



Az.: 55-29411/010-0012

Beschluss

In dem Festlegungsverfahren nach § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) i. V. m.
§ 32 Abs. 1 Nr. 4a, § 11 Abs. 5 Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

wegen **der Festlegung volatiler Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur
Berücksichtigung von Kosten aus der marktgestützten Beschaffung der
nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Dienstleistungen zur
Spannungsregelung“ (Blindleistung) in der vierten Regulierungsperiode**

hat die Regulierungskammer Niedersachsen, Postfach 4107, 30041 Hannover als
Landesregulierungsbehörde

gegenüber den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen, welche die Netzebenen
Höchstspannung, die Umspannebene Höchstspannung zu Hochspannung oder bzw. und
die Netzebene Hochspannung betreiben, in der Zuständigkeit der Regulierungskammer
Niedersachsen

durch den Vorsitzenden

Jens Warlitz,

den Beisitzer

Torsten Berg

und die Beisitzerin

Franziska Otto

am 16.09.2025 beschlossen:

1. Alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 und 10
EnWG, welche die Netzebene Höchstspannung, die Umspannebene
Höchstspannung zu Hochspannung oder bzw. und die Netzebene Hochspannung

betreiben (im Weiteren: Netzbetreiber), haben die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 3 ARegV so vorzunehmen, dass die Differenz der Blindleistungskosten zwischen dem Basisjahr für die vierte Regulierungsperiode (VK_0) und den prognostizierten Blindleistungskosten (VK_t) als volatile Kosten berücksichtigt werden. Die Differenz aus den ansatzfähigen VK_t und den Ist-Kosten in dem Jahr (t) wird über das Regulierungskonto gemäß § 5 ARegV ausgeglichen.

2. Die prognostizierten Blindleistungskosten des jeweiligen Kalenderjahres (VK_t) hat der betroffene Netzbetreiber durch eine sachgerechte Schätzung zu ermitteln. Die Schätzung gilt insbesondere dann als sachgerecht, wenn sie auf historischen Mengendaten des Vorjahres und einer sachgerecht ermittelten Preisobergrenze beruht.
3. Die vorstehenden Anordnungen gelten ab dem Kalenderjahr, in dem bei dem jeweiligen Netzbetreiber erstmalig Blindleistungskosten aus der marktgestützten Beschaffung nach Maßgabe der Festlegung der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur vom 25.06.2024 (Aktenzeichen: BK6-23-072) anfallen. Die Festlegung ist bis zum 31.12.2028 befristet.

Gründe

I.

- 1 Die Regulierungskammer trifft mit der vorliegenden Festlegung eine Entscheidung zur Berücksichtigung von Kosten aus der marktgestützten Beschaffung von Blindleistung als volatile Kosten für die verbleibenden Kalenderjahre (2025 bis 2028) der vierten Regulierungsperiode.
- 2 Unter „Blindleistung“ ist nach Maßgabe der Festlegung der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur vom 25.06.2024 (Aktenzeichen: BK6-23-072) die Erbringung einer Dienstleistung zur Spannungsregelung nach § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG zu verstehen. Vereinfacht dargestellt ist Blindleistung danach eine Leistung, die im Wechselstromnetz benötigt wird, um die elektrischen und magnetischen Felder, die die Stromleiter (z.B. Leitungen, Transformatoren, Schaltanlagen) in einem Wechselstromnetz umgeben, auf- und abzubauen. Der Auf- und Abbau der elektrischen und magnetischen Felder erfolgt dabei

periodisch mit der Netzfrequenz 50-mal pro Sekunde. In einem Wechselstromnetz ist die Blindleistung eine unvermeidbare Begleiterscheinung des eigentlich bezweckten Transports von Wirkleistung zwischen Erzeugung und Last.

- 3 Mit der Festlegung BK6-23-072 wurde gegenüber den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern und den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen, soweit sie die Hochspannungsebene betreiben, eine marktgestützte Beschaffung von Blindleistung angeordnet. Die Beschaffungspflicht erstreckt sich danach auf den Bereich der Blindleistung, der nicht bereits durch eigene Netzbetriebsmittel des Netzbetreibers generiert oder nach den Technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen (TAR) oder den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) von den Anlagenbetreibern kostenfrei zur Verfügung gestellt wird.
- 4 Im Weiteren werden in der Festlegung BK6-23-072 auch Rahmenvorgaben zu einer Preisobergrenze für das durch zu führende Beschaffungsverfahren gemacht. Unter Ziffer G.I. der Anlage 1 zur Festlegung BK6-23-072 ist geregelt, dass die betroffenen Netzbetreiber eine Preisobergrenze setzen können und dass Angebote oberhalb der Preisobergrenze nicht bezuschlagt werden.
- 5 Die betroffenen Netzbetreiber haben die Preisobergrenzen an sachlichen Kriterien zu orientieren und deren Herleitung sorgfältig zu dokumentieren (vgl. Festlegung BK6-23-072, S. 51 ff.). Eine Preisobergrenze ist danach erforderlich, um eine gesamtwirtschaftlich effiziente Bewirtschaftung der Beschaffung von Blindleistung und ein kostenoptimiertes Verhalten des betroffenen Netzbetreibers zu gewährleisten.
- 6 Sachliche Kriterien für die Höhe der Preisobergrenze können danach insbesondere Erfahrungen des Netzbetreibers mit der Errichtung von Netzbetriebsmitteln zur Erbringung von Blindleistung und bestehenden Verträgen zur Erbringung von Blindleistung mit Dritten sein. Für den Netzbetreiber bestehe stets die Möglichkeit Blindleistung aus sog. VINKs (vollintegrierten Netzkomponenten) zu erbringen, so dass insbesondere in Beschaffungsregionen mit niedriger Wettbewerbsintensität die Vollkosten einer VINK als Preisobergrenze angemessen sein können. Die so bestimmte Preisobergrenze ist mit der Bekanntmachung der Ausschreibung zu veröffentlichen.
- 7 Zum Zwecke der Regelung der Kostenfolge aus den Vorgaben der Festlegung BK6-23-072, hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur am 26.08.2024 für die Netzbetreiber in ihrem Zuständigkeitsbereich ein Verfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32

Abs. 1 Nr. 4a und § 11 Abs. 5 ARegV eingeleitet und einen Festlegungsentwurf zur Konsultation gestellt (Aktenzeichen: BK8-24-006-A). Am 09.10.2024 hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur die Festlegung erlassen.

- 8 Die Regulierungskammer hat am 06.09.2024 von Amts wegen für die Netzbetreiber in ihrer Zuständigkeit ebenfalls ein Verfahren zum Umgang mit den Kosten für die Beschaffung von Blindleistung als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV eingeleitet. Die Regulierungskammer hat sich hierbei an der Festlegung der Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur (Aktenzeichen: BK8-24-006-A) orientiert.
- 9 Durch Mitteilung auf der Internetseite der Regulierungskammer Niedersachsen am 06.09.2024 hat die Regulierungskammer Niedersachsen die Einleitung eines Verfahrens nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV und § 11 Abs. 5 ARegV veröffentlicht. Mit E-Mail vom gleichen Tage hat sie die Netzbetreiber in ihrer Zuständigkeit über diese Verfahrenseröffnung informiert. Da die Regulierungskammer Niedersachsen beabsichtigte, inhaltlich die von der Bundesnetzagentur zur Konsultation veröffentlichte Festlegung im dortigen Verfahren der Beschlusskammer 8 (Az. BK8-24-006-A) zu übernehmen und hinsichtlich der dort genannten Tenorziffern 1 bis 4 eine gleichlautende Festlegung zu erlassen, verwies die Regulierungskammer Niedersachsen auf das Konsultationsverfahren der Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur und den dort veröffentlichten Festlegungsentwurf. Die Stellungnahmen sollten dabei – wie mit der Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur abgestimmt – direkt an die Bundesnetzagentur und in Kopie an die Regulierungskammer gesendet werden. Dementsprechend wurde mit E-Mail vom 06.09.2024 die förmliche Konsultation in diesem Verfahren eingeleitet, es wurde Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 20.09.2024 gegeben.
- 10 Innerhalb der Frist ist bei der Regulierungskammer Niedersachsen eine gemeinsame Stellungnahme von zwei Verbänden eingegangen. Im Rahmen der zentralen Auswertung aller Stellungnahmen seitens der Bundesnetzagentur haben folgende Verbände und Unternehmen (größtenteils gemeinschaftlich) Stellung genommen:

Stellungnahme
50Hertz Transmission GmbH
Amprion GmbH
Avacon Netz GmbH
Bayernwerk Netz GmbH
BDEW

Stellungnahme
E.DIS Netz GmbH
energis-Netzgesellschaft mbH
EWE Netz GmbH
LEW Verteilnetz GmbH
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH
Netze BW GmbH
Netzgesellschaft Düsseldorf mbH
Schleswig-Holstein Netz GmbH
Stromnetz Berlin GmbH
Syna GmbH
TenneT TSO GmbH
Thüringer Energienetze GmbH
TransnetBW GmbH
VKU Verband Kommunalen Unternehmen e.V.
VSE Verteilnetz GmbH
Westnetz GmbH

- 11 Der gemeinsamen Stellungnahme von zwei Verbänden und dem Konsultationsverfahren der Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur ist gemein, dass Sie die beabsichtigte Festlegung im Grundsatz begrüßen. Kritisch äußern sich alle Stellungnahmen lediglich zu folgenden Punkten:
- a) Die Refinanzierung der Implementierungs- und Betriebskosten solle auch über die Festlegung als volatile Kostenanteile erfolgen.
 - b) Die Kosten aus der marktgestützten Blindleistungsbeschaffung dürften nicht im Effizienzvergleich berücksichtigt werden.
 - c) Es seien Regelungen über das Jahr 2028 hinaus erforderlich.
 - d) Missverständlich sei formuliert worden, dass Blindleistungskosten nur dann als effizient anzusehen seien, wenn diese unter Nutzung einer Preisobergrenze zustande gekommen seien.
 - e) Hinsichtlich der Bestandsverträge sei eine geeignete Übergangsregelung erforderlich, da diese Verträge andernfalls vor Beginn des eigentlichen Ausschreibungsbeginns zu kündigen wären und damit ein vertragsloser Zustand entstünde. Überdies führe die vorgeschlagene Regelung zu einer Verschärfung ggü. der Festlegung der

Beschlusskammer 6, die einen bis zu 36-monatigen Übergangszeitraum und innerhalb dessen ein nach Beschaffungsregionen gestaffeltes Vorgehen ermögliche.

12 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

II.

13 Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405 vom 28.12.2023) besteht eine unionsrechtskonforme Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Verordnungsgeber und der Regulierungsbehörde. Der Beschluss beruht daher auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 02.09.2021, C-718/18.

1. **Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs**

14 Der Europäische Gerichtshof hat in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der nationalen Regulierungsbehörde verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

1.1 **Gesetzesreform und Übergangsregelung**

15 Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 2. September 2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit

hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.

- 16 Die Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG a.F. wurde aufgehoben, ebenso wie § 21a EnWG a.F. Beide Regelungen wurden durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde ersetzt. Dabei wurden die bisher in den betroffenen Rechtsverordnungen enthaltenen Festlegungskompetenzen in das EnWG überführt und ergänzt.
- 17 Die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen treten nach Ablauf einer Übergangszeit außer Kraft, vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben. Der Zeitpunkt des Außerkrafttretens entspricht dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode im Gassektor (31.12.2027) und Stromsektor (31.12.2028).
- 18 In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode fortzuführen. Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).

1.2 Interessenabwägung

- 19 Nach Art. 15 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben bleiben die auf Basis der bisher in § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Verordnungen für eine Übergangszeit weiterhin in Kraft. An diesem Regelwerk zur Entgeltregulierung wird zur Aufrechterhaltung eines transparenten, vorhersehbaren und verlässlichen Regulierungsrahmens grundsätzlich festgehalten. Es wird vorliegend insbesondere von einer Anwendung der Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG abgesehen. Einen materiellen Widerspruch zu maßgeblichen Vorgaben des Europäischen Rechts hat der EuGH in seiner Entscheidung vom 02.09.2021 nicht festgestellt und erkennt auch die Regulierungsbehörde nicht.

- 20 Ein Kernstück des national etablierten Regulierungssystems sind die fünfjährigen Regulierungsperioden im Anreizregulierungs- und Netzentgeltbereich. Für die Dauer einer bereits laufenden Regulierungsperiode ist es essentiell, dass der Rechtsrahmen für die gesamte Periode möglichst stabil bleibt. Rechtsänderungen während einer laufenden Regulierungsperiode sind mit Diskontinuität und Rechtsunsicherheit verbunden, die gerade durch Übergangsregelungen zur Weitergeltung der materiell europarechtskonformen Vorgaben vermieden werden können. Darüber hinaus erschwert eine unklare Rechtslage im Übergangszeitraum die notwendigen Investitionen in die Energieversorgungsnetze und führt zu Unsicherheiten nicht nur für die regulierten Unternehmen, sondern auch für die sonstigen Marktteilnehmer.
- 21 Des Weiteren verlangen die Richtlinien, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Auch würden substantielle Abweichungen vom etablierten Regulierungsrahmen zu starken Verzögerungen der laufenden, an die Erlösobergrenze anknüpfenden und weiterer nach den Rechtsverordnungen vorgesehenen Verfahren führen. Die Festsetzung neuer Regelungen durch die Regulierungsbehörde in einem transparenten und möglichst umfassenden Konsultationsprozess dürfte einige Zeit in Anspruch nehmen. Laufende Verfahren bspw. zur Festlegung der Erlösobergrenze für die vierte Regulierungsperiode könnten sich um Jahre verzögern. Diese Gesichtspunkte wären mit den Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

2. Zuständigkeit

- 22 Die Festlegung volatiler Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Blindleistungskosten in der vierten Regulierungsperiode nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV fällt gemäß § 54 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG in die Zuständigkeit der Regulierungskammer Niedersachsen, soweit Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen betroffen sind, an deren Elektrizitätsversorgungsnetzen weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und deren Elektrizitätsversorgungsnetz nicht über das Gebiet des Landes Niedersachsen hinausreicht.

3. Ermächtigungsgrundlage

- 23 Die Festlegung unter Tenor zu Ziffer 1.) und 2.) beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV. Danach kann die Regulierungsbehörde Festlegungen zu den Bereichen treffen, die nach § 11 Abs. 5 ARegV als volatile Kostenanteile gelten, insbesondere zum Verfahren, mit dem den Netzbetreibern oder eine Gruppe von Netzbetreibern Anreize gesetzt werden, die gewährleisten, dass volatile Kostenanteile nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, sowie zu den Voraussetzungen, unter denen Kostenanteile als volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV gelten.
- 24 Die Festlegung des Geltungszeitraums in Tenor zu Ziffer 3.) beruht auf § 1 Abs. 1 Niedersächsisches Verwaltungsverfahrensgesetz (NVwVfG) i.V.m. § 36 Abs. 2 Nr. 1 VwVfG.

4. Materielle Rechtmäßigkeit

- 25 Die Voraussetzungen für den Erlass dieser Festlegung liegen vor. Die Festlegung zu den volatilen Kostenanteilen für Blindleistungskosten erfüllt die Voraussetzungen des § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV.

4.1 Ausgestaltung der Festlegung zu volatilen Kostenanteilen – Tenor zu Ziffer 1.) und 2.)

- 26 Nach § 32 Abs. 1 ARegV kann die Regulierungsbehörde Festlegungen im Rahmen der Anreizregulierung treffen, wenn sie der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke dienen.
- 27 Die vorliegende Festlegung zu volatilen Kostenanteilen dient der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs gemäß § 32 Abs. 1 ARegV sowie §§ 20 - 21a EnWG, indem sie zuverlässige Rahmenbedingungen für die betroffenen Netzbetreiber hinsichtlich der sachgerechten Berücksichtigung von Kosten für die Beschaffung von Blindleistung schafft. Damit wird dem Ziel eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen Rechnung getragen. Ferner wird der Ansatz des § 21 Abs. 2 EnWG, Anreize für eine effiziente Leistungserbringung zu setzen, konsequent angewendet. Gleichzeitig erfüllt die Festlegung volatile Kosten den Zweck gem. § 1 Abs. 1 EnWG auf eine preisgünstige, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Energieversorgung hinzuwirken, indem Anreize gesetzt werden, die eigenen Blindleistungskosten des Netzbetriebs zu reduzieren und die Energieeffizienz des Netzbetriebs zu erhöhen.

- 28 Die Aufnahme des § 12h in das EnWG dient der Umsetzung der Art. 31 Abs. 6 bis 8 und Art. 40 Abs. 5 bis 7 i. V. m. Abs. 1 und 4 Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Strommarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Strommarkt-Richtlinie). Das Beschaffungskonzept dient der Umsetzung dieser Vorgaben. Die Festlegung unterstützt damit auch die Ziele der Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung gemäß § 1 Abs. 3 EnWG.
- 29 Mit dem Tenor zu Ziffer 1.) und 2.) wird das Verfahren zum Umgang mit den Kosten für die Beschaffung von Blindleistung als volatile Kostenanteile festgelegt.
- 30 Gemäß § 11 Abs. 5 ARegV gelten Kosten für die Beschaffung von Treibenergie als volatile Kostenanteile. Andere beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, insbesondere Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann, gelten als volatile Kostenanteile, soweit die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Absatz 1 Nr. 4a ARegV festgelegt hat. Auch in der Begründung zu § 11 Abs. 5 ARegV werden insbesondere die Verlustenergiekosten als Netzbetriebskosten, die starken Schwankungen unterliegen können, genannt (BR-Drs. 310/10 (B), S. 17). Darüber hinaus gibt es auch inhaltliche Überschneidungen zwischen Netzverlusten und der Blindleistungsbereitstellung oder Kompensation, da beim Netzbetreiber zusätzliche Kosten für Blindstrom-Netzverluste entstehen.¹
- 31 Die Regulierungskammer sieht, ähnlich wie die Kosten der Beschaffung von Verlustenergie, auch die Kosten für die Beschaffung von Blindleistung als volatil an, da diese gemäß den Vorgaben der Festlegung der Beschlusskammer 6 (Aktenzeichen: BK6-23-072) marktgestützt beschafft werden müssen, mithin die aus der erstmaligen Ausschreibung resultierenden Preise bzw. Kosten unklar sind. Daher gibt die Festlegung die nachfolgend dargestellte Methode zur Bestimmung der ansatzfähigen Kosten vor.
- 32 Von der Festlegung werden lediglich die Kosten für das Systemdienstleistungsprodukt „Blindleistung“ selbst erfasst. Dies sind insbesondere die Kosten für die marktgestützt beschaffte Blindleistung und Blindarbeit, aber auch die Kosten und Erlöse, die aus deren Weiterverrechnung an andere bzw. bei anderen Netzbetreibern entstehen. Zu diesem

¹ Adolf J. Schwab, Elektroenergiesysteme 2020, 6. Auflage, S. 753

Punkt wurde vorgetragen, dass insbesondere bei den Übertragungsnetzbetreibern noch Verträge mit Anlagenbetreibern existieren, die derzeit noch eine Vergütung der Blindleistung innerhalb der TAB und TAR vorsehen und deren Kündigungsfristen nur schwerlich mit dem Beginn der jeweiligen Ausschreibungen innerhalb einer Beschaffungsregion zu synchronisieren seien. Daher wurde vorgeschlagen, die Kosten aus noch erforderlichen und bisher nicht kündbaren Bestandsverträgen übergangsweise auch als volatile Kostenanteile (VK_t) zu berücksichtigen. In Übereinstimmung mit der Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur folgt auch die Regulierungskammer diesem Vorschlag.

- 33 Kosten für die Implementierung und Durchführung der Ausschreibungen werden dagegen nicht erfasst, hier gelten die allgemeinen Prinzipien. Hierzu wurde vorgetragen, dass auch die Implementierungs- und Durchführungskosten von der volatilen Kostenfestlegung zu erfassen seien, um eine Refinanzierung der erhöhten Kosten sicherzustellen. Die Regulierungskammer sieht, wie auch die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur, diesbezüglich allerdings die wesentliche Voraussetzung („Volatilität“) nicht als gegeben an. Kosten der Implementierung und des Betriebs von Ausschreibungsplattformen können überdies größtenteils über den Kapitalkostenaufschlag refinanziert werden.
- 34 Darüber hinaus wurde vorgetragen, dass die Kosten für die Beschaffung der Blindleistung und Blindarbeit im Effizienzvergleich nicht berücksichtigt werden dürften. Rein formell wäre die Beurteilung dieser Frage der Zuständigkeit der Regulierungskammer entzogen, diese Frage wäre in einem Verfahren der Großen Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur zu klären. Inhaltlich widerspräche dies aber auch der Grundkonzeption der Anreizregulierungsverordnung im Allgemeinen und der Grundkonzeption der volatilen Kostenanteile im Besonderen. Nach § 11 ARegV liegt die Besonderheit der volatilen Kostenanteile ja gerade darin, dass die im Basisjahr anfallenden Kosten einem Effizienzabbau unterworfen sind, hiergegen aber etwaige Nachteile, die aus der besonderen Volatilität resultieren, ausgeglichen werden können.

4.1.1 Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze und Plan-Ist-Abgleich im Regulierungskonto

- 35 Der Netzbetreiber passt seine Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 3 ARegV für volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV jeweils zum 01.01. eines Kalenderjahres selbstständig an. Entsprechend Anlage 1 zur ARegV passt er sie um die Differenz zwi-

schen den Kosten der Blindleistungsbeschaffung des Basisjahres (VK_0) und den Blindleistungsbeschaffungskosten, die sich aufgrund der vorgegebenen Berechnungsmethodik ergeben (VK_t), an.

- 36 Die Erlösobergrenze wird durch den Netzbetreiber jährlich um die Differenz aus den für das jeweilige Jahr prognostizierten Kosten und den im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV enthaltenen Blindleistungskosten, angepasst.
- 37 Differenzen zwischen den tatsächlichen Beschaffungskosten und den prognostizierten Blindleistungskosten des jeweiligen Jahres sind in dem entsprechenden Regulierungskontosaldo zu berücksichtigen.

4.1.2 Prognose der Blindleistungskosten

- 38 Der Netzbetreiber muss zur Sicherstellung einer angemessenen Anpassung seiner kalenderjährlichen Erlösobergrenze eine sachgerechte Prognose der im kommenden Kalenderjahr voraussichtlich anfallenden Blindleistungskosten vornehmen. Dazu gehört (a) eine fundierte Prognose der voraussichtlich kontrahierten Mengen und (b) eine sachgerechte Abschätzung der voraussichtlich in der Ausschreibung entstehenden Preise.

4.1.2.1 Mengenprognose

- 39 Grundlage der Prognose der über das Folgejahr hinweg zu kontrahierenden Blindleistung sind insbesondere historische Daten. Bisher hat noch kein Netzbetreiber eine vollständige Ausschreibung seines Blindleistungsbedarfes nach Maßgabe der Festlegung BK6-23-072 der Bundesnetzagentur vorgenommen. Insofern fehlt es insbesondere in der Startphase der marktgestützten Beschaffung an Erfahrungswerten, die in der Startphase für eine Mengenprognose herangezogen werden könnten.
- 40 Überdies hat der Netzbetreiber bisher möglicherweise noch nicht alle Potentiale der innerhalb der TAB und TAR in den Spannungsebenen Höchstspannung und Hochspannung und der Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung kostenfrei zur Verfügung zu stellenden Blindleistung genutzt. Auch aus diesem Grunde sollte der Netzbetreiber die voraussichtlich zu kontrahierenden Mengen auf Grundlage einer teils technischen und teils vertraglichen Analyse abschätzen.
- 41 Die Herleitung der prognostizierten Mengen ist in den jährlichen Entgeltbericht des Netzbetreibers nach § 28 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 StromNEV aufzunehmen.

4.1.2.2 Preisschätzung

- 42 Darüber hinaus hat der Netzbetreiber eine sachgerechte Abschätzung über den voraussichtlich eintretenden Preis vorzunehmen. Besonders in der Startphase der marktgestützten Beschaffung dürfte es aber nahezu unmöglich sein den Preis auch nur ansatzweise zutreffend abzuschätzen. Aus diesem Grunde sieht es die Regulierungskammer übereinstimmend mit der Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur insbesondere für die Startphase als zulässig an, den Wert der Preisobergrenze zu Grunde zu legen.
- 43 Die Berechtigung der Beschlusskammer 6, die Verwendung einer Preisobergrenze anzuordnen wurde in der Vergangenheit in Frage gestellt. Mit Beschluss vom 13.01.2023 (Aktenzeichen: BK6-21-023) hatte die Beschlusskammer 6 zu einem vergleichbaren Sachverhalt entschieden, dass bei der Beschaffung der nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Schwarzstartfähigkeit“ ebenfalls eine Preisobergrenze gesetzt werden könne. Die dagegen gerichtete Beschwerde hat das OLG Düsseldorf mit Beschluss vom 10.04.2024 (Aktenzeichen: VI-3 Kart 201/23 [V]) zurückgewiesen. Zur Begründung führt das OLG an, dass die Bundesnetzagentur, entgegen der Auffassung der Beschwerdeführerin, nach § 12h Abs. 5 S. 1 EnWG ermächtigt sei den Beschaffungsvorgang insgesamt zu regeln (vgl. OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 201/23 [V], S. 36 ff.). Der Begriff der „Spezifikationen“ sei nicht verengend auf die „technischen Spezifikationen“ zu beschränken, zumal in § 12h Abs. 5 S. 4 EnWG ausdrücklich auf die Effizienz des Beschaffungsverfahrens Bezug genommen werde.
- 44 In diesem Sinne ist die Anordnung einer Preisobergrenze auch im Falle der marktgestützten Beschaffung von Blindleistung ebenfalls nicht zu beanstanden. In diesem Sinne kann der Netzbetreiber seine Kostenschätzung, sofern ihm keine besseren Erkenntnisse vorliegen, auch auf die Preisobergrenze stützen.

4.2 Wirkung und Befristung der Festlegung – Tenor zu Ziffer 3.)

- 45 Da die Regelungen der Festlegung BK6-23-072 der Bundesnetzagentur vorsehen, dass der Netzbetreiber innerhalb eines Zeitraums von 12 bis 36 Monaten nach Ausfertigung der Festlegung die marktgestützte Beschaffung zu beginnen hat, kann das Kalenderjahr in dem bei den Netzbetreibern erstmals Blindleistungskosten nach Maßgabe der BK6-Festlegung anfallen, von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterschiedlich sein. Daher ordnet die Regulierungskammer an, dass die Blindleistungskosten bis zu dem Jahr, in dem

erstmals Blindleistungskosten nach Maßgabe der BK6-Festlegung anfallen, weiterhin als beeinflussbare Kostenanteile gelten.

- 46 Die Festlegung ist gemäß § 1 Abs. 1 NVwVfG i.V.m. § 36 Abs. 2 Nr. 1 VwVfG bis zum 31.12.2028 und damit für die Dauer der vierten Regulierungsperiode befristet. Die Befristung ergibt sich bereits aus dem Außerkrafttreten der ARegV mit Ablauf des 31.12.2028. Eine in der Konsultation vorgetragene abweichende Ansicht widerspricht den rechtlichen Vorgaben.

4.3 Ermessen

- 47 Bei der Ausgestaltung der Festlegung steht der Regulierungsbehörde ein Ermessensspielraum zu.
- 48 Die Regulierungskammer hat von ihrem Aufgreifermessen Gebrauch macht. Insbesondere hat sie in die Bewertung einbezogen, dass durch die angeordnete marktgestützte Beschaffung erstmals Kosten einer marktgestützten Beschaffung unterworfen werden. Dadurch kann es zu nennenswerten Kostenaufwüchsen bei den betroffenen Netzbetreibern kommen. Sie hat sich aber auch zum Erlass der Festlegung entschlossen, um die Beschaffung der Blindleistung einem Effizienzmaßstab zu unterwerfen.
- 49 Die Regulierungskammer hat zur Ausgestaltung ihres Ermessens ein geeignetes Mittel gewählt. Durch die Möglichkeit für den Netzbetreiber eine Preisobergrenze zu setzen, wird gewährleistet, dass die Kosten insbesondere in der Startphase der Ausschreibungen dafür nur in effizientem Umfang in der Erläsobergrenze berücksichtigt werden. Die Regulierungskammer hat sich insbesondere dazu entschieden, die betroffenen Netzbetreiber gleich zu behandeln. Ein sachlicher Grund für eine unterschiedliche Behandlung ist nicht ersichtlich.
- 50 Mit der vorliegenden Festlegung zu volatilen Kosten liegt eine sach- und interessengerechte Regelung vor. Ein gleich geeignetes, milderer Mittel ist nicht verfügbar. Die Festlegung stellt keinen übermäßigen Eingriff in die Rechte der betroffenen Netzbetreiber dar.
- 51 Die im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV festgestellten Blindleistungskosten des Basisjahres 2021 unterlagen dem Effizienzvergleich nach §§ 12 bis 14 ARegV.

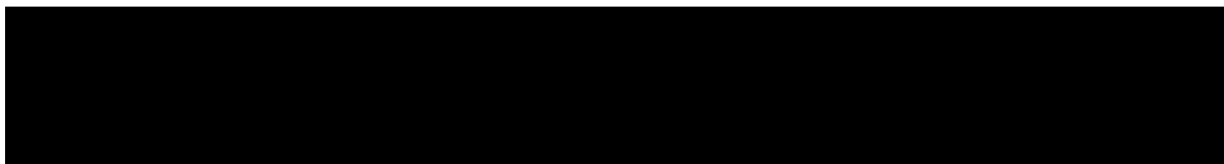
- 52 Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV werden bereits durch die Vorgaben der BK6-Festlegung ausreichende Anreize zu einem effizienten Verhalten geschaffen. Kostenänderungen können in effizienter Höhe in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

III.

- 53 Da die Festlegung gegenüber einer Vielzahl betroffener Netzbetreiber erfolgt, nimmt die Regulierungskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs.1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens anstelle der individuellen Zustellung eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügbare Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Regulierungskammer Niedersachsen im Niedersächsischen Ministerialblatt bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Festlegung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Niedersächsischen Ministerialblatt zwei Wochen verstrichen sind.

Rechtsbehelfsbelehrung

- 54 Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Celle, Schloßplatz 2, 29221 Celle, einzureichen.
- 55 Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.
- 56 Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).



Jens Warlitz
- Vorsitzender -

Torsten Berg
- Beisitzer -

Franziska Otto
- Beisitzerin -