 57). Unterschiede zwischen Strom- und Gasnetzen sind zu berücksichtigen, die konkrete Verwendung kann bezogen auf die verschiedenen Netzebenen erfolgen. Die strukturelle Vergleichbarkeit soll möglichst weitgehend gewährleistet sein.

Die Methoden für die Durchführung des Effizienzvergleichs sind in Anlage 3 zu § 12 ARegV konkretisiert. Bei den Benchmarking-Methoden wird generell zwischen solchen unterschieden, die auf einer statistischen Regression basieren (so gen. parametrische bzw. ökonometrische Verfahren) und solchen, die eine Kennzahlenanalyse beinhalten (nicht-parametrische Verfahren). Beide bilden über bestimmte grafisch darstellbare Kostenfunktionen den funktionalen Zusammenhang zwischen Input- und Outputgrößen ab, so dass eingeschätzt werden kann, wie die Leistungsgrößen von den eingesetzten Faktoren abhängen. Sie unterscheiden sich darin, dass parametrische Verfahren – anders als nicht-parametrische – im Vorfeld Annahmen über die funktionalen Zusammenhänge von Outputs und Inputs treffen, nicht-parametrische dagegen die einzelnen Faktoren unmittelbar zueinander ins Verhältnis setzen. Weiter kann zwischen deterministischen und stochastischen Verfahren differenziert werden, letztere berücksichtigen auf Ausreißern oder Zufallseinflüssen beruhende Datenungenauigkeiten, indem eine statistische Korrektur der Effizienzgrenze vorgenommen wird (vgl. zu Vorstehendem nur: Meinzenbach, a.a.O., S. 276; Schneider, Günstiger Strom für Industrie- und Sonderkunden, 2009, 46 ff.). Daneben existieren analytische Kostenmodelle, die vorwiegend zur Identifikation der wesentlich kostentreibenden Faktoren eingesetzt werden.

Um die Robustheit des Effizienzvergleichs zu gewährleisten, hat der Verordnungsgeber der Regulierungsbehörde bei der Durchführung des Effizienzvergleichs die komplementäre Nutzung jeweils einer parametrischen und einer nicht-parametrischen Methode – der international anerkannten parametrischen Stochastic Frontier Analysis (**SFA**) und der ebenfalls international anerkannten nicht-parametrischen Data Envelopment Analysis (**DEA**) – vorgegeben. Für beide hat sie vorher Ausreißeranalysen im Sinne einer Plausibilitätskontrolle durchzuführen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen. Wann ein Wert als Ausreißer zu

gelten hat, ist für beide Methoden näher ausgeführt (Nr. 5 der Anlage 3). Für die Ermittlung von Ausreißern bei der parametrischen Methode sind verschiedene wissenschaftliche Methoden als insbesondere geeignet angeführt.

Maßstab für die Bestimmung der Effizienzwerte sind die so gen. Frontier-Unternehmen, d. h. die Effizienzgröße wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet. Für die Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt ein Effizienzwert von 100 %, für alle anderen ein entsprechend niedrigerer Wert (Nr. 2).

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der auf der Grundlage des ermittelten Effizienzwerts gebildeten individuellen Effizienzvorgabe (§ 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG) wird durch verschiedene Mechanismen gewährleistet. Neben der komplementären Nutzung der o. g. Methoden und der vorgesehenen Ausreißerbereinigung sind dies im Rahmen des eigentlichen Effizienzvergleichs das so gen. „duale Benchmarking“ (§ 12 Abs. 4a ARegV, s.o.), die Verwendung des besseren Werts bei einer Abweichung der auf diese Weise mit den zulässigen Methoden ermittelten Effizienzwerte (§ 12 Abs. 3 ARegV) und die Deckelung des Effizienzwerts auf 60 % (§ 12 Abs. 4 ARegV). Im Rahmen des Verfahrens zur Festsetzung der Erlösobergrenze besteht weiterhin die Möglichkeit der gesonderten Berücksichtigung struktureller Besonderheiten (§ 15 Abs. 1 ARegV), die Einräumung eines angemessenen mehrjährigen Zeitraums zur Erreichung der Effizienzgrenze und die Härtefallregelung des § 16 Abs. 2 ARegV, die eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers ermöglicht (s.nur: BR-Drs. 417/07 vom 15.06.07, S. 53 ff. zu § 12).

In Anbetracht all dessen kann die gerichtliche Überprüfung schon grundsätzlich nicht allgemein das vorab durchgeführte Verfahren des Effizienzvergleichs betreffen, sondern muss vor dem Hintergrund des konkreten Beschwerdeverfahrens darauf beschränkt sein, ob die Bundesnetzagentur den individuellen Effizienzwert ohne einen den betroffenen Netzbetreiber nachweislich belastenden Verfahrensfehler ermittelt hat. Da das Beschwerdegericht die von der Regulierungsbehörde gewonnenen Ergebnisse nicht von Amts wegen auf ihre Richtigkeit zu überprüfen

hat, kommt es entscheidend darauf an, ob der Vortrag der Beteiligten - oder der Sachverhalt als solcher - dazu bei sorgfältiger Überlegung der sich aufdrängenden Möglichkeiten Anlass gibt (zum GWB: BGH, Beschluss vom 11.11.2008, KVR 60/07, Rdnr. 32, „E.ON/Stadtwerke Eschwege“ zitiert nach juris).

4.2. Vor diesem Hintergrund haben die Rügen der Betroffenen zu dem von der Bundesnetzagentur durchgeführten Effizienzvergleich keinen Erfolg.

4.2.1. Ohne Erfolg rügt die Betroffene, der Effizienzvergleich sei in seiner Durchführung schon nicht hinreichend nachvollziehbar und inhaltlich auch nicht ausreichend begründet. Die Entscheidung über die Festsetzung der Erlösobergrenzen, die Gegenstand dieses Beschwerdeverfahrens ist, ist eingehend begründet und lässt die wesentlichen tatsächlichen Umstände und Erwägungen, die die Behörde zu ihrer Entscheidung bewogen haben, i.S.d. § 73 Abs. 1 EnWG hinreichend erkennen. Davon zu unterscheiden ist der vorab im Wege eines Effizienzvergleichs ermittelte individuelle Effizienzwert, der als Ermittlungsergebnis in dieses Verfahren nur einfließt. Insoweit lässt der in der Entscheidung in Bezug genommene, auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlichte Bericht der Firma Sumiscid AB die Vorgehensweise bei der Parameterauswahl, der Modellbildung und der Ausreißeranalyse im Einzelnen hinreichend erkennen. Daneben hat die Bundesnetzagentur ihre Vorgehensweise auch dadurch nachvollziehbar und transparent werden lassen, dass sie verschiedene Informationsveranstaltungen für die betroffenen Netzbetreiber durchgeführt hat, in denen die Durchführung des Effizienzvergleichs erläutert wurde. Auf dieser Grundlage ist es den Netzbetreibern ermöglicht worden, das Projekt „Benchmarking Transparenz“ durchzuführen.

Dass die Bundesnetzagentur weitere Unternehmensdaten nicht veröffentlicht hat, ist – unter Abwägung der berechtigten Interessen aller betroffenen Netzbetreiber – nicht zu beanstanden. Die Bewertung, die der einzelne Netzbetreiber erfährt, hängt unweigerlich von den Daten ab, welche die anderen Netzbetreiber in das Verfahren einbringen. Sein individuelles Ergebnis kann er dadurch einschätzen, dass die Bundesnetzagentur die Effizienzwerte der einzelnen Netzbetreiber entsprechend der Transparenzvorgabe des § 31 Abs. 1 ARegV in nicht anonymisierter Form

veröffentlicht, so dass bekannt ist, welche Unternehmen als effizient gelten und wie groß der Abstand zu dem ermittelten Effizienzniveau ist. Die Richtigkeit des für ihn ermittelten Effizienzwerts kann er allerdings dadurch nicht nachvollziehen. Dafür müsste der einzelne Netzbetreiber Zugriff auf sämtliche Daten haben, mit denen die Netzbetreiber in das Verfahren eingegangen sind (s.a. Franz/Aengenendt in Berl KommEnR, 2. A., Rdnr. 97 f. vor § 21a EnWG). Da es sich jedenfalls bei den anonymisierten Kostendaten um schützenswerte Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse handelt, deren Veröffentlichung – wie § 31 Abs. 3 ARegV klarstellt – nicht erfolgen soll und zu deren uneingeschränkter Preisgabe bislang auch keiner der Netzbetreiber in den bei dem Senat anhängigen Beschwerdeverfahren sein Einverständnis erklärt hat, muss das Interesse an der Transparenz des für den einzelnen Netzbetreiber ermittelten Effizienzwerts dahinter zurücktreten. Darin liegt auch keine mit Art. 19 Abs. 4 GG nicht mehr zu vereinbarende Einschränkung des gerichtlichen Rechtsschutzes. Der unternehmensindividuell ermittelte Effizienzwert ist nur ein Faktor bei der Ermittlung der individuellen Effizienzvorgabe, bei der mittels ökonomischer Methoden zukünftig abzubauenen Ineffizienzen prognostiziert werden. Nach der Systematik der ARegV stellt der Effizienzwert daher einen nicht notwendigerweise abschließenden Schritt dar, der unternehmensindividuell korrigiert werden kann. Zum einen hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe, die durch die Auswahl der Parameter keine Berücksichtigung gefunden haben, entsprechend § 15 ARegV in das Verfahren einzubringen und auf diese Weise eine Bereinigung zu erzielen. Zum anderen stellt der Verordnungsgeber mit der Härtefallregelung des § 16 Abs. 2 ARegV sicher, dass die mit Hilfe des Effizienzwerts ermittelte Effizienzvorgabe entsprechend der Vorgabe des § 21a Abs. 5 Satz 4 ARegV unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreicht und übertroffen werden muss. Mit diesen beiden Anpassungsmöglichkeiten hat der Netzbetreiber zeitnahe Möglichkeiten der Korrektur der für ihn letztlich ermittelten Erlösobergrenzen. Sie sorgen faktisch dafür, dass - wie es in § 12 Abs. 1 Satz 3 ARegV zum Ausdruck kommt – der Effizienzvergleich nicht aufgrund gerichtlicher Nachprüfung wiederholt werden muss, was letztlich auch zu einem „perpetuum mobile“ führen würde.

4.2.2. Auch die Rügen der Fehlerhaftigkeit der Datengrundlage und einer Verletzung der Kontrollpflicht gehen fehl.

Diese Rügen lassen schon ein konkretes Vorbringen dazu vermissen, dass – und wie - sich diese nur abstrakt geltend gemachten Fehler auf den für sie anhand der **DEA**-Methode mit standardisierten Kapitalkosten ermittelten Effizienzwert tatsächlich ausgewirkt haben sollen. Das kommt auch darin zum Ausdruck, dass die Betroffene sich schwer tut, ihre Beschwer durch eine fehlerhafte Berechnung des Effizienzwerts zu beziffern.

Lediglich allgemein rügt die Betroffene, die Bundesnetzagentur habe den Effizienzvergleich nicht auf einer finalen Datengrundlage durchgeführt. Sie will aus zahlreichen der WIBERA im Rahmen des Regulierungsdatenpools zur Verfügung gestellten Datenquittungen schließen, dass es bei der Datenerhebung zu umfangreichen Fehlmeldungen durch die Netzbetreiber gekommen sei, was zum einen durch eine unzureichende Datenaufbereitung durch die Bundesnetzagentur verursacht worden sei, zum anderen durch missverständlich formulierte Datendefinitionen, die Datenunstimmigkeiten seien schließlich nicht sämtlich durch den Prozess der Datenplausibilisierung aufgedeckt worden. Die nachträglich erforderlich gewordenen Datenkorrekturen habe die Bundesnetzagentur nicht zum Anlass genommen, den Effizienzvergleich auf der finalen Datenerhebung zu wiederholen, sie habe nur den Effizienzwert des jeweils von der Datenkorrektur betroffenen Netzbetreibers neu berechnet. Es sei aus wissenschaftlicher Sicht ausgeschlossen, dass nicht auch den anderen Netzbetreibern – und damit auch ihr - neue Effizienzwerte hätten mitgeteilt werden müssen.

Die Rüge lässt konkrete, für die Betroffene rechtlich relevante Fehler bei der Datenerhebung nicht erkennen. Das Beschwerdegericht ist – wie schon angeführt - nur bei ernsthaften Zweifeln an der Richtigkeit des mitgeteilten Auswertungsergebnisses im Rahmen seines Amtsermittlungsgrundsatzes verpflichtet, eigene Erhebungen anzustellen und insbesondere nachzuprüfen, ob dem Auswertungsergebnis der Regulierungsbehörde eine zuverlässige Datenerhebung zugrunde lag (BGH, a.a.O.). Auch wenn die Betroffene den für sie ermittelten Effizienzwert in tatsächlicher Hinsicht mangels offen gelegter

Datengrundlage nicht im Einzelnen nachvollziehen kann, müsste sie gleichwohl aufzeigen können, dass das Vergleichsverfahren an einem Fehler leidet, der sich zu ihrem Nachteil ausgewirkt hat. Wäre der Effizienzwert zum Nachteil der Betroffenen fehlerhaft ermittelt worden, könnte sie die Effizienzvorgabe mit den ihr möglichen und zumutbaren Maßnahmen nicht erreichen und übertreffen. Dass dies der Fall ist, macht sie indessen nicht geltend.

Unabhängig davon verkennt die Betroffene, dass eine vollständige Fehlerfreiheit der Datengrundlage schon systembedingt nicht zu erreichen war, weil die Regulierungsbehörde auf die ihr von den Netzbetreibern und/oder den Landesregulierungsbehörden entsprechend §§ 12 Abs. 4, 29 Abs. 1 ARegV zu übermittelnden Daten zurückgreifen musste und lediglich bei etwaigen Unplausibilitäten auf deren Korrektur drängen konnte. Von daher hat der Verordnungsgeber bei der Ermittlung des Effizienzwerts und der sich daraus ergebenden Effizienzvorgabe die oben angeführten, auf unterschiedlichen Stufen des Verfahrens zur Ermittlung der Erlösobergrenze wirkenden Sicherungsmaßnahmen - als ausreichend und effizient i.S.d. Verfahrensbeschleunigung - vorgesehen, die auch der Fehleranfälligkeit der Datengrundlage Rechnung tragen sollen. Schon bei der Erstellung der Datensätze können Fehler entstehen: ein Netzbetreiber kann unbewusst eine unvollständige oder falsche Angabe machen, indem er eine Definition missversteht oder ihm bei der Eingabe ein Fehler unterläuft, des Weiteren können Daten oder Datensätze während der Bearbeitung verfälscht werden. Daher muss zum einen die Plausibilität der Daten getestet werden, bevor diese in einer Effizienzanalyse verwandt werden, zum anderen muss das Modell der Effizienzmessung selbst gegenüber Ausreißern robust sein. Soweit es die Datengrundlage angeht, hat der Verordnungsgeber die Bundesnetzagentur im übrigen ausdrücklich ermächtigt, den Effizienzvergleich bei nicht rechtzeitig übermittelten Daten auch ohne diese durchzuführen (§ 29 Abs. 1 Satz 3 ARegV), auf Daten des letzten verfügbaren Kalenderjahres zurückzugreifen oder aber fehlende oder offenkundig unzutreffende Daten durch Schätzung oder eine Referenznetzanalyse zu ermitteln (§ 30 Satz 1, 2 ARegV). Dass die Bundesnetzagentur von ihr beanstandete oder höchst wahrscheinlich unplausible Daten verwandt hat, macht die Betroffene selbst nicht geltend, sie räumt vielmehr ein, dass Netzbetreiber ihre Angaben verifizieren und ggfs. verbessern konnten. Das

Petition der Betroffenen, die Regulierungsbehörde hätte nach jeder Korrektur von Daten durch einen Netzbetreiber den gesamten Effizienzvergleich neu durchführen müssen, geht fehl, denn dies würde auf ein „perpetuum mobile“ hinauslaufen. Dass der Verordnungsgeber dies auch angesichts des engen Zeitfensters für die Durchführung des Effizienzvergleichs nicht wollte, kommt in den engen zeitlichen Vorgaben und der Option, auf eine nicht vollständige Datengrundlage zurückzugreifen, wie auch letztlich in § 12 Abs. 1 Satz 3 ARegV zum Ausdruck.

4.2.3. Fehl geht auch die Rüge, die Bundesnetzagentur habe die Ausreißerbereinigung innerhalb der Effizienzberechnung fehlerhaft vorgenommen. Dass – wie die Betroffene zunächst geltend macht – die gewählte Vorgehensweise, die Ausreißeranalyse im Rahmen der Datenvalidierung und damit im Vorfeld der anzuwendenden Vergleichsmethoden durchzuführen, gegen die methodischen Vorgaben des Verordnungsgebers verstößt, ist nicht ersichtlich. Die Vorgaben für die Bundesnetzagentur finden sich – wie oben dargestellt – in Ziffer 5 der Anlage 3 zu § 12 ARegV, danach sind für beide Methoden Ausreißeranalysen mittels statistischer Tests durchzuführen. Für die parametrische Methode (SFA) nennt der Verordnungsgeber in einer nicht abschließenden Aufzählung einige wissenschaftliche Methoden, u. a. die Cook's Distance-Methode, welche die Bundesnetzagentur neben den anderen angeführten angewandt hat. Dass diese für die Ermittlung von Ausreißern bei der nicht-parametrischen Methode (DEA) nicht sachgerecht sein soll und die Bundesnetzagentur daher von ihrer Freiheit zur weiteren Ausgestaltung der Methode fehlerhaft Gebrauch gemacht hat, ist nicht aufgezeigt. Im Übrigen ist auch nicht dargelegt, dass sie – wie sie nur pauschal geltend macht - ohne die Ausreißeranalyse im Vorfeld einen besseren Effizienzwert erzielt hätte. Für sie hat die „best of four“-Methode dazu geführt, dass der im Benchmark nach der DEA-Methode mit standardisierten Kapitalkosten ermittelte Effizienzwert von 92,6 % zugrundegelegt worden ist, so dass der SFA-Wert für sie primär nicht von Relevanz ist. Dass sie mit der SFA-Methode andernfalls einen darüber liegenden Wert statt der ermittelten 83,5 %/ 87,3 % erreicht hätte, ist nicht aufgezeigt. Dies gilt auch für die weiterhin angebrachten Rügen, die Ausgestaltung der Ausreißeranalysen sei auch im Übrigen bei beiden Methoden fehlerhaft erfolgt. Soweit es die DEA-Methode angeht, ist ebenso wenig dargelegt, dass sich bei einer anderen Ausgestaltung ein ihr günstigerer Wert ergeben hätte.

Im Übrigen zielt die Ausreißerbereinigung nicht darauf ab, die individuelle Effizienz des einzelnen Unternehmens weiter anzuheben, sondern stellt – wie oben aufgezeigt - nur einen von mehreren Schutzmechanismen dar, die gewährleisten sollen, dass der Netzbetreiber eine für ihn erreichbare und übertreffbare Effizienzvorgabe erhält.

4.2.4. Ebenso wenig kann die Rüge Erfolg haben, die im Rahmen des Effizienzvergleichs angewandte SFA-Methode sei fehlerbehaftet. Dass die Auswahl der Methode bei der Normierung der Kostenfunktion im Rahmen der SFA wissenschaftlich unüblich und nicht hinreichend begründet sei, wird schon nur pauschal angeführt, eine besser geeignete und üblichere Methode ist nicht aufgezeigt. Im Übrigen weist die Bundesnetzagentur darauf hin, dass diese Methode über Jahrzehnte schon in der Ökonometrie erprobt und anerkannt und von daher auch in der Standardliteratur zu finden ist.

Soweit es den Parameter der zugrunde gelegten Verteilung des Ineffizienzterms (SFA) angeht, führt dieser von der Bundesnetzagentur gewählte tendenziell zu einer den Netzbetreibern günstigeren Verteilung. Letztlich kommt es aber auf all das nicht entscheidend an, weil auch hier nicht dargelegt ist, dass der Betroffenen durch die geltend gemachten Fehler ein konkreter Nachteil entsteht. Wie bereits ausgeführt, hat die „best of four“-Methode für sie dazu geführt, dass der im Benchmark nach der DEA-Methode mit standardisierten Kapitalkosten ermittelte Effizienzwert von 92,6 % zugrundegelegt worden ist. Dass sie mit der SFA-Methode andernfalls einen darüber liegenden Wert statt der ermittelten 83,5 %/ 87,3 % erreicht hätte, ist weder dargelegt noch ersichtlich.

4.2.5. Schließlich geht auch die Rüge fehl, die Auswahl der Vergleichsparameter sei fehlerhaft erfolgt.

Die Betroffene rügt – schon nur pauschal, ohne dies konkret zu belegen -, die Datenerhebung könne durch die von der Bundesnetzagentur vorgenommene Auswahl und Definition der Vergleichsparameter verzerrt werden. Die von der Bundesnetzagentur gewählten Parameter „Leitungslänge der Netzebene“, „Summe der Anschlusspunkte“, „zeitgleiche Jahreshöchstlast“ sind indessen die vom

Verordnungsgeber in § 13 Abs. 4 Nr. 1, 2a und 3 ARegV verbindlich vorgegebenen. Sie können – wie § 13 Abs. 3 Satz 6 ARegV anführt – bezogen auf die verschiedenen Netzebenen verwendet werden. Für den Fall, dass die konkrete Auswahl durch die Bundesnetzagentur, die sie entsprechend den Vorgaben des § 13 Abs. 3 Satz 7 ARegV mit Hilfe qualitativer, analytischer und statistischer Methoden vorgenommen hat, dazu führt, dass Besonderheiten der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers nicht hinreichend berücksichtigt werden, hat der Verordnungsgeber eine Bereinigung des ermittelten Effizienzwerts nach § 15 ARegV vorgesehen, wenn und soweit die Kostenschwelle von 3 % überschritten wird. Dies stellt eine ausreichende Korrekturmöglichkeit des ermittelten Effizienzwerts dar, mit der die individuelle Situation des Netzbetreibers in den Blick genommen wird, so dass eine nachträgliche Korrektur der Parameterauswahl nicht in Betracht kommt.

5. Pauschalierter Investitionszuschlag

Nicht zu beanstanden ist auch der in die jährlichen Erlösobergrenzen einbezogene pauschalierte Investitionszuschlag.

5.1. Gemäß § 25 Abs. 1 ARegV ist auf Verlangen des (Verteiler-)Netzbetreibers bei den vor Beginn einer Regulierungsperiode nach §§ 32 Abs. 1 Nr. 1, 4 ARegV festzulegenden jährlichen Erlösobergrenzen nach Maßgabe der Absätze 2 – 5 ein pauschalierter Investitionszuschlag einzubeziehen. Da Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen gem. § 23 ARegV ein Investitionsbudget beantragen können, handelt es sich um eine Regelung, die nur für Verteilernetzbetreiber gilt (§ 25 Abs. 5 ARegV). Mit ihr soll sichergestellt werden, dass auch insoweit notwendige Investitionen in die Energieversorgungsnetze in der Startphase der Anreizregulierung nicht behindert werden (BR-Drs. 417/07, S. 70; s.a. Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG vom 30.06.2006, Tz 606 ff.). Der pauschalierte Investitionszuschlag (im Folgenden PIZ) ist gem. § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 12 ARegV Bestandteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Gem. § 25 Abs. 2 ARegV darf er pro Kalenderjahr 1 Prozent der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 bestimmten Kapitalkosten nicht überschreiten. Liegen die Kapitalkosten aus den tatsächlich erfolgten Investitionen des Netzbetreibers unter diesem Wert, erfolgt in der folgenden Regulierungsperiode

ein Ausgleich der Differenz, liegen sie darüber, findet kein Ausgleich statt (§ 25 Abs. 3 ARegV).

5.2. Ohne Erfolg rügt die Betroffene, dass die Beschlusskammer den PIZ in die jährlichen Erlösbergrenzen nur einfach mit 1 % der so ermittelten Kapitalkosten einbezogen hat. Ihr Einwand, es müsse eine kumulierte Berücksichtigung erfolgen, geht fehl.

Schon der Wortlaut der Norm, die Verordnungshistorie und die Systematik der Regelung sprechen nur für eine einfache jährliche Berücksichtigung des PIZ. Gem. § 25 Abs. 1 ARegV ist auf Verlangen des Netzbetreibers in die vor Beginn der Regulierungsperiode festzulegende Erlösbergrenze ein pauschalierter Investitionszuschlag nach Maßgabe der Absätze 2-5 einzubeziehen. Dieser darf nach Abs. 2 pro Kalenderjahr 1 % der Kapitalkosten nicht überschreiten. Mit dieser Regelung wollte der Ordnungsgeber den pauschalierten Investitionszuschlag im Kalenderjahr auf ein Prozent der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV bestimmten Kapitalkosten begrenzen (BR-Drs. 417/07, S. 70), es handelt sich entgegen der Annahme der Betroffenen also um eine Obergrenze. Dementsprechend knüpft auch die Ausgleichsregelung des Abs. 3 (nur) daran an, ob die Kapitalkosten aus den tatsächlich erfolgten Investitionen in der Regulierungsperiode pro jeweiligem Kalenderjahr unter dem Wert nach Abs. 2 liegen. Damit ist für ein anderes Verständnis kein Raum (so aber: Missling, IR 2008, 201, 204; Ruge DVBI 2008, 956, 962). Eine Kumulation des pauschalierten Investitionszuschlags durch Addition der 1 % der Kapitalkosten in jedem Kalenderjahr würde dazu führen, dass die in § 25 Abs. 2 ARegV festgesetzte Obergrenze ab dem zweiten Kalenderjahr überschritten würde.

6. Sektoraler Produktivitätsfaktor

Ohne Erfolg wendet sich die Betroffene auch dagegen, dass die Beschlusskammer bei der Ermittlung der Erlösbergrenzen entsprechend §§ 9, 7 ARegV den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor berücksichtigt hat.

6.1. § 9 ARegV regelt die Bestimmung des in der Regulierungsformel vorgesehenen generellen sektoralen Produktivitätsfaktors.

Mit ihm will der Ordnungsgeber dem Umstand Rechnung tragen, dass die internationalen Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen gezeigt haben, dass in monopolistisch strukturierten Wirtschaftsbereichen wie den Strom- oder Gasnetzen bei der Simulation von Wettbewerb durch Einführung einer Anreizregulierung höhere Produktivitätssteigerungen zu realisieren sind als in wettbewerblich organisierten Märkten. In letzteren zwingen die Marktkräfte die Marktteilnehmer dazu, Produktivitätsfortschritte zu realisieren und die daraus resultierenden Zugewinne in Form von niedrigeren Preisen an die Kunden weiterzugeben. Dort drückt die allgemeine Inflationsrate die Differenz zwischen der Wachstumsrate der Inputpreise und der Rate des generellen Produktivitätswachstums aus. Von daher hat der Ordnungsgeber es als notwendig angesehen, im Rahmen der Anreizregulierung bei der Bestimmung der Erlösobergrenze nicht nur zu berücksichtigen, wie ein Netzbetreiber seine individuelle Effizienz gegenüber anderen Netzbetreibern verbessern kann (individuelle Effizienzvorgabe) sondern auch, wie sich die Produktivität der gesamten Branche abweichend von der Gesamtwirtschaft entwickelt (BR-Drs. 417/07, S. 48; Meinzenbach, a.a.O., S. 251 f.). Der sektorale Produktivitätsfaktor korrigiert damit den Verbraucherpreisgesamtindex des § 8 ARegV, um eine angemessene Geldwertentwicklung der spezifischen Branche zu erfassen (s.a. Müller-Kirchenbauer in: Danner/Theobald, EnWG, Rdnr. 4 ff. zu § 21a; Groebel in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. A., Rdnr. 29 zu § 21a). Durch den Verbraucherpreisgesamtindex wird nicht nur die allgemeine Geldwertentwicklung abgebildet, sondern auch die inflationsbereinigte gesamtwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung berücksichtigt. Daher legt § 9 Absatz 1 ARegV fest, dass der sektorale Produktivitätsfortschritt aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung zu ermitteln ist. In Absatz 2 hat der Ordnungsgeber diese prozentuale Abweichung für die erste Regulierungsperiode auf 1,25 % p.a. und für die zweite auf 1,5 % p.a. festgelegt. Ab der dritten Regulierungsperiode wird der Faktor nach Maßgabe des Absatz 3 durch die Regulierungsbehörde berechnet.

6.2. Die grundsätzliche Kritik der Betroffenen an der Implementierung dieses sektoralen Produktivitätsfortschritts in die Methodik der Anreizregulierung geht fehl. Dass der Ordnungsgeber damit die ihm in § 21a Abs.6 Satz 1 Nr. 2 EnWG

eingräumte Verordnungsbefugnis überschritten hat und die Regelung des § 9 ARegV daher nichtig ist, ist weder ersichtlich noch dargetan.

Ohne Erfolg rügt die Betroffene, die Berücksichtigung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors in der Regulierungsformel verstoße gegen die gesetzgeberischen Vorgaben in § 21a Abs. 5 Satz 1 EnWG und § 21a Abs. 4 Satz 6 EnWG.

Der Ordnungsgeber übt ihm gesetzlich übertragene Rechtssetzungsbefugnis aus. Ihm steht schon von daher Gestaltungsfreiheit zu. Bei seiner ordnungsgeberischen Entscheidung handelt es sich um ein sachverständiges Urteil mit prognostischer Tendenz und Elementen des Wertens, Bewertens und Abwägens (vgl. nur: BVerfGE 40, 352, 355; BVerwGE 18, 336; 60, 25, 45; 56, 31, 47; BayVerfGH VerwRspr. 1981, 257, 264 f.). Der Ordnungsgeber entscheidet grundsätzlich frei nicht nur über das ob und wann, sondern auch über den Inhalt der Verordnung. Seine Gestaltungsfreiheit ist in formeller Hinsicht nur durch die gesetzgeberischen Vorabentscheidungen eingegrenzt (Art. 80 Abs. 1 GG). In materieller Hinsicht darf er von der eingeräumten Gestaltungsfreiheit nur zweckentsprechend Gebrauch machen und muss sich in den Grenzen bewegen, die ihm durch das höherrangige Recht, insbesondere das Verfassungsrecht gezogen sind. Nur darauf kann sich auch die gerichtliche Kontrolle erstrecken, ihre Reichweite richtet sich nach Art und Umfang der ordnungsgeberischen Gestaltungsfreiheit.

Hier hat der Gesetzgeber die Bundesregierung in § 21a Abs. 6 Satz 1 Nr. 2 EnWG ermächtigt, die nähere Ausgestaltung der Methode einer Anreizregulierung nach den Absätzen 1 bis 5 und ihrer Durchführung durch Rechtsverordnung zu regeln. Schon die Natur der zu regelnden Materie, die Entwicklung einer Regulierungsmethode, bringt es mit sich, dass dem Ordnungsgeber ein weiter Gestaltungsfreiraum eingeräumt ist. Daher gibt § 21a in den Absätzen 2 – 5 EnWG auch nur die inhaltlichen Grundlagen für die Anreizregulierung vor. Sie bilden lediglich die wesentlichen Eckpfeiler des Anreizregulierungskonzepts ab, sind aber zugleich methodenoffen, da die Regulierungsbehörde das Anreizregulierungsmodell entwickeln soll (BT-Drs. 15/5268). In § 112a EnWG hat der Gesetzgeber die Bundesnetzagentur dementsprechend verpflichtet, unter Beteiligung der Länder, der

Wissenschaft sowie der betroffenen Wirtschaftskreise einen „Bericht zur Einführung der Anreizregulierung“ vorzulegen, der den Verordnungsgeber erst in die Lage versetzen sollte, die Methodik der Anreizregulierung durch Rechtsverordnung näher zu bestimmen. Entsprechend sieht § 21a Abs. 2 Satz 1 EnWG lediglich vor, dass die Regulierungsbehörde zu Beginn der Regulierungsperiode Vorgaben für die festzulegenden Obergrenzen setzen soll, konkret nennt der Gesetzgeber nur dabei zu berücksichtigende Effizienz- und Qualitätsvorgaben. § 21a Abs. 4 Satz 7 EnWG legt weiter fest, dass die Vorgaben für die Entwicklung oder Festlegung der Obergrenze innerhalb einer Regulierungsperiode den Ausgleich der allgemeinen Geldentwertung vorsehen müssen. Die Verordnungsermächtigung führt daher auch konkret an, dass die Verordnung insbesondere Regelungen zum Verfahren bei der Berücksichtigung der Inflationsrate treffen kann (§ 21a Abs. 6 Satz 2 EnWG). Zu den individuellen Effizienzvorgaben gibt § 21a Abs. 5 Satz 1 EnWG lediglich vor, dass diese durch die Bestimmung unternehmensindividueller oder gruppenspezifischer Effizienzziele auf Grundlage eines Effizienzvergleichs *unter Berücksichtigung insbesondere* der bestehenden Effizienz des jeweiligen Netzbetriebs, objektiver struktureller Unterschiede, *der inflationsbereinigten gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung*, der Versorgungsqualität und auf dieser bezogener Qualitätsvorgaben sowie gesetzlicher Regelungen bestimmt werden sollen. § 21a Abs. 4 Satz 6 EnWG bestimmt weiter, dass die individuellen Effizienzvorgaben nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen sind, weil sie nach § 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG mit möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichbar und übertreffbar sein müssen.

Mit der konkreten Berücksichtigung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors hat der Verordnungsgeber den ihm eingeräumten Gestaltungsspielraum nicht überschritten. § 21a Abs. 6 Satz 1 Nr. 2 EnWG räumt ihm ausdrücklich die Ermächtigung ein, die Methode der Anreizregulierung und damit auch – Art und Weise - der Berücksichtigung der gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung näher auszugestalten. § 21a Abs. 4 Satz 7 EnWG sieht zwingend vor, dass die Vorgaben für die Entwicklung oder Festlegung der Obergrenze den Ausgleich der allgemeinen Geldentwertung vorsehen müssen. Regelungen zum Verfahren der Berücksichtigung der Inflationsrate sind daher im Katalog des § 21a Abs. 6 Satz 2 EnWG ausdrücklich aufgeführt (Nr. 5).

Von dieser Ermächtigung hat der Ordnungsgeber - sachgerecht - Gebrauch gemacht. Regelungen zum - generellen sektoralen oder gesamtwirtschaftlichen - Produktivitätsfortschritt sind letztlich solche der allgemeinen Geldwertentwicklung (ebenso OLG Stuttgart, Beschlüsse vom 21.01.2010, Az. 202 EnWG 3/09, S. 29 ff. BA; 19/09, S. 9 ff. BA; a.A. OLG Brandenburg, Beschlüsse vom 12.01.2010, Az. Kart W 1/09, S. 10 f.; Kart W 3/09, S. 14 f.; Kart W 4/09, S. 12 f.; Kart W 7/09, S. 14 f.). Mit der allgemeinen sektoralen Produktivitätssteigerungsrate hat der Ordnungsgeber lediglich die im Verbraucherpreisindex abgebildete gesamtwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung korrigiert und auf diese Weise den Ausgleich der allgemeinen Geldentwertung sachgerecht ausgestaltet. Diese Korrektur war aus seiner Sicht notwendig, um der durch nationale und internationale Analysen und Erfahrungen belegten Produktivitätsentwicklung auf monopolistischen Märkten nach Einführung eines Anreizregulierungssystems Rechnung zu tragen (s. dazu eingehend: Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung einer Anreizregulierung nach § 21a EnWG vom 30.06.2006, S. 21 f.; 166 ff.; Meinzenbach, S. 260 ff.).

Ein Verstoß gegen § 21a Abs. 4 Satz 6 EnWG, nach dem die individuellen Effizienzvorgaben nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen sind, oder gegen § 21a Abs. 5 Satz 1 EnWG, der die Bestimmung der individuellen Effizienzvorgabe näher regelt, lässt sich damit nicht feststellen. Der Verbraucherpreisindex, mit dem die allgemeine Geldentwertung auszugleichen ist, ist mit § 21a Abs. 4 Satz 7 EnWG als zu berücksichtigender Parameter im Rahmen der Vorgaben für die Erlösobergrenze vorgesehen. Da der allgemeine sektorale Produktivitätsfaktor diesen nur korrigiert, ist auch er zulässiger Bestandteil der Vorgaben für die Erlösobergrenzen und nicht Teil der individuellen Effizienzvorgabe. Die Vorgaben des § 21a Abs. 5 Satz 1 und § 21a Abs. 4 Satz 6 EnWG finden auf ihn schon keine Anwendung (ebenso OLG Stuttgart, a.a.O.; Az. 202 EnWG 3/09, S. 31; 202 EnWG 19/09, S. 14; a.A. OLG Naumburg, Beschluss vom 5.11.2009, Az. 1 W 6/09 (EnWG), zitiert nach juris, Rn 52, 58 ff.).

Letztlich kommt dies auch in der Regulierungsformel zum Ausdruck, mit der die Erlösobergrenze ermittelt wird. Die ermittelten Gesamtkosten des Netzbetreibers

werden auf die drei verschiedenen Kostenanteile – dauerhaft nicht beeinflussbare, vorübergehend nicht beeinflussbare und beeinflussbare – verteilt und sodann unterschiedlichen Einflussfaktoren ausgesetzt, von denen es abhängt, in welcher Höhe sie in die Erlösobergrenze eingehen. Die **dauerhaft nicht beeinflussbaren** Kostenanteile unterliegen keinen weiteren Senkungsvorgaben oder Beeinflussungen, sondern werden in ihrer Höhe übernommen. Die verbleibenden Kosten werden durch den individuell ermittelten Effizienzwert auf beeinflussbare und vorübergehend **nicht beeinflussbare** Kostenanteile aufgeteilt. Letztere werden ermittelt, indem die nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile verbliebenen Kosten mit dem bereinigten Effizienzwert multipliziert werden (§§ 11 Abs. 3, 15 ARegV). Die verbleibenden Kosten stellen die **beeinflussbaren** Kostenanteile dar (§ 11 Abs. 4 ARegV). Nur sie unterliegen entsprechend der Vorgabe des § 21a Abs. 4 Satz 6 EnWG der individuellen Effizienzvorgabe und werden mit dem Verteilungsfaktor für die Ineffizienzen ($1-V_t$) multipliziert, da sie innerhalb der Regulierungsperioden abgebaut werden sollen (§ 16 Abs. 1 ARegV). Weitere Faktoren beziehen sich sowohl auf die beeinflussbaren als auch auf die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Sie werden zunächst mit dem Ergebnis der Division des Verbraucherpreisindex des jeweiligen Jahres (VPI_t) durch den Verbraucherpreisindex des Basisjahres (VPI_0) abzüglich des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts (Pft) multipliziert (§§ 8, 9 ARegV). Des Weiteren können sie mit dem Erweiterungsfaktor multipliziert werden (EFt; § 10 ARegV) und Zu- oder Abschläge zur Gewährleistung der Netzzuverlässigkeit und –leistungsfähigkeit vorgenommen werden (Qt; §§ 18 – 21 ARegV).

6.3. Die konkrete Höhe des sektoralen Produktivitätsfortschritts ist ebenso wenig zu beanstanden. Die Einschätzung des Ordnungsgebers, inwieweit in Strom- oder Gasnetzen als monopolistisch strukturierten Wirtschaftsbereichen bei der Simulation von Wettbewerb durch Einführung einer Anreizregulierung höhere Produktivitätssteigerungen zu realisieren sind als in wettbewerblich organisierten Märkten, ist angesichts ihres prognostischen Charakters gerichtlich nur eingeschränkt überprüfbar. Dass der Ordnungsgeber unsachgemäße Erwägungen angestellt hat, ist nicht ersichtlich. Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen des von ihr erstellten Berichts nach § 112a EnWG zur Einführung einer Anreizregulierung nach § 21a EnWG die Verwendung des so gen. Törnquist-Index

als wissenschaftlich anerkannten methodischen Ansatz für die erstmalige Ermittlung des Xgen-Faktors vorgeschlagen. Der – ebenfalls wissenschaftlich anerkannte - so gen. Malmquist-Index liefere zwar genauere Ergebnisse, sei jedoch sehr datenintensiv und daher für die erstmalige Ermittlung nicht empfehlenswert (S. 168). Vor dem Hintergrund, dass der von ihr auf diese Weise ermittelte Wert von 2,54 % p.a. mit Unsicherheitsfaktoren – etwa durch fehlende sektorspezifische Daten, angesichts der untersuchten Zeitintervalle einschließlich deren Gewichtung - behaftet ist, andererseits aber nationale und internationale Studien belegen, dass regelmäßig von einem positiven allgemeinen X-Wert im Energiebereich auszugehen ist und in anderen europäischen Staaten überdies Faktoren in einer Größenordnung von 1,5 % und 2 % festgesetzt worden sind, hat der Ordnungsgeber einen Sicherheitsabschlag vorgenommen und den Produktivitätsfortschritt für die erste Regulierungsperiode auf 1,25 % und für die zweite auf 1,5 % p.a. festgesetzt. Der Einwand, das aus § 21a Abs. 5 Satz 5 EnWG abgeleitete Erfordernis der Methodenrobustheit sei bei der Festlegung der in § 9 Abs. 2 ARegV normierten Werte nicht eingehalten worden, geht schon deshalb ins Leere, weil auch Satz 5 sich nach seiner systematischen Stellung ausschließlich auf Effizienzvorgaben bezieht (ebenso OLG Stuttgart, a.a.O., Az. 202 EnWG 3/09, S. 32 BA; 202 EnWG 19/09, S. 14 BA).

Im Übrigen ist durch die Anpassungs- und Korrekturmöglichkeiten der ARegV sichergestellt, dass der Netzbetreiber nur Vorgaben erhält, die er unter Nutzung ihm möglicher und zumutbarer Maßnahmen auch erreichen und übertreffen kann. Für die Betroffene wird dies durch die Härtefallregelung des § 16 Abs. 2 ARegV entsprechend § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG sichergestellt. Damit ist dem verfassungsrechtlich zu beachtenden Grundsatz der Verhältnismäßigkeit Rechnung getragen.

7. Erweiterungsfaktor

Zu Recht hat die Beschlusskammer auch die von der Betroffenen unter dem 27. Juni 2008 beantragte Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors für das Jahr 2009 abgelehnt, die diese darauf gestützt hat, dass sich ihre Versorgungsaufgabe gegenüber dem Basisjahr 2006 nachhaltig verändert habe. Ihrem Vorbringen zufolge ist die in Niederspannung versorgte Fläche ihres Versorgungsgebiets im Jahre 2009

um auf und sind die Anschlusspunkte in ihrem Versorgungsgebiet zwischen dem Jahr 2006 und 2009 in der Niederspannungsebene um insgesamt sowie in der Mittelspannungsebene um und damit die Vergleichsparameter nach § 13 Abs. 3 Satz 4 Nr. 1, 2 ARegV gestiegen. Dies habe dazu geführt, dass sich die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ermittelten Kosten um mehr als 0,5 % erhöht haben.

Dieser Umstand kann nicht zu einem Erweiterungsfaktor bei der Berechnung der Erlösobergrenze des ersten Jahrs der Anreizregulierungsperiode nach § 10 ARegV führen.

7.1. Gem. § 10 Abs. 1 Satz 1 ARegV kann durch einen Erweiterungsfaktor (EF) bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, dass sich die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers während der Regulierungsperiode nachhaltig ändert. Unter welchen Voraussetzungen eine solche nachhaltige Änderung anzunehmen ist, hat der Verordnungsgeber in § 10 Abs. 2 ARegV näher konkretisiert. Mit Blick darauf, dass Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen Investitionsbudgets beantragen können, finden die Absätze 1-3 des § 10 ARegV auf sie keine Anwendung, so dass allein Verteilernetzbetreiber den Erweiterungsfaktor beanspruchen können.

Einen Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 10 ARegV kann der Netzbetreiber § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1, Satz 2 ARegV einmal jährlich zum 30. Juni des Jahres stellen. Eine solche Anpassung erfolgt dann zum 1. Januar des Folgejahres und berechtigt den Netzbetreiber zur Anpassung seiner Netzentgelte (§ 17 Abs. 2 Satz 2 ARegV).

7.2. Vor diesem Hintergrund kommt eine Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors für das Jahr 2009 als erstes Jahr der Anreizregulierungsperiode nicht in Betracht. Wortlaut, Systematik sowie Sinn und Zweck der Regelung lassen ein solches Verständnis nicht zu.

Aus § 10 ARegV lässt sich eine Verpflichtung der Regulierungsbehörde zur Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors im Rahmen der erstmaligen Bestimmung der Erlösobergrenzen nicht herleiten. Mit dieser Regelung hat der Verordnungsgeber

der Vorgabe des § 21a Abs. 3 Satz 3 EnWG Rechnung getragen. Danach bleiben die zu Beginn der Anreizregulierungsperiode bestimmten Erlösobergrenzen grundsätzlich unverändert, sofern nicht Änderungen staatlich veranlasster Mehrbelastungen auf Grund von Abgaben oder der Abnahme- oder Vergütungspflichten nach dem EEG oder dem KWKG oder anderer, nicht vom Netzbetreiber zu vertretender Umstände eintreten. § 21a Abs. 6 Satz 2 Nr. 4 EnWG sieht dementsprechend ausdrücklich vor, dass in der Rechtsverordnung – der Anreizregulierungsverordnung – Regelungen getroffen werden können, unter welchen Voraussetzungen die Obergrenze innerhalb einer Regulierungsperiode auf Antrag des betroffenen Netzbetreibers von der Regulierungsbehörde abweichend vom Entwicklungspfad angepasst werden kann. § 21a Abs. 6 Satz 2 Nr. 8 EnWG ermächtigt weiter zu Regelungen, die eine Begünstigung von Investitionen vorsehen, die unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 zur Verbesserung der Versorgungssicherheit dienen. § 10 ARegV soll dabei nach dem Willen des Verordnungsgebers sicherstellen, dass Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. In einem solchen Fall kann der Netzbetreiber einen Antrag auf Anpassung nach § 4 Abs. 4 Satz 1 ARegV stellen (s. BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S. 49). Dass es sich insoweit nur um eine nachträgliche Anpassung handeln kann, folgt auch aus § 4 Abs. 2 ARegV, der zunächst festlegt, dass die Erlösobergrenze für jedes Jahr der Regulierungsperiode zu bestimmen ist und sodann klar stellt, dass eine Änderung dieser ausschließlich während der Regulierungsperiode, also frühestens zum 1. Januar 2010, nach Maßgabe der Abs. 3 – 5 erfolgt (BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S. 44; BR-Drs. 24/08 vom 15.02.2008, S. 7). In Abs. 3 ist die Anpassung durch den Netzbetreiber bei einer Änderung des Verbraucherpreisindex oder von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen geregelt. Da diese Anpassung ohne erneute Festlegung durch die Regulierungsbehörde erfolgt, hat der Verordnungsgeber nachträglich Anlass für die mit Satz 3 vorgenommene Klarstellung gesehen, dass eine solche Änderung nicht im ersten Jahr der jeweiligen Regulierungsperiode erfolgt. Die ursprüngliche Formulierung ließ nach seinem Verständnis auch die Auslegung zu, dass Netzbetreiber bereits zum 1. Januar 2009 eine Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 ARegV vornehmen können (BR-Drs. 24/08 (Beschluss) vom 15.02.2008, S. 7). Der Verordnungsgeber hat in

diesem Zusammenhang noch einmal deutlich hervorgehoben, dass eine Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 2 Satz 2 ARegV nur während der Regulierungsperiode, also frühestens zum 1. Januar 2010 erfolgen kann (BR-Drs. 24/08 (Beschluss) vom 15.02.2008, S. 7; a.A. Hummel in: Danner/Theobald, EnWG, 60. Erglief. Jan. 2008, Rn 33 zu § 4; Weyer, RdE 2008, 261, 264 f.; Missling, IR 2008, 126, 128; Streb/Müller/Ketterer, et 2008 (Heft 10), 8, 9; Scharf IR 2008, 258, 259). Für die in Abs. 4 vorgesehene auf Antrag vorzunehmende Anpassung bedurfte es einer solchen Klarstellung nicht. Hier ergibt sich schon aus der zeitlichen Vorgabe des § 4 Abs. 4 Satz 2 ARegV, nach der ein solcher Antrag nur einmal jährlich zum 30. Juni des Kalenderjahres mit Wirkung zum 1. Januar des Folgejahres gestellt werden kann, dass eine Anpassung erstmals zum 1.1.2010 erfolgen kann. Auch mit dieser Regelung wollte der Verordnungsgeber ganz offensichtlich den Verwaltungsaufwand für Netzbetreiber und Regulierungsbehörde beschränken. Aus dem Umstand, dass § 10 ARegV auf erhebliche Veränderungen im Übergangszeitraum keine Anwendung findet, folgt entgegen der Auffassung der Betroffenen nicht, dass sie überhaupt nicht berücksichtigungsfähig wären. Stellt der Netzbetreiber während der Regulierungsperiode einen Antrag auf Gewährung eines Erweiterungsfaktors, weil sich die Versorgungsaufgabe (auch) während der Regulierungsperiode ändert, so werden die nach dem Basisjahr 2006 eingetretenen Veränderungen im Rahmen dieses Antrags in toto berücksichtigt, weil die Formel in Anlage 2 zur ARegV auf die Veränderungen der maßgeblichen Parameter im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode gegenüber dem Basisjahr, also 2006, abstellt. In einem solchen Fall finden sie also mit einer zeitlichen Verzögerung Eingang die Erlösobergrenzen (so auch Hansen in: BerlKommEnR, 2. A., Anh. § 21 a EnWG, Rdnr. 2, 13 zu § 10 ARegV). Im Übrigen, also wenn sich die Versorgungsaufgabe nur im Übergangszeitraum geändert hat, bleiben dem Netzbetreiber nur die sonst vom Verordnungsgeber vorgesehenen Anpassungsmöglichkeiten: Hat die Veränderung der Versorgungsaufgabe im Übergangszeitraum zur Folge, dass der Betroffene die sich aus dem Effizienzwert ergebende individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung aller ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen nicht erreichen und übertreffen kann, hat die Regulierungsbehörde diese abweichend zu bestimmen (§ 16 Abs. 2 ARegV). Der Nachweis obliegt dem Netzbetreiber. Besteht diese Anpassungsmöglichkeit nicht, weil sich für den Netzbetrieb im Effizienzvergleich eine 100%ige Effizienz ergeben hat, oder reicht sie nicht aus, kann der Netzbetreiber auf

eine Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV zurückzugreifen, wenn und soweit dies zu einer unzumutbaren Härte führt.

Von daher ist auch für die geltend gemachte analoge Anwendung des § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV kein Raum.

C.

1. Die Kostenentscheidung beruht auf § 90 S. 1 EnWG. Da die Beschwerde keinen Erfolg hat, entspricht es der Billigkeit, dass die Betroffene die Gerichtskosten zu tragen und der gegnerischen Bundesnetzagentur die entstandenen notwendigen Auslagen zu erstatten hat.

2. Die Festsetzung des Gegenstandswerts für das Beschwerdeverfahren beruht auf § 50 Abs. 1 Nr. 2 GKG, § 3 ZPO. Das mit der Beschwerde verbundene Interesse der Betroffenen an einer höheren Festsetzung der Erlösobergrenzen für die erste Regulierungsperiode bemisst der Senat ihren Angaben entsprechend auf €, dabei kommt eine Reduzierung des Gegenstandswerts nicht in Betracht. Der Umstand, dass Ziel ihrer Beschwerde die Neubescheidung unter Beachtung der Rechtsauffassung des Senats ist, rechtfertigt nach der ständigen Praxis des Senats nicht eine Festsetzung auf den hälftigen Wert ihres wirtschaftlichen Interesses.

D.

Der Senat hat die Rechtsbeschwerde an den Bundesgerichtshof gegen diese Entscheidung zugelassen, weil die streitgegenständlichen Fragen grundsätzliche Bedeutung i.S.d. § 86 Abs. 2 Nr. 1 EnWG haben und die Sicherung einer einheitlichen Rechtsprechung eine Entscheidung des Bundesgerichtshofs entsprechend § 86 Abs. 2 Nr. 2 EnWG erfordert.

Rechtsmittelbelehrung:

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

vR.

R.

A.