



Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV

wegen **Festlegung der Kosten für marktbasierende Instrumente sowie für Kapazitätsrückkäufe als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV („KOMBI 2.0“)**

hat die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch den Vorsitzenden

Dr. Christian Schütte,

den Beisitzer

Roland Naas

und den Beisitzer

Stefan Tappe

gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern i.S.d. § 3 Nr. 5 EnWG

- Fernleitungsnetzbetreiber -

am 08.05.2024 beschlossen:

1. Die Kosten für marktbasierende Instrumente nach Ziff. 3b sowie für Kapazitätsrückkäufe nach Ziff. 3c des Beschlusses BK7-23-043 vom 21.03.2024 („ANIKA“) gelten als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV.
2. Die nachfolgende Festlegung dieses Beschlusses ist ab dem 01.10.2024 anzuwenden. Zeitgleich tritt der Beschluss BK9-19/606 („KOMBI“) außer Kraft.
3. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

GRÜNDE

I. Sachverhalt

- 1 Mit Beschluss vom 25.03.2019 (BK7-19-037 „KAP+“) hat die Beschlusskammer 7 auf der Grundlage eines von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Konzepts für ein Überbuchungs- und Rückkaufssystem festgelegt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber nach der Zusammenlegung der zwei deutschen Marktgebiete zum gemeinsamen Marktgebiet THE markt-basierte Instrumente (VIP-Wheeling, Drittnetznutzung und börsenbasiertes Spread-Produkt, sogenannte MBI) sowie den Rückkauf von Kapazitäten zur Erhöhung der ausweisbaren frei zuordenbaren Ein- und Ausspeisekapazitäten einsetzen können. Im Rahmen des KAP+-System sollten die MBI testweise erprobt werden.
- 2 Die Beschlusskammer 9 hat daraufhin mit Beschluss vom 30.03.2020 unter dem Aktenzeichen BK9-19/606 („KOMBI“) die durch die MBI sowie den Kapazitätsrückkauf entstehenden Kosten – auf Basis der „KAP+“-Festlegung – als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV festgelegt.
- 3 Die Beschlusskammer 7 hat als Anschlussregelung für das bis zum 01.10.2024 befristete KAP+-System die MBI sowie den Kapazitätsrückkauf mit Beschluss vom 21.03.2024, BK7-23-043 („ANIKA“) gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern als kapazitätserhöhende Maßnahmen im Sinne des § 9 Abs. 3 GasNZV anerkannt. Die Einsatzmöglichkeit der MBI ist nach der ANIKA-Festlegung nicht mehr auf die Behebung des Engpasses an der ehemaligen innerdeutschen Marktgebietsgrenze beschränkt, sondern kommt zur Absicherung fester Kapazität auch in anderen Engpassfällen in Betracht. Zudem wird der Kapazitätsrückkauf ebenfalls als kapazitätserhöhende Maßnahme im Sinne des § 9 Abs. 3 GasNZV anerkannt.
- 4 Die Beschlusskammer 9 hat am 25.07.2023 von Amts wegen ein Verfahren zur Anerkennung der durch diese Maßnahmen entstehenden Kosten als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV eingeleitet und am gleichen Tage zu Konsultationszwecken einen Beschlussentwurf im Internet veröffentlicht. Im Amtsblatt 15/2023 der Bundesnetzagentur wurde der Beschlussentwurf ebenfalls veröffentlicht. Hierauf gingen drei Stellungnahmen bei der Beschlusskammer ein, eine davon als gemeinschaftliche der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB). Zudem gaben der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) sowie die Initiative Energien Speichern e.V. (INES) eine Stellungnahme ab.
- 5 Die Stellungnahmen lassen sich im Wesentlichen wie folgt zusammenfassen:
- 6 Die Kosten für MBI und Kapazitätsrückkäufe seien als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu klassifizieren, da der Bedarf und der Umfang des Einsatzes der entsprechenden Maßnahmen vom einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber nicht beeinflussbar seien. Ausschlaggebend sei

ausschließlich das Nutzungsverhalten der Transportkunden. Die Beschaffung und Nutzung sei bei den MBI an eine Vielzahl von Vorgaben geknüpft, sodass es an Flexibilität fehle. Es bestünde daher keine Vergleichbarkeit zwischen den Kosten für MBI und den Kosten für Treib-/Verlustenergie. Aufgrund des verlängerten Vermarktungszeitraums von mindestens einem auf nun mindestens fünf Jahre, gebe es nur sehr eingeschränkte Möglichkeiten noch nicht vermarktete Kapazitäten wieder vom Markt zu nehmen, sodass keine Möglichkeit zur Begrenzung der Kosten bestünde. Mangels Beeinflussbarkeit der Kosten, könnten MBI auch nicht mit Lastflusszusagen gleichgestellt werden. Die Marktbedarfe und die daraus resultierende Zurverfügungstellung fester Kapazitäten befänden sich nicht im Einflussbereich der FNB. Unbeeinflussbare Kosten seien gerade nicht in die Wettbewerbsbetrachtung des Effizienzvergleichs einzubeziehen. Zudem seien die Kosten nicht verursachungsgerecht einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern zuzuordnen, da die MBI aufgrund der Kooperationsverpflichtungen im gesamtdeutschen Marktgebiet zur Überwindung von Engpässen genutzt würden, was im Effizienzvergleich zu Verzerrungen führen könnte. Kostenreduktionen im Bereich des Einsatzes von MBI würden durch die Einstufung als volatile Kosten nicht auf das Kostenreduktionsziel angerechnet werden. Dem Einsatz von MBI stünden im Regelfall keine Veränderungen der technischen Strukturparameter gegenüber, während die Kosten für Treibenergie über verdichterbezogene Parameter Berücksichtigung im Effizienzvergleich fänden. Im Ergebnis müssten die MBI bei der Eingruppierung als volatile Kosten aus der Kostenbasis für den Effizienzvergleich herausgenommen werden bzw. müsse der Effizienzvergleich für FNB komplett ausgesetzt werden. Da die Kosten für den Netzausbau grundsätzlich als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten einzuordnen seien, würden die Netzbetreiber gedrängt auf den Einsatz von MBI zum Engpassmanagement zugunsten des Netzausbaus verzichten, um das Risiko eines geringeren Effizienzwerts zu verringern.

- 7 Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden, in deren Bundesland der Sitz des jeweiligen Netzbetreibers belegen ist, wurde mit Schreiben vom 25.07.2023 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Mit E-Mail vom 04.09.2023 teilte das Bundeskartellamt mit auf eine Stellungnahme zu verzichten. Dem Länderausschuss wurde am 14.09.2023 gemäß § 60a Abs. 2 EnWG ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
- 8 Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Adressatenkreis

- 9 Die Festlegung richtet sich an alle Fernleitungsnetzbetreiber i.S.d. § 3 Nr. 5 EnWG, die gemäß § 1 ARegV der Geltung der Anreizregulierung unterliegen. Verteilernetzbetreiber sind von der Festlegung ausgenommen.

2. Regelungsgegenstand und -umfang

- 10 Gegenstand der Festlegung sind die Instrumente nach Ziff. 3b und c des Beschlusses vom 21.03.2024, BK7-23-043 („ANIKA“), der seinerseits ausschließlich Fernleitungsnetzbetreiber adressiert.

3. Zuständigkeit

- 11 Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 1 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG. Seit 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) ist gemäß § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG die Große Beschlusskammer grundsätzlich für bundesweit einheitliche Festlegungen über die Bedingungen und Methoden für den Netzzugang und über die Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte nach den §§ 20 bis 23a, 24 bis 24b sowie 28o Absatz 3 zuständig. Mit Verfügung vom 05.02.2024 hat der Vorsitzende der Großen Beschlusskammer die Festlegung KOMBI 2.0 gemäß § 59 Abs. 3 S. 4 EnWG der Beschlusskammer 9 zurückübertragen.

4. Anhörung

- 12 Vor dem Erlass der Entscheidung ist den Betroffenen gemäß § 56 Abs. 1 S. 4 i. V. m. § 67 Abs. 1 EnWG im Zeitraum vom 25.07.2023 bis 05.09.2023 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

5. Behördenbeteiligung

- 13 Gemäß § 56 Abs. 1 S. 4 i. V. m. 55 Abs. 1, 58 Abs. 1 S. 2 EnWG sind das Bundeskartellamt sowie die Landesregulierungsbehörden, in deren Gebiet die Fernleitungsnetzbetreiber ihren Sitz haben, über die Einleitung des Verfahrens informiert und ihnen Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

6. Materielle Rechtmäßigkeit

6.1. Ermächtigungsgrundlage

- 14 Die Anordnung zu Ziffer 1.) ergeht auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV. Danach kann die Bundesnetzagentur zu volatilen Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 5 ARegV Anordnungen treffen. Die Bundesnetzagentur kann darüber hinaus Vorgaben zu Verfahren machen, die gewährleisten, dass volatile Kostenanteile nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Die Anordnung kann sich an einen Netzbetreiber oder eine Gruppe von Netzbetreibern richten.
- 15 Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. I Nr. 405) 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 vom 02.09.2021, C-718/18.

Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

- 16 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.

Gesetzesreform und Übergangsregelung

- 17 Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 02.09.2021 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.
- 18 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.
- 19 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).
- 20 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).

Interessenabwägung

- 21 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

hält die Bundesnetzagentur zur Aufrechterhaltung eines transparenten, vorhersehbaren und verlässlichen Regulierungsrahmens grundsätzlich fest. Sie sieht vorliegend insbesondere von einer Anwendung der Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 3 EnWG ab. 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 Beschlusskammer nicht.

- 22 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.
- 23 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.

6.2. Volatilität

- 24 Nach § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV gelten beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden können, als volatile Kostenanteile, sofern die Regulierungsbehörde dies gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV festgelegt hat. Bei volatilen Kostenanteilen handelt es sich um beeinflussbare Kostenanteile, die einerseits in

den Effizienzvergleich einfließen, andererseits aber eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze wie bei dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen ermöglichen (§ 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 ARegV). Im Gegensatz zur Anpassung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen, die mit einem Zeitverzug angepasst werden, können volatile Kosten als Plankosten und somit ohne Zeitverzug angesetzt werden.

- 25 Treibenergie gilt gemäß § 11 Abs. 5 S. 1 ARegV als volatiler Kostenanteil. Nach § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV sieht der Ordnungsgeber auch die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie grundsätzlich als volatil an. Demgemäß werden in der Begründung zu § 11 Abs. 5 ARegV als Netzbetriebskosten, die starken jährlichen Schwankungen unterliegen können, Treibenergie- und Verlustenergiekosten genannt (BR Drs. 310/10(B), S. 17).
- 26 Die Erfahrungen aus der Testphase im KAP+ System haben gezeigt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber seit dem Gaswirtschaftsjahr 2021/2022, trotz immenser Flussverschiebungen aufgrund des Starts des deutschlandweiten Marktgebiets zum 01.10.2022 sowie insbesondere des russischen Angriffskrieges in der Ukraine, keine MBI eingesetzt und keine entsprechenden Kosten geltend gemacht haben. Gleichwohl kann nicht ausgeschlossen werden, dass die Fernleitungsnetzbetreiber in einem relevanten Engpassfall auf das Instrumentarium der MBI sowie den Kapazitätsrückkauf zurückgreifen werden. In welcher Höhe jedoch Kapazität auf Basis solcher Instrumente vermarktet werden soll, liegt weiterhin auch im Einflussbereich der Fernleitungsnetzbetreiber. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass das zusätzliche umfangreiche Kapazitätsangebot nicht zwingend zu MBI-Abrufen führt. Vor diesem Hintergrund sind sowohl der Abruf der MBI durch die Fernleitungsnetzbetreiber als auch die Geltendmachung von Kosten dieser Maßnahmen in der Zukunft ungewiss. Je nach Entwicklung der angemeldeten Transporte durch die Netznutzer können zukünftig ggf. MBI-Abrufe notwendig sein, deren Mengen und ggf. auch die mit dem Abruf verbundenen Preise und damit die Kosten dieser Maßnahmen intertemporal starken Schwankungen unterworfen sein. Die Beschlusskammer kann dem Argument der Stellungnehmenden nicht vollumfänglich zustimmen, dass die Abrufmenge und somit die damit verbundenen Kosten eine vollständig exogene Größe für die FNB darstellt. Die FNB üben gegenwärtig bereits bei der Allokation des Angebotes der zusätzlichen, über die Bestandskapazitäten hinausgehenden festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) einen gewissen – wenn auch nicht unmittelbaren, sondern eher indirekten – Einfluss hinsichtlich möglicher MBI-Abrufe/-Kosten aus. Bisher haben die FNB überwiegend feste FZK, welche in den getrennten Marktgebieten noch auf Basis der Netz-Assets darstellbar waren, auf Grund der Absicherungsmöglichkeit durch eine kurzfristige MBI-Beschaffung weiterhin als FZK ausgewiesen und dem Markt angeboten, obwohl diese Kapazitäten im deutschlandweitem Marktgebiet auf Basis der Netz-Assets maximal als feste Kapazitäten mit unterbrechbaren Anteilen (sogenannte bFZK und DZK) darstellbar sind. Diese Kapazitäten unterliegen überwiegend nur

in extremen Netznutzungssituationen einem Unterbrechungsrisiko, was bei der Vermarktung als FZK einem MBI-Abwurf gleichkäme. Insofern werden diese Kapazitäten überwiegend über die vorhandenen Netz Assets der FNB dargestellt, deren Kosten vollständig in den Effizienzvergleich der FNB eingehen. Dass das Absicherungsinstrument der MBI nur in extremen Netznutzungssituationen benötigt wird, zeigte sich insbesondere in den Jahren 2022 und 2023, in denen sich die Netznutzung im deutschlandweitem Marktgebiet insbesondere auf Grund der Auswirkungen des russischen Angriffskrieges in der Ukraine auf die Erdgasversorgung in Deutschland und Europa extrem veränderte, aber keine Notwendigkeit bestand, MBI einzusetzen und folglich keine MBI-Kosten entstanden.

- 27 Die Beschlusskammer hat sich deshalb in Ausübung ihres Ermessens und unter sorgsamer Abwägung aller entscheidungsrelevanten Gesichtspunkte dazu entschlossen, Kosten für MBI wie Treibenergie zu behandeln und als volatile Kostenanteile einzustufen. Die Kosten für MBI sind sowohl durch ihre Abhängigkeit von externen Faktoren (also davon, ob die Summe aller Transporte überhaupt zu physischen Netzengpässen führt, welche durch MBI aufgelöst werden müssen) als auch hinsichtlich der Volatilität der jährlichen Kosten mit Treibenergiekosten vergleichbar. Insofern stimmt die Beschlusskammer auch nicht der Sichtweise des BDEW zu, dass der Bedarf an MBI stärker durch das Nutzungsverhalten der Transportkunden bestimmt würde als der Einsatz von Treibenergie. Aus Sicht des BDEW sei der Einsatz von Treibenergie auf Basis von Vorjahren üblicherweise deutlich besser prognostizierbar und damit planbarer als der Einsatz von MBI. Aus Sicht der Beschlusskammer ist es eher umgekehrt. Der Einsatz von Treibenergie wird viel unmittelbarer vom Nutzungsverhalten der Transportkunden bestimmt als der Einsatz von MBI, was sich deutlich in den Jahren 2022 und 2023 zeigte. Hier gab es starke Veränderungen bei den benötigten Mengen und den Beschaffungspreisen für Treibenergie bei den einzelnen FNB aber keine Veränderung bei den Kosten für MBI.
- 28 Die Kosten für den Einsatz von MBI sowie für den Rückkauf von Kapazitäten von den Fernleitungsnetzbetreibern können in verschiedener Weise nach der Art und der Höhe beeinflusst werden, sodass es sich hierbei nicht um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gem. § 11 Abs. 1, Abs. 2 ARegV handelt.
- 29 Die Beschlusskammer 7 macht zwar Vorgaben zur Ausgestaltung dieser Instrumente, ermöglicht allerdings den Fernleitungsnetzbetreibern detailliertere Ausgestaltungsmöglichkeiten. Insofern werden den Fernleitungsnetzbetreibern bei der Anwendung und operativen Umsetzung der MBI bewusst Anpassungen oder Ergänzungen ermöglicht. Nach der Festlegung durch die Beschlusskammer 7 ist es beispielweise möglich, bei der Umsetzung des Spread-Produkts weitere als die im Rahmen des KAP+-Systems anhand der bisherigen Marktgebietsgrenzen hinterlegten Engpasszonen zu definieren, um das Spread-Produkt bei Bedarf flexibler und effizienter einsetzen zu können. Einzige Vorgabe ist, dass die zusätzlichen Engpasszonen auf

Basis netztechnischer Erfordernisse diskriminierungsfrei gebildet werden und über eine ausreichende Liquidität verfügen.

- 30 Neben den Freiheitsgraden bei der Ausgestaltung der MBI bestehen weitere Einflussfaktoren bei den Fernleitungsnetzbetreibern. Der Umfang der möglichen Kosten durch den Einsatz von MBI wird unter anderem durch das vorherige – über die bestehende physische Netzinfrastruktur nicht darstellbare – zusätzliche Angebot an FZK an den Markt bestimmt. Dabei sind die Fernleitungsnetzbetreiber lediglich gehalten, ein ausreichendes Maß anzubieten. Weitere Vorgaben bezüglich der konkreten Angebotshöhe sowie der Angebotsorte (Buchungspunkte), an denen Kapazitäten auf Basis von Maßnahmen gemäß der ANIKA-Festlegung angeboten werden, sind weiterhin von den Fernleitungsnetzbetreibern beeinflussbar, ebenso wie die vorherige Verteilung der durch die Netz-Assets darstellbaren FZK. Somit ist im Vorfeld ein hohes Maß an Beeinflussbarkeit durch die FNB gegeben.
- 31 Zwar sind die Fernleitungsnetzbetreiber verordnungsrechtlich verpflichtet, das – auch durch MBI abgesicherte – Kapazitätsangebot für mindestens die kommenden fünf Gaswirtschaftsjahre anzubieten. Allerdings reduziert das die Beeinflussungsmöglichkeiten der Fernleitungsnetzbetreiber nicht derart signifikant, dass es eine Einstufung der Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar rechtfertigen würde. Sofern die angebotenen Kapazitäten nur anteilig in der Höhe und in der Laufzeit für die kommenden fünf Gaswirtschaftsjahre kontrahiert werden, können die Fernleitungsnetzbetreiber für die nachfolgende Jahresauktion auch eine bedarfsgerechte Umverteilung des Kapazitätsangebots vornehmen. Die Beschlusskammer stimmt dem BDEW zu, dass die Marktbedarfe nicht im Einflussbereich der FNB liegen. Allerdings können, sofern die Marktbedarfe nicht überwiegend durch die Netzinfrastruktur transportierbar sind, diese Transporte auch nicht durch MBI oder durch Absicherung mit MBI angebotenen FZK dargestellt werden. Wenn der Marktbedarf nicht physisch transportierbar ist, würde er bei durch MBI abgesicherten FZK regelmäßig nicht transportiert, sondern gerade durch den Abruf der MBI so verändert bzw. verlagert, dass er im Netz transportierbar wird. Insofern hat der Einwand des BDEW die Beschlusskammer nicht überzeugt.
- 32 Darüber hinaus sind Kosten für Lastflusszusagen gemäß der Festlegung BK9-14/606 („KOLA“) als volatile Kosten anzuerkennen. Lastflusszusagen sind im Sinne des § 9 Abs. 3 GasNZV eine kapazitätserhöhende Maßnahme, um ein ausreichendes Maß an FZK anzubieten. Im Sinne des Beschlusses BK7-23-043 vom 21.03.2024 („ANIKA“) werden MBI (Drittnetznutzung, VIP-Wheeling und Spread-Produkt) als weitere kapazitätserhöhende Maßnahmen im Sinne des § 9 Abs.3 GasNZV anerkannt. Folglich werden durch die ANIKA Festlegung Lastflusszusagen und MBI gleichgestellt. Vor diesem Hintergrund sind die Kosten der MBI ebenfalls als volatil und nicht als dauerhaft nicht beeinflussbar anzusehen.

- 33 Die Argumente der FNB hinsichtlich der grundsätzlichen Unterschiede zwischen MBI und Lastflusszusagen überzeugen die Beschlusskammer nicht. Aus Sicht der Beschlusskammer lassen sich Lastflusszusagen ebenso wenig eindeutig einem FNB zuordnen wie MBI. Regelmäßig kann eine Lastflusszusage sowohl vom strömungsmechanisch vorgelagerten, als auch alternativ vom strömungsmechanisch nachgelagerten FNB beschafft werden. Dies zeigt sich besonders deutlich in den Fällen, wo ein FNB Lastflusszusagen an Netzpunkten anderer FNB beschafft. Lastflusszusagen können zwar immer nur für das jeweils kommende Jahr im Voraus beschafft werden, allerdings bedeutet dies nicht automatisch, dass die Lastflusszusage nur eine Kapazität für das kommende Jahr darstellen kann. Sofern eine mehrjährige Kapazität durch eine jeweils nur im Vorjahr beschaffbare Lastflusszusage dargestellt würde, liegen aus Sicht der Beschlusskammer vergleichbare Risiken bei den Instrumenten Lastflusszusagen und MBI vor. Wie sich aus der Anlage zur KOLA Festlegung entnehmen lässt, sind Lastflusszusagen vertragliche Vereinbarungen, welche im Planungszeitpunkt erforderlich und geeignet erscheinen, das ein- und ausspeiseseitige Angebot an FZK auf das ausreichende Maß zu erhöhen. Zudem können neben der jährlichen Ausschreibung von Lastflusszusagen bei Bedarf auch weitere Ausschreibungen kurzfristig und unterjährig, sogar auf Tagesbasis erfolgen. Darüber hinaus sind die Produktdefinitionen von Lastflusszusagen – vertragliche Vereinbarungen zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Dritten über die Bereitstellung von Gasflüssen oder die Einschränkung von Gasflüssen an einem oder mehreren Ein- oder Ausspeisepunkten (KOLA Festlegung) – sowie von Kapazitätsrückkäufen – Maßnahmen zur Reduzierung bereits kontrahierter fester und nominierter Einspeisekapazität oder zur Erhöhung der Nominierung bereits kontrahierter fester Ausspeisekapazität in einer überspeisten Zone vor dem Engpass (ANIKA Festlegung) – vergleichbar.
- 34 Aus diesen Gründen sieht die Beschlusskammer eine starke Vergleichbarkeit zwischen MBI, Kapazitätsrückkäufen und Lastflusszusagen, welche die gleiche Einordnung als volatile Kosten rechtfertigen.
- 35 Weiteren im Konsultationsverfahren angesprochenen Aspekten bezüglich der Einordnung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zur möglichen Verzerrung des Effizienzvergleichs konnte die Beschlusskammer nicht folgen. Da die Kosten gesamthaft auf alle Fernleitungsnetzbetreiber verteilt werden, werden auch die FNB mit einer Effizienz von 100% mit ihrem Anteil der MBI-Kosten in dem Effizienzvergleich berücksichtigt. Somit ist nicht abzusehen, dass es automatisch zu einer induzierten Effizienzverschlechterung bei Fernleitungsnetzbetreibern mit einem Effizienzwert unter 100% kommt. Darüber hinaus gibt es auch bei den Kosten für Treibenergie keinen direkten, eindeutigen Zusammenhang zwischen der vorhandenen Infrastruktur (welche gegenwärtig beim Effizienzvergleich im verdichterbezogenen Parameter Berücksichtigung findet) und dem Einsatz der Verdichteranlagen bzw. der Höhe der jährlichen

Treibenergiekosten bei den einzelnen FNB. Vergleicht man die vergangenen Jahre 2020 bis 2023, fallen die jährlichen Treibenergiekosten bei den einzelnen FNB sehr unterschiedlich in der Höhe aus. Auch andere volatile Kosten finden keine unmittelbare Berücksichtigung in einem Parameter im Effizienzvergleich, ohne dass es deshalb von vornherein zu einer Verzerrung im Effizienzvergleich käme. Beispielfhaft können die Kosten für die Beschaffung von Energie zum Zwecke der Vorwärmung von Gas im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung oder die Kosten für die Beschaffung und die Wiederaufbereitung von Adsorptionsmittel zum Zwecke der Deodorierung von Gas aufgeführt werden.

6.3. Effizienter Einsatz

- 36 Der Einsatz der MBI sowie des Kapazitätsrückkaufs hat effizient zu erfolgen. Die Beschlusskammer sieht diese Anforderung insbesondere dadurch als erfüllt an, dass die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 9 Abs. 3 GasNZV verpflichtet sind, den Einsatz von kapazitätserhöhenden Maßnahmen so gering wie möglich zu halten. Dies beinhaltet zum einen, grundsätzlich zunächst kostenfreie netz- und marktbezogenen Maßnahmen auszuschöpfen, bevor MBI oder ein Kapazitätsrückkauf zum Einsatz kommen können. Als solche Maßnahmen kämen z.B. kostenfreie Flussverlagerungen oder die Unterbrechung unterbrechbar gebuchter und nominierter Kapazitäten in Frage. Zum anderen sind bei Abrufnotwendigkeit die MBI anhand einer Merit-Order-Liste zu reihen und die jeweils kostengünstigsten Maßnahmen abzurufen, sofern diese in der Lage sind, den netztechnischen Engpass zu beheben. Der Kapazitätsrückkauf wird nachrangig zu den MBI als letztes Mittel (ultima ratio) zum Einsatz kommen, wobei der Abruf ebenfalls anhand einer Merit-Order-Liste erfolgt.

6.4. Ermessen

- 37 Um die Fernleitungsnetzbetreiber in die Lage zu versetzen, die ihnen beim Einsatz von Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen im zukünftigen deutschlandweiten Marktgebiet entstehenden Kosten zeitnah in ihre Erlösobergrenzen einzubeziehen, erkennt die Beschlusskammer in Ausübung des ihr in § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV eingeräumten Ermessens die Kosten für marktbasierende Instrumente und für Kapazitätsrückkäufe gemäß des Beschlusses BK7-23-043 vom 21.03.2024 („ANIKA“) als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV an.

6.5. Inkrafttreten

- 38 Mit der Einstufung von MBI sowie des Kapazitätsrückkaufs als volatile Kostenanteile gem. Tenorziffer 1 dieses Beschlusses nimmt die Beschlusskammer Bezug auf den Beschluss BK7-

23-043 vom 21.03.2024 („ANIKA“), durch den die MBI als kapazitätserhöhende Maßnahmen im Sinne des § 9 Abs. 3 GasNZV anerkannt werden. Hieraus ergibt sich das Datum des Inkrafttretens zum 01.10.2024. Aufgrund der dauerhaften Implementierung der MBI sowie des Kapazitätsrückkaufs als kapazitätserhöhende Maßnahmen im Sinne des § 9 Abs. 3 GasNZV sowie die damit verbundenen Kosten als volatile Kostenanteile gem. Tenorziffer 1, hebt die Beschlusskammer den Beschluss BK9-19/606 („KOMBI“) gem. Tenorziffer 2 vor Ablauf der Befristung auf.

III. Kosten (§ 91 EnWG)

39 Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

IV. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG)

40 Da die Festlegung gegenüber allen deutschen Fernleitungsnetzbetreibern erfolgt, die gemäß § 1 ARegV der Geltung der Anreizregulierung unterworfen sind, nimmt die Beschlusskammer, 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 verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Amtsblatt der Bundesnetzagentur 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 Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

RECHTSBEHELFSBELEHRUNG

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

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.

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

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer

Dr. Christian Schütte

Roland Naas

Stefan Tappe