



BESCHLUSS

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 i. V. m. § 28o Abs. 3 sowie § 28r Abs. 1 S. 2 und Abs. 6 EnWG

hinsichtlich der Festlegung von Bestimmungen zur Bildung der für den Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz zu erhebenden Netzentgelte und zur Einrichtung eines für eine gewisse Dauer wirksamen Amortisationsmechanismus (WANDA)

Beigeladene:

Uniper Global Commodities SE, Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf, gesetzlich vertreten durch den Vorstand,

- Beigeladene zu 1) -

Uniper Hydrogen GmbH, Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Beigeladene zu 2) -

Uniper Kraftwerke GmbH, Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Beigeladene zu 3) -

Uniper Energy Storage GmbH, Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Beigeladene zu 4) -

Verfahrensbevollmächtigte der Beigeladenen zu 1) bis 4): Uniper SE, Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf, diese gesetzlich vertreten durch den Vorstand,

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

durch

den Vorsitzenden	Präsident der Bundesnetzagentur Klaus Müller,
die Beisitzerin	Vizepräsidentin der Bundesnetzagentur Barbie Kornelia Haller,
den Beisitzer	Dr. Christian Schütte,
die Beisitzerin	Anne Christine Zeidler,
den Beisitzer	Achim Zerres,
und die Beisitzerin	Dr. Annegret Groebel

am 06.06.2024 beschlossen:

Ab dem 01.01.2025 gelten für alle Betreiber von Wasserstoffnetzen, die Teil des Wasserstoff-Kernnetzes nach § 28q EnWG sind, die nachfolgenden Bestimmungen. Davon abweichend gilt Ziffer 7 bereits ab Inkrafttreten dieses Beschlusses.

1. Die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber erheben Entgelte für die Bereitstellung von Ein- und Ausspeisekapazitäten für das Wasserstoff-Kernnetz. Das Entgelt wird in €/kWh/h/a berechnet. Es gilt stets für eine nicht unterbrechbare Jahreskapazität. Für den Transport

von Wasserstoff vom Netz eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers in das Netz eines anderen Wasserstoff-Kernnetzbetreibers wird kein Entgelt erhoben.

2. Vorbehaltlich der besonderen Bestimmungen für die Amortisationsphase nach Ziffer 3 legen alle Wasserstoff-Kernnetzbetreiber für jedes Kalenderjahr gemeinsam ein distanzunabhängiges Entgelt für alle Ein- und Ausspeisepunkte des Wasserstoff-Kernnetzes fest. Dabei sind die nach § 14 Abs. 2 WasserstoffNEV genehmigten Kosten einschließlich der Zu- und Abschläge nach Ziffer 7 Buchstabe g) durch die für das Kalenderjahr prognostizierten kontrahierten Kapazitäten der Ein- und Ausspeisepunkte zu dividieren. Wird ein Entgelt nach Satz 1 gebildet, veröffentlichen die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber es spätestens am 01.11. des vorherigen Kalenderjahres. Die Veröffentlichung ist unverzüglich zu korrigieren, sofern das Entgelt sich danach noch ändert. Eine Änderung des Entgelts nach Beginn des Kalenderjahres, für welches das Entgelt gilt, ist ausgeschlossen.
3. Während der Amortisationsphase wenden die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber abweichend von Ziffer 2 für alle Ein- und Ausspeisepunkte des Wasserstoff-Kernnetzes ein Hochlaufentgelt an. Die Amortisationsphase beginnt am 01.01.2025 und endet mit Ablauf des Kalenderjahres, in dem das intertemporale Kostenallokationskonto nach Ziffer 4 ausgeglichen wird. Das Hochlaufentgelt wird von der Bundesnetzagentur durch Festlegung bestimmt. Es soll so bemessen sein, dass es bei gleichbleibender Fortgeltung unter Berücksichtigung der Inflationierung nach Satz 5 einen Ausgleich des intertemporalen Kostenallokationskontos bis zum 31.12.2055 ermöglicht. Es wird von den Wasserstoff-Kernnetzbetreibern jedes Kalenderjahr an die allgemeine Geldwertentwicklung angepasst, indem es mit dem vom statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex des vorletzten Jahres vor dem Jahr, für welches das Hochlaufentgelt gilt, im Verhältnis zum Verbraucherpreisgesamtindex des Jahres, für welches das Hochlaufentgelt erstmals festgelegt oder nach den nachfolgenden Bestimmungen angepasst wurde, multipliziert wird. Erstmals zum 01.01.2028 und sodann alle drei Jahre führt die Bundesnetzagentur eine Überprüfung des Hochlaufentgelts durch. Stellt sie bei der Überprüfung fest, dass die voraussichtliche Entwicklung der das intertemporale Kostenallokationskonto beeinflussenden Parameter von den Annahmen abweicht, die der vorangegangenen Festlegung des Hochlaufentgelts zu Grunde lagen, und bei gleichbleibendem Hochlaufentgelt unter Berücksichtigung der Inflationierung nach Satz 5 voraussichtlich kein Ausgleich des intertemporalen Kostenallokationskontos bis zum 31.12.2055 möglich ist, passt sie das Hochlaufentgelt durch Festlegung so an, dass dieser Ausgleich wieder ermöglicht wird. Ist ein Ausgleich des intertemporalen

Kostenallokationskontos bis zum 31.12.2055 nach Auffassung der Bundesnetzagentur nicht erreichbar, legt sie das Hochlaufentgelt so niedrig fest, dass es einen höchstmöglichen Gesamterlös ermöglicht. Ziffer 2 Satz 3 und 4 gilt entsprechend für das Hochlaufentgelt.

4. Weichen die Erlöse eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers aus dem Hochlaufentgelt zuzüglich bzw. abzüglich der Ausgleichszahlungen nach Ziffer 5 in einer Kalkulationsperiode von den für diese Kalkulationsperiode nach § 14 Abs. 3 S. 3 WasserstoffNEV genehmigten Netzkosten ab, wird die Differenz auf einem intertemporalen Kostenallokationskonto verbucht. Maßgeblich für die Bestimmung der Erlöse sind die Prognosen für die Bestimmung der Ausgleichszahlungen nach Ziffer 5. Die Differenz ist dabei um Beträge zu mindern, auf welche ein Wasserstoff-Kernnetzbetreiber ausdrücklich verzichtet. Insbesondere werden von den kumulierten Differenzen jene Beträge in Abzug gebracht, die von einer Verzichtserklärung nach § 28r Abs. 4 EnWG umfasst sind, sobald es zu einem Ausgleich des Amortisationskontos nach § 28s Abs. 1 EnWG kommt. Das intertemporale Kostenallokationskonto gilt als ausgeglichen, wenn es nach Beginn des Hochlaufs erneut einen Betrag von Null erreicht oder das Amortisationskonto nach § 28s Abs. 1 EnWG durch den Bund ausgeglichen wird.
5. Um ordnungsgemäß ein gemeinsames Entgelt nach Ziffer 2 oder 3 anwenden zu können, werden die voraussichtlichen Erlöse aus Entgelten zwischen den Wasserstoff-Kernnetzbetreibern durch monatliche Ausgleichszahlungen nach Maßgabe der folgenden Bestimmungen ausgeglichen. Für jeden Wasserstoff-Kernnetzbetreiber wird der prozentuale Anteil seiner genehmigten Netzkosten nach § 14 Abs. 2 WasserstoffNEV einschließlich der Zu- und Abschläge nach Ziffer 7 Buchstabe g) für das betreffende Kalenderjahr an der Summe der genehmigten Netzkosten nach § 14 Abs. 2 WasserstoffNEV einschließlich der Zu- und Abschläge nach Ziffer 7 Buchstabe g) aller Wasserstoff-Kernnetzbetreiber für das betreffende Kalenderjahr bestimmt. Dieser wird mit der Summe aller Erlöse aus Netzentgelten von allen Wasserstoff-Kernnetzbetreibern, die sich bei Anwendung des gemeinsamen Entgelts auf die für das betreffende Kalenderjahr prognostizierten Kapazitätsvermarktungen ergeben, multipliziert. Die jährliche Ausgleichszahlung ergibt sich für jeden Wasserstoff-Kernnetzbetreiber aus der Differenz zwischen dem so ermittelten Wert und den Erlösen des betreffenden Wasserstoff-Kernnetzbetreibers im betreffenden Kalenderjahr bei Anwendung des gemeinsamen Entgelts auf seine prognostizierten Kapazitätsvermarktungen. Die monatliche Ausgleichszahlung entspricht einem Zwölftel der jährlichen Ausgleichszahlung. Ist die monatliche Ausgleichszahlung eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers negativ, so ist diese

bis spätestens zum 15. des jeweiligen Monats anteilig an alle Wasserstoff-Kernnetzbetreiber mit positiver monatlicher Ausgleichszahlung auszusahlen.

6. Wasserstoff-Kernnetzbetreiber können an einem staatlichen Fördermechanismus teilnehmen, über den ihnen die während der Amortisationsphase nach Ziffer 3 entstehenden Liquiditätslücken durch Zahlungen ausgeglichen werden und für den Fall eines Misslingens des Hochlaufs ein Ausgleich der entstandenen Kosten zugesichert wird.
7. Abweichend vom EnWG und von der WasserstoffNEV gelten für Wasserstoff-Kernnetzbetreiber folgende Bestimmungen:
 - a) § 2 WasserstoffNEV wird nicht angewendet.
 - b) Die Nutzungsdauer nach § 8 Abs. 4 WasserstoffNEV entspricht für allgemeine Anlagen der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer nach Anlage 1 Ziffer I. der GasNEV. Die Nutzungsdauer für alle übrigen Anlagegüter entspricht deren jeweiliger betriebsgewöhnlicher Nutzungsdauer nach Anlage 1 Ziffer II.-VI. der GasNEV, soweit deren unterer Rand nicht mehr als 35 Jahre beträgt; im Übrigen können die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber jeweils eine Nutzungsdauer zwischen 35 Jahren und der längsten möglichen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer nach Anlage 1 Ziffer II.-VI. der GasNEV wählen. Satz 1 und 2 beziehen sich jeweils auf die GasNEV in der Fassung, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Beschlusses gilt. Abweichende Festlegungen der Bundesnetzagentur für Gasnetzbetreiber bleiben außer Betracht. Für umgewidmete Anlagegüter aus Erdgasnetzen kann ab dem Zeitpunkt der Umwidmung eine Nutzungsdaueränderung nach den Bestimmungen dieses Absatzes durchgeführt werden. Die Restwerte und Abschreibungen vor der Umwidmung bleiben unberührt.
 - c) Abweichend von § 28r Abs. 6 S. 2 EnWG findet § 10 Abs. 3 WasserstoffNEV Anwendung. Abweichend von § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG errechnet sich der Eigenkapitalzinssatz vor Steuern für Altanlagen aus dem Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen nach Steuern abzüglich der Preisänderungsrate multipliziert mit dem Steuerfaktor. Der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen nach Steuern errechnet sich aus dem Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen vor Steuern dividiert durch den Steuerfaktor. Die Preisänderungsrate ergibt sich aus dem auf die letzten zehn Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt des vom statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisindex des Jahres 2023. Der Steuerfaktor beträgt 1,226.

- d) Erlöse, die aus der Inanspruchnahme staatlicher Fördermittel aus einem Mechanismus nach Ziffer 6 resultieren, werden nicht als kostenmindernde Erlöse gem. § 12 WasserstoffNEV berücksichtigt. Aufwendungen aus der Rückführung solcher Fördermittel oder zur Bildung hierfür bestimmter Rückstellungen werden nicht als aufwandsgleiche Kosten gem. § 7 WasserstoffNEV berücksichtigt. Forderungen, Verbindlichkeiten und Rückstellungen aus solchen Sachverhalten bleiben bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung gem. § 10 WasserstoffNEV außer Betracht.
- e) Aufwendungen, die vor dem ersten Kalenderjahr entstanden sind, für welches Kosten genehmigt werden, werden nachträglich berücksichtigt. Sie werden ab dem Jahr ihrer Entstehung verzinst, wobei die Verzinsung sich nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite inländischer Inhaberschuldverschreibungen (insgesamt) richtet.
- f) Im Rahmen des Plan-Ist-Kosten-Abgleichs nach § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 WasserstoffNEV sind auch Erlöse aus und Aufwendungen für Ausgleichszahlungen nach Ziffer 5 als aus Netzentgelten erzielte Erlöse zu berücksichtigen. Beträge, die nach Ziffer 4 S. 1 auf das intertemporale Kostenallokationskonto verbucht werden, werden im Rahmen des Plan-Ist-Kosten-Abgleichs von den genehmigten Netzkosten in Abzug gebracht.
- g) Die nach § 14 Abs. 1 S. 1 bis 5 WasserstoffNEV ermittelte und verzinstete Differenz des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres wird durch Zu- oder Abschläge auf die Netzkosten in dem Jahr berücksichtigt, das auf die Genehmigung der Ist-Kosten gem. § 14 Abs. 3 WasserstoffNEV folgt. Die Feststellung der Zu- oder Abschläge ist Bestandteil der Genehmigung der Plankosten nach § 14 Abs. 2 WasserstoffNEV.
- h) Die nach § 14 Abs. 2 S. 1 und Abs. 3 S. 1 WasserstoffNEV genannten Kosten sowie deren Kalkulationsgrundlage sind bis zum 30.06. des jeweiligen Jahres an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Dieses Datum tritt auch für die Berechnung der Fristen nach § 14 Abs. 2 S. 3 und 4 sowie Abs. 3 S. 3 und 4 WasserstoffNEV an die Stelle des 30.09.
- i) Soweit Anlagegüter für den Betrieb des Kernnetzes schon vor Ablauf ihrer kalkulatorischen Nutzungsdauer nicht mehr benötigt werden und nicht oder nur zu einem Erlös veräußert werden können, der unterhalb ihres kalkulatorischen

Restwerts liegt, wird derjenige Teil des kalkulatorischen Restwertes, dem keine Erlöse gegenüberstehen, als Kosten berücksichtigt.

8. Andere Entgelte als die in diesem Beschluss vorgesehenen sind nicht zulässig.
9. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

A.

- 1 § 28o Abs. 3 S. 1 EnWG ermächtigt die Bundesnetzagentur, durch Festlegung Regelungen zu allen in § 28o Abs. 2 EnWG genannten Bereichen zu treffen. Dies umfasst die Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der Kosten und Entgelte nach § 28o Abs. 1 EnWG (Nr. 1), die Erhebung und Aufbewahrung der netzbezogenen und sonst für die Kalkulation der Kosten erforderlichen Daten (Nr. 2), Regelungen darüber, dass Entgelte, die zur Abdeckung aller notwendigen jährlichen Kosten des Netzbetriebs erforderlich sind, während des Markthochlaufs noch nicht in voller Höhe von den Netzbetreibern vereinnahmt werden und der nicht vereinnahmte Teil erst zu einem späteren Zeitpunkt in der Entgeltbildung berücksichtigt wird (Nr. 3), die Verpflichtung der Betreiber von Wasserstoffnetzen zur Bildung einheitlicher Netzentgelte (Nr. 4) und wirtschaftliche Ausgleichsmechanismen zwischen den Betreibern von Wasserstoffnetzen (Nr. 5). Dabei kann sie nach § 28o Abs. 3 S. 2 EnWG auch von Rechtsverordnungen nach § 28o Abs. 2 EnWG abweichen, was konkret die auf Grundlage dieser Norm erlassene WasserstoffNEV betrifft.
- 2 Für das Wasserstoff-Kernnetz hat die Bundesnetzagentur zudem nach § 28r Abs. 1 S. 2 EnWG unter Berücksichtigung eines im Auftrag des Bundes erstellten Gutachtens zur Validierung der Tragfähigkeit des in § 28r EnWG geregelten Finanzierungsmodells einen intertemporalen Kostenallokationsmechanismus festzulegen, der eine Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes bis zum 31.12.2055 ermöglicht. Dabei ist sie jedoch nicht strikt an die gesetzlichen Vorgaben gebunden, sondern kann nach § 28r Abs. 6 S. 1 EnWG auch abweichende Regelungen treffen.
- 3 Zudem wurde am 21.05.2024 die Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 und (EU) 2022/869 sowie des Beschlusses (EU) 2017/684 und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Neufassung), im Folgenden GasVO, angenommen¹. Nach Art. 7 Abs. 8 UAbs. 1 der GasVO finden Art. 17 Abs. 1, 2, 4 und 5 GasVO auf Wasserstoffnetze in einem Mitgliedstaat Anwendung, wenn dieser Mitgliedstaat entscheidet, hierfür regulierten Drittzugang nach Art. 35 der Richtlinie (EU) des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für

¹ <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-105-2023-INIT/de/pdf>; Veröffentlichungsdatum und offizielle Verordnungsnummer zum Zeitpunkt dieses Beschlusses noch nicht bekannt.

erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG (Neufassung)² zu gewähren. Mit § 28n Abs. 1 S. 1 i. V. m. § 28j Abs. 1 EnWG hat der Gesetzgeber der Bundesrepublik Deutschland eine solche Entscheidung für das Wasserstoff-Kernnetz nach § 28q EnWG getroffen. Nach Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 GasVO müssen die von den Netzbetreibern angewandten Entgelte oder die Methoden zur Berechnung der Entgelte von der nationalen Regulierungsbehörde nach Art. 78 Abs. 7 der Gasrichtlinie genehmigt werden.

4 Das Gutachten zur Validierung der Tragfähigkeit des vom Gesetzgeber vorgesehenen Finanzierungsmodells wurde am 14.02.2024 durch die von der Deutsche Energie-Agentur (dena) als Gutachter beauftragten Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG vorgelegt und von der Beschlusskammer umfassend ausgewertet. Am 09.04.2024 leitete die Beschlusskammer ein Verfahren zur Regelung der Bildung der Entgelte für den Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz ein und veröffentlichte auf ihrer Homepage einen Beschlussentwurf zur Konsultation. Den Landesregulierungsbehörden und dem Bundeskartellamt wurde mit E-Mails vom 09.04.2024 Gelegenheit zur Stellungnahme gem. § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG gegeben. Dem Länderausschuss wurde am 25.04.2024 gem. § 60a Abs. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

5 Im Rahmen der Konsultation wurden insgesamt 21 Stellungnahmen von folgenden Akteuren eingereicht:

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft der Hansestadt Hamburg

BP Europa SE

Deutsche Industrie- und Handelskammer

EFET Deutschland - Verband Deutscher Energiehändler e.V.

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

FNB Gas e.V.

Gasnetz Hamburg GmbH

INES Initiative Energien Speichern e.V.

² <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-104-2023-INIT/de/pdf>; Veröffentlichungsdatum und offizielle Richtliniennummer zum Zeitpunkt dieses Beschlusses noch nicht bekannt.

N.V. Nederlandse Gasunie

OMV Gas Marketing & Trading GmbH

SHS - Stahl-Holding-Saar GmbH & Co. KGaA

Stadtwerke Flensburg GmbH

Statkraft Germany GmbH

thyssenkrupp Steel Europe AG

Uniper SE

Verband der Chemischen Industrie e.V.

Verband kommunaler Unternehmen e.V.

VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.

VNG Handel & Vertrieb GmbH

Wirtschaftsvereinigung Stahl

- 6 Die wesentlichen Grundsätze der Festlegung wie insbesondere das einheitliche Briefmarkenentgelt und der intertemporale Hochlaufmechanismus wurden von vielen Stellungnahmen ausdrücklich begrüßt. Auch die aus der Gasnetzregulierung bekannte Anknüpfung der Entgeltsystematik an die Buchung von Ein- und Ausspeisekapazitäten erfuhr viel Zustimmung. Eine Stellungnahme befand diese Bestimmung hingegen als zu konkret, solange das Kapazitätsmodell überhaupt noch nicht feststehe. Eine einzelne Stellungnahme sprach sich dafür aus, lediglich Ausspeisepunkte zu bepreisen, da dies zu transparenteren Entgelten führe, weil verhindert würde, dass ein Teil der Netzkosten aus Sicht des Endverbrauchers unerkennbar im Rohstoffpreis aufgehen würde. Dieselbe Stellungnahme regte überdies an, Ausspeiseentgelte ausschließlich bei Industriekunden und Kraftwerken zu erheben (in keinem Fall jedoch an Speichern), da der Ausbau des Kernnetzes sich an Höchstlast-Szenarien orientiere, in welchen Ausspeisungen im Wesentlichen bei diesen beiden Kundengruppen stattfinden, die somit die eigentlichen Verursacher der Netzkosten seien. Im Ergebnis in eine ähnliche Richtung gingen mehrere Stellungnahmen, die einen Speicherrabatt von 100 % vorschlugen, um die initialen Netzkunden nicht mit den hohen Anfangskosten neu errichteter oder umgerüsteter Wasserstoffspeicher zu belasten. Eine weitere Stellungnahme lehnte Einspeiseentgelte an Grenzübergangspunkten ab, um auch dort das sog. Pancaking zu vermeiden. Im Übrigen wurde die fehlende Bepreisung von Transportkapazitäten zwischen verschiedenen Entry-Exit-Systemen, wie sie voraussichtlich in der Aufbauphase des Kernnetzes noch bestehen werden, von einigen Stellungnahmen begrüßt, von anderen hingegen mit Blick auf die anfänglich sehr begrenzten

Kapazitäten hierfür abgelehnt. In diesem Zusammenhang wurde zudem angeregt, von Transporten statt von Überspeisungen zu sprechen, da letzterer Begriff in der Gaswirtschaft eine andere Bedeutung habe. Zum nicht unterbrechbaren Jahreskapazitätsprodukt wurde von sehr vielen Stellungnahmen erbeten, dieses präziser als gebuchte, feste, frei zuordenbare Kapazität (FZK) zu definieren. Ebenfalls von einer Vielzahl von Stellungnahmen wurde die Einführung unterjähriger Kapazitätsprodukte mit lediglich anteiligen Entgelten (und ggf. Multiplikatoren) gefordert. Als Variante dazu wurde von einem Konsultationsteilnehmer ein nur anteiliges Entgelt jedenfalls im Jahr des Netzanschlusses vorgeschlagen. Eine gegenläufige Stellungnahme lehnte jegliche Abschläge für unterjährige Buchungen ab. Ein Teilnehmer machte geltend, dass es für den erstmaligen Testbetrieb bei einem neuen Netzanschluss keiner (entgeltspflichtigen) Kapazitätsbuchung bedürfen solle. Einige Stellungnahmen wünschten sich eine Klarstellung, dass die Entgelte alle notwendigen Service-Leistungen beinhalten und keine zusätzlichen Entgelte wie z. B. Messstellenbetriebsentgelte erhoben werden.

- 7 Sehr viele Marktteilnehmer kritisierten die späte Veröffentlichung der Entgelte zum 01.11. und sprachen sich teilweise für ein früheres Datum (genannt wurden der 30.05., der 01.09. und der 01.10.), teilweise für eine Vorlaufzeit in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Kapazitätsvergabe (mindestens sechs bzw. zehn Wochen vor dem Vermarktungsverfahren) aus. Zudem müsse das veröffentlichte Entgelt verbindlich sein und dürfe allenfalls analog zum NC TAR bei einer Gefährdung des Netzbetriebs nachträglich noch angepasst werden. Eine Stellungnahme schlug in diesem Zusammenhang zusätzlich eine Vorlaufzeit von mindestens zwei Monaten vor.
- 8 Zum Hochlaufentgelt pochten die Stellungnahmen darauf, dass dieses nicht zu hoch ausfallen dürfe. Die im Gutachten genannten 15-20 €/kWh/h/a seien bereits prohibitiv. Dies sei eine Verdreifachung gegenüber dem Fernleitungsnetzentgelt für Erdgas und die Entgelte der nachgelagerten Netzebenen seien darin nicht einmal berücksichtigt. Maßstab sei der Gaspreis in den USA von 1 Cent/kWh. Auch zu Anpassungen des Entgelts im Revisionsmechanismus verlangten sehr viele Konsultationsteilnehmer transparente und nachvollziehbare methodische Regelungen. Dabei sei eine Überforderung der Netzkunden und die Entstehung von stranded assets auf Verbraucherseite unbedingt zu vermeiden, das Hochlaufisiko dürfe in keinem Fall von den Netzbetreibern auf die Netzkunden verlagert werden. Vereinzelt wurde auch die Bestimmung einer absoluten Obergrenze für Anpassungen oder eine Anknüpfung an die Gasnetzentgelte vorgeschlagen. Die Marktbeteiligten seien mindestens vier Wochen vor der Anpassung des Hochlaufentgelts zu konsultieren. Eine Anpassung sei mit möglichst großem zeitlich Vorlauf vorzunehmen und mit einer indikativen Aussage zur weiteren Entwicklung zu verbinden, um den Marktteilnehmern Planungssicherheit zu geben. Zeichne sich ein Ausgleich des intertemporalen Kostenallokationskontos schon vor dem Jahr 2055 ab, sei das Hochlaufentgelt zu senken und ein

Ausgleich in 2055 anzustreben. Die Bestimmungen zum erlösmaximierenden Entgelt seien verständlicher zu formulieren. Nach Auffassung einer Stellungnahme müsse geregelt werden, dass ein Kernnetzbetreiber seinen Kunden die Differenz zwischen dem Hochlaufentgelt und dem tatsächlichen Entgelt anzurechnen habe, wenn er das Erstgenannte bei Inbetriebnahme des Netzes z. B. vor dem Hintergrund eines Klageverfahrens entgegen dieses Beschlusses noch nicht anwende.

- 9 Mehrere Stellungnahmen wiesen darauf hin, dass eine Verzinsung des intertemporalen Kostenallokationskontos nicht angezeigt sei, da dieses stets den gleichen Betrag wie das Amortisationskonto aufweisen müsse. Eine gegenläufige Stellungnahme erachtete die Verzinsung hingegen als zu niedrig und regte eine Orientierung an der Verzinsungsmethodik im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags an. Ferner sei klarzustellen, dass ein Verzicht auf Differenzbeträge, die im Rahmen des staatlichen Fördermechanismus dem Selbstbehalt unterfallen, nicht unmittelbar den Stand des Kostenallokationskontos reduzieren dürfe, sondern dass diese Beträge erst mit Ausgleich des Amortisationskontos durch den Bund verfallen. Eine Stellungnahme äußerte Verständnisschwierigkeiten zu den Verzichts- und Verzinsungsregelungen sowie zum Unterschied zwischen dem intertemporalen Kostenallokationskonto und dem Amortisationskonto und erbat klarstellende Erläuterungen.
- 10 Hinsichtlich der Bestimmungen zum Ausgleichsmechanismus zwischen den Kernnetzbetreibern erging ein Hinweis auf eine Vertauschung positiver und negativer Ausgleichszahlungen in der Formulierung des Beschlusstextes. Ferner wurde auf komplexe Wechselwirkungen zwischen Netzkosten, Zinsaufwendungen und im Rahmen des staatlichen Fördermechanismus von der kontoführenden Stelle auszugleichenden Differenzbeträgen hingewiesen, die rechnerisch nicht eindeutig aufzulösen seien. Eine Stellungnahme verlangte, die Ausgleichszahlungen von der kontoführenden Stelle durchführen zu lassen, da diese eine gegenüber den Netzbetreibern neutrale Position habe.
- 11 Mehrere Stellungnahmen regten an, statt vom „staatlichen Fördermechanismus“ vom „intertemporalen Kostenallokationsmechanismus“ zu sprechen. Ferner sei klarzustellen, dass ein Ausgleich der entstandenen Kosten wegen des Selbstbehalts nur teilweise erfolgt. Außerdem sei im Fördermechanismus eine Gleichbehandlung der Netzbetreiber sicherzustellen. Es dürfe nicht zu einer Gefährdung späterer Investitionen kommen, indem erst später hinzutretende Netzbetreiber mit einem höheren Risiko belastet werden, weil ihre Anlagegüter im Jahr 2055 noch höhere Restwerte haben.
- 12 Die kalkulatorischen Nutzungsdauern seien an die im Gutachten der Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG unterstellten pauschalen Werte anzulehnen bzw. für

alle Anlagegüter außer Verwaltungsgebäude auf 35 Jahre zu begrenzen. Erkenntnisse über die tatsächlich zu erwartende Nutzungsdauer der Infrastruktur gebe es bei Wasserstoffnetzen noch nicht. Eine Rückverdienstung der Investitionen müsse während der Amortisationsphase möglich sein.

- 13 Der Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen sei auf 5,75 % vor Steuern festzulegen. Dies wird daraus abgeleitet, dass der in der WasserstoffNEV vorgesehene Zinssatz von 7,73 % im selben Verhältnis herabgesetzt wird wie der Zinssatz für die Neuanlagen, der durch das EnWG von 9 % auf 6,69 % reduziert wurde. Der Zinssatz für das Eigenkapital oberhalb der Quote von 40 % (EK II) sei ähnlich wie beim Kapitalkostenaufschlag und bei Investitionsmaßnahmen als arithmetisches Mittel aus den von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Anleihen von Unternehmen und Krediten an nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften über 1 Million Euro mit einer anfänglichen Zinsbindung mit einer Laufzeit von über einem Jahr bis zu fünf Jahren zu bestimmen, welche die aktuelle Kapitalmarktsituation sachgerechter abbilden würden als die gegenwärtigen Regelungen. Eine Stellungnahme schlug überdies vor, den niedrigeren Zinssatz für Altanlagen durch einen höheren Zinssatz für Neuanlagen zu kompensieren, der sich am Kapitalkostenaufschlag orientieren solle. Demgegenüber sprach sich eine andere Stellungnahme dafür aus, den derzeit im EnWG verankerten Zinssatz auch nach dem Jahr 2028 fortzuführen.
- 14 Eine Stellungnahme wünschte sich eine Klarstellung, was in Tenorziffer 7 d) mit „Rückführung von Fördermitteln“ gemeint sei. Eine andere Stellungnahme schlug als alternative Formulierung „Zahlungen an das Amortisationskonto“ vor.
- 15 Vorlaufkosten seien nicht nur für das Jahr 2024, sondern für alle vor dem Jahr 2025 liegenden Jahre zu berücksichtigen, da insbesondere für IPCEI-Projekte teilweise bereits im Jahr 2021 erste Vorarbeiten angefallen seien.
- 16 In Anbetracht der schon bald bevorstehenden Kostenprüfungen seien zeitnah Regelungen zur Datenübermittlung für die anzumeldenden Plankosten zu treffen. Die Beantragung von Plankosten müsse zudem jedem Netzbetreiber möglich sein, da anfangs noch nicht sicher feststehe, welche Unternehmen zukünftig Kernnetzbetreiber sein werden.
- 17 Bei einer Einstellung des Netzbetriebs im Falle einer vorzeitigen Kündigung des Amortisationskontos durch den Bund müsse eine Sonderabschreibung in Höhe des Restwerts zulasten des Amortisationskontos möglich sein, da eine Betriebsaufgabe bei einem Scheitern des Hochlaufs wahrscheinlich sei und in diesem Fall nicht das gesamte wirtschaftliche Risiko bei den Netzbetreibern liegen dürfe.

- 18 Der Regelungsgehalt von Tenorziffer 8 wurde von einigen Stellungnahmen als unklar bewertet. Es würden jedenfalls weitere Entgelttypen etwa für unterjährige Kapazitäten oder für Wasserstoffspeicher benötigt.
- 19 Eine Stellungnahme erbat klarstellende Regelungen für die Entgelte in Netzbestandteilen außerhalb des Kernnetzes sowie für Zahlungen zwischen den Netzebenen. Ferner seien auch für solche Netzteile Bestimmungen zu den kalkulatorischen Nutzungsdauern zu treffen und die Prüffristen der WasserstoffNEV analog zum Kernnetz anzupassen. Auch würden Entgeltregelungen für spätere Erweiterungen des Kernnetzes nach dessen Genehmigung benötigt. Mehrere Stellungnahmen forderten die zügige Vorlage eines Finanzierungskonzepts auch für die sog. „2. Stufe“, also die Wasserstoffnetzinfrastruktur außerhalb des Kernnetzes. Hierfür seien analoge Regelungen erforderlich. Das einheitliche Briefmarkenentgelt sei auch auf mit dem Kernnetz verbundene Wasserstoff-Cluster zu erstrecken. Im Übrigen wurde die weitgehende Übernahme bewährter Regelungen aus der Erdgasregulierung gefordert, insbesondere seien das Kapazitätsmodell und der diesbezügliche Allokationsmechanismus auf Wasserstoffnetze zu übertragen. Der Grundsatz der Kapazitätsbuchung sei auch auf Netze außerhalb des Kernnetzes anzuwenden. Eine Stellungnahme hob außerdem hervor, dass die zur Kapazitätsabsicherung eingeführten marktbasierenden Instrumente ebenfalls im Wasserstoffnetz zur Anwendung gebracht werden sollten.
- 20 Auf ihre Anträge vom 06.05.2024 wurden mit Beschlüssen vom 06.06.2024 die Beigeladenen zu 1) bis 4) beigeladen.
- 21 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte Bezug genommen.

B.

22 Die in diesem Beschluss getroffenen Entscheidungen fallen gemäß § 28o Abs. 3 und § 28r Abs. 1 S. 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer Energie ergibt sich aus § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG.

23 Materielle Rechtsgrundlage für die Entscheidungen sind § 29 Abs. 1 i. V. m. § 28o Abs. 3 sowie § 28r Abs. 1 S. 2 und Abs. 6 EnWG.

0. Regelungsgegenstand und Anwendungsbereich

24 Dieser Beschluss trifft grundlegende Bestimmungen für die Entgeltmethodik im Wasserstoff-Kernnetz nach § 28q EnWG. Kein Regelungsgegenstand sind hingegen Wasserstoffnetze, die nicht Bestandteil des Kernnetzes sind – und zwar auch dann nicht, wenn sie von einem Netzbetreiber betrieben werden, der zugleich Kernnetzbetreiber ist (und in diesem Fall eine buchhalterische Trennung zwischen beiden Wasserstoffnetzen nach § 28r Abs. 8 EnWG vornehmen muss). Daraus folgt, dass auch in der ursprünglichen Genehmigung des Kernnetzes noch nicht vorgesehene spätere Ergänzungen des Kernnetzes nicht unter die Bestimmungen dieses Beschlusses fallen, da sie nach der gesetzlichen Konzeption nicht mehr dessen Bestandteil werden können. Über die Regulierung der außerhalb des Kernnetzes stehenden und wenigstens in Teilen sich an dieses anschließenden Netze, die in der politischen Debatte sog. „2. Stufe“, wurden bisher noch keine abschließenden Entscheidungen getroffen, weshalb die Beschlusskammer sich vorerst auf eine zügige Etablierung der derzeit besonders eilbedürftigen Regelungen für das Kernnetz konzentriert. Es besteht auch noch kein akuter Regelungsbedarf, da für sonstige Wasserstoffnetze jedenfalls de lege lata nach § 28j EnWG nur eine freiwillige Regulierung vorgesehen ist und für jene Netzbetreiber, die von dieser Möglichkeit Gebrauch machen, mit der WasserstoffNEV grundsätzlich ein vollständiger Ordnungsrahmen für die Entgeltbildung vorhanden ist.

25 Die Beschlusskammer hat in der Konsultation wahrgenommen, dass auch hinsichtlich der übrigen Netze bereits ein hohes Bedürfnis nach Klarheit im Markt besteht. Sie wird sich dieses Themas zu gegebener Zeit annehmen, voraussichtlich nach der Umsetzung des europäischen Gasdekarbonisierungspakets durch den Gesetzgeber. Es waren viele Stimmen zu vernehmen, die im Wesentlichen eine Übertragung des mit diesem Beschluss festgelegten Systems auf alle Wasserstoffnetze wünschten. Dazu kann bisher lediglich gesagt werden, dass Teile der vorliegenden Festlegung sich möglicherweise für eine analoge Anwendung für andere Netze eignen mögen. Bereits jetzt zeichnet sich allerdings ab, dass zumindest ein Einbezug anderer Netze in den Anwendungsbereich der einheitlichen Briefmarke bzw. des Hochlaufentgelts

voraussichtlich nicht möglich sein dürfte. Das intertemporale Kostenallokationskonto nach dieser Festlegung ist eng verknüpft mit dem Fördermechanismus des Bundes nach §§ 28r f. EnWG und dessen sog. „zahlendem“ Amortisationskonto. Dieses aber ist nach dem Willen des Gesetzgebers klar auf den Aufbau des Kernnetzes begrenzt. Die Beschlusskammer ist nicht befugt, diese umfassende staatliche Absicherung auf andere Sachverhalte auszudehnen. Das intertemporale Kostenallokationskonto ist wiederum eng mit dem einheitlichen Hochlaufentgelt und dem Ausgleichsmechanismus zwischen den Kernnetzbetreibern verknüpft, die somit ebenfalls nicht ohne Rückwirkungen auf das Fördersystem auf weitere Netzbetreiber ausgedehnt werden können.

- 26 Soweit sie in der Konsultation gar zur Vorlage eines „Finanzierungskonzepts“ für die übrigen Wasserstoffnetze aufgefordert wurde, muss die Beschlusskammer darauf hinweisen, dass sie keine Finanzierungskonzepte festlegen kann, sondern nur Entgeltmethoden. Bestandteil einer solchen Entgeltmethode kann auch – wie in diesem Beschluss geschehen – eine intertemporale Verschiebung von Kosten bzw. Entgelten sein, wenn dies einem gelingenden Hochlauf dienlich ist. Soweit jedoch mit einem Finanzierungskonzept auch ein Ausgleich der dadurch entstehenden Liquiditätslücken aus öffentlichen Mitteln verbunden wird, vermag darüber nicht die Beschlusskammer zu befinden, sondern allein der Gesetzgeber.

I. Grundlegende Bestimmungen (Tenorziffer 1)

- 27 Nach § 28o Abs. 3 S. 1 i. V. m. Abs. 2 Nr. 2 EnWG kann die Bundesnetzagentur Regelungen zu den Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen treffen. Die Beschlusskammer macht von dieser Befugnis Gebrauch und ordnet im Rahmen des ihr damit überantworteten Ermessens die in Tenorziffer 1 aufgeführten grundlegenden Methodenvorgaben für die Netzentgelte des Wasserstoff-Kernnetzes an.

1. Bepreiste Leistung

- 28 Bezugspunkt eines Netzentgelts ist im Wasserstoff-Kernnetz stets die Bereitstellung von Ein- und Ausspeisekapazitäten in einem Entry-Exit-System. Dies entspricht Art. 3 lit. c) GasVO, der ebenfalls an Tarife anknüpft, die an Ein- und Ausspeisepunkten eines Wasserstoffnetzes erhoben werden. Es wird also nicht die tatsächliche Nutzung des Netzes für die Durchführung physischer Transporte (Nominierung) bepreist, sondern bereits die Buchung einer Möglichkeit zur Durchführung eines Transports unabhängig von ihrer tatsächlichen Nutzung. Damit wird das bewährte System zur Tarifierung des Zugangs zu Erdgasnetzen nachgebildet, das auch für die strukturell sehr ähnlich funktionierenden Wasserstoffnetze zu sinnvollen Ergebnissen führt. Die Kosten des Netzes werden zu einem Großteil durch die bloße Bereithaltung der benötigten

Infrastruktur verursacht und fallen unabhängig davon an, ob diese von den Netzkunden auch tatsächlich in Anspruch genommen wird. Auf- und Ausbau des Netzes können sich nur an den im Vorfeld vom Markt signalisierten Transportwünschen orientieren. Somit muss auch die Bepreisung an der Buchung der bloßen Transportmöglichkeit anknüpfen.

- 29 Ein- und Ausspeisepunkte im Sinne dieses Beschlusses sind auch Verbindungspunkte zu anderen Netzbetreibern außerhalb des Kernnetzes sowie zwischen den Netzen desselben Netzbetreibers, wenn dieser sowohl einen Bestandteil des Kernnetzes als auch ein Wasserstoffnetz, das nicht zum Kernnetz gehört, betreibt. Dies gilt unabhängig davon, ob solche Verbindungspunkte buchbare Punkte im Sinne eines eigenständigen Entry-Exit-Systems oder interne Kopplungspunkte in einem gesamtdeutschen Entry-Exit-System Wasserstoff sind.
- 30 Soweit im Konsultationsverfahren vereinzelt eine Beschränkung der Bepreisung auf bestimmte vermeintlich für die Auslegung des Netzes maßgebliche Punkttypen gefordert wurde, ist dem entgegenzuhalten, dass alle Netznutzer von der Bereitstellung des Netzes profitieren und folglich einen dem Umfang ihrer Netznutzung entsprechenden Beitrag zu seiner Finanzierung zu leisten haben. Auch die Privilegierung von Grenzübergangspunkten sieht die Beschlusskammer kritisch, da eine sachgerechte Allokation von inländischen und ausländischen Netzkosten hierdurch verzerrt wird. Ausgleichsmechanismen für grenzüberschreitende Netze sind möglich und unionsrechtlich zulässig, lassen sich nach Auffassung der Beschlusskammer aber zumindest hinsichtlich des Kernnetzes nicht mit dem hierfür vorgesehenen gemeinsamen intertemporalen Kostenallokationskonto und dem damit verknüpften, streng auf das Kernnetz begrenzten staatlichen Fördermechanismus verbinden.
- 31 Separate Entgelte für mit dem Transport verbundene Systemdienstleistungen wie insbesondere Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung sind nicht vorgesehen. Die diesbezüglichen Kosten werden mit dem Netzentgelt abgegolten.

2. Entgelteinheit

- 32 Das Netzentgelt wird in €/kWh/h/a berechnet.

3. Möglichkeit differenzierter Entgeltvarianten

- 33 Das Netzentgelt gilt stets für eine nicht unterbrechbare Jahreskapazität, die als Standardprodukt betrachtet wird, von dem sich ggf. weitere Produktvarianten ableiten können. Ob die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber neben diesem Standardprodukt noch andere Transportprodukte anbieten werden und um welche Arten von Produkten es sich dabei ggf. handeln wird, steht zum Zeitpunkt dieses Festlegungsverfahrens noch nicht fest und wird voraussichtlich auch von den Regelungen abhängen, die im Rahmen eines gesonderten Festlegungsverfahrens über den Zugang zum

Wasserstoff-Kernnetz getroffen werden. Um den Netzbetreibern gleichwohl möglichst frühzeitig auf verbindliche Weise Klarheit über die Finanzierungsbedingungen für das Kernnetz zu gewähren, hat die Kammer sich entschlossen, zunächst eine vereinfachte Festlegung zu treffen, die lediglich von der Existenz einer einzigen Produktgattung ausgeht. Noch im Laufe des Jahres 2024 soll sich daran eine Ergänzungsfestlegung anschließen, die inhaltlich auf die Festlegung der Zugangsbedingungen abgestimmt wird und rechtzeitig vor dem für das Jahr 2025 erwarteten Vermarktungsbeginn zusätzliche Regelungen für eine weitere Ausdifferenzierung des Entgeltsystems hinzufügen soll. Inhalt dieser Ergänzungsfestlegung können z. B. Multiplikatoren für unterjährige Produkte, besondere Regelungen für unterbrechbare Produkte, die Behandlung von Zuordnungsaufgaben, aber auch Rabatte für Buchungspunkte an Wasserstoffspeichern oder Regasifizierungsanlagen für verflüssigten Wasserstoff sowie ggf. vollkommen neuartige, aus der als Vorbild dienenden Gasnetzregulierung noch nicht bekannte Fallgestaltungen sein. Ggf. könnte in diesem Zuge auch der grundsätzliche Anknüpfungspunkt der Entgeltregelungen noch verändert werden, falls sich herausstellen sollte, dass der Netzzugang über ein anderes System als über Kapazitätsbuchungen ausgestaltet werden wird. Die Beschlusskammer erhofft sich von dieser Vorgehensweise einen Zeitgewinn für die notwendigen Diskussionen über diese bisher konzeptionell noch nicht abschließend diskutierten Aspekte der Kernnetz-Regulierung. In Verbindung mit Tenorziffer 8 dieses Beschlusses führt die Beschränkung auf feste Jahresprodukte zunächst dazu, dass andere Arten von Produkten nicht tarifiert werden dürfen. Dieser Zustand wird jedoch durch oben erwähnte Ergänzungsfestlegung entsprechend angepasst.

- 34 Zur Vermeidung von Missverständnissen, wie sie nach dem Eindruck der Beschlusskammer in einigen Fällen im Konsultationsverfahren zu Tage getreten sind, sei ausdrücklich betont, dass eine Übergangsphase bis zur Einführung differenzierterer Entgelte nach jetzigem Stand nicht vorgesehen ist. Die Ergänzungsfestlegung soll zwar diesem Beschluss zeitlich nachgelagert, aber doch so rechtzeitig vor Inbetriebnahme der ersten Bestandteile des Kernnetzes in Kraft treten, dass sie bereits auf die ersten zu vermarktenden Kapazitäten Anwendung findet. Die in diesem Beschluss in Bezug genommene nicht unterbrechbare Jahreskapazität dient mithin regelungstechnisch lediglich als Platzhalter, um bereits zum jetzigen Zeitpunkt ein vollständiges und in sich geschlossenes Regelungsnetz zur Absicherung der finanziellen Rahmenbedingungen zu ermöglichen, ohne die Ausgestaltung der späteren Transportprodukte (auch nicht die Einrichtung eines der FZK entsprechenden Produkttyps) vorwegzunehmen. Aus diesem Grund geht die Beschlusskammer auf die vielfach vorgebrachten Vorschläge zur präziseren Konkretisierung vorerst noch nicht ein.

4. Nutzung mehrerer Netze

35 Bucht ein Netzkunde die Einspeise- und die korrespondierende Ausspeisekapazität bei unterschiedlichen Netzbetreibern, zahlt er lediglich ein Einspeiseentgelt an den einen und ein Ausspeiseentgelt an den anderen Netzbetreiber. Das Verlassen des Netzes des Einspeisenetzbetreibers und das Betreten des Netzes des Ausspeisenetzbetreibers wird ebenso wenig tarifiert wie die Nutzung etwaiger dazwischenliegender oder in sonstiger Weise für die Abwicklung eines Transports einbezogener Netze. Auch dies entspricht dem Gedanken des Art. 3 lit. c) GasVO, der (nur) Tarife an Ein- und Ausspeisepunkten anspricht. Eine Berechnung von Netzentgelten auf der Grundlage von Vertragspfaden wird demgegenüber von Art. 17 Abs. 1 UAbs. 4 S. 3 GasVO ausdrücklich ausgeschlossen. Die zwischen den einzelnen beteiligten Netzbetreibern erfolgende Durchleitung des Wasserstoffs innerhalb des Kernnetzes soll sich nach dem Willen des Unionsgesetzgebers also gerade nicht in den gegenüber den Netzkunden angewendeten Netzentgelten niederschlagen. Es entspricht ferner dem Gedanken des Art. 17 Abs. 5 GasVO, wonach ein einheitlicher Tarif zur Herstellung gleicher Wettbewerbsbedingungen zwischen den Netznutzern festgelegt werden darf (dazu sogleich unter II.). Gleiche Wettbewerbsbedingungen werden nur erreicht, wenn nicht nur die Entgelte der einzelnen Netzbetreiber des Kernnetzes identisch sind, sondern auch keine zusätzlichen Entgelte für die Nutzung der Netze einer Mehrzahl von Netzbetreibern erhoben werden. Andernfalls käme es bei Transportbuchungen durch mehrere Netze zu einem Aufsummieren der Entgelte aller beteiligten Netzbetreiber (sog. Pancaking), womit Netzkunden für die Versorgung von Letztverbrauchern, die aufgrund ihrer geographischen Lage von einer Produktions- oder Importquelle aus nur über die Durchquerung mehrerer Netze erreicht werden können, wirtschaftlich schlechter gestellt werden als andere. Dies entspräche gerade keinen gleichen Wettbewerbsbedingungen unter den Netzkunden und mittelbar unter den von ihnen versorgten Verbrauchern. Zudem könnte eine separate Bepreisung der Nutzung von Austauschpunkten innerhalb des integrierten Entry-Exit-Systems mit umfassender Kooperation der Betreiber zu praktischen Problemen führen. Die Erfahrungen aus der Regulierung der Gasfernleitungsnetze haben gezeigt, dass es bei einem Marktgebiet mit einem gewissen Grad an Komplexität faktisch nicht mehr möglich ist, die Abwicklung einzelner Kapazitätsbuchungen bestimmten physikalischen Transportrouten zuzuordnen (vgl. nur die entsprechenden Ausführungen im Beschluss BK9-19/610 vom 11.09.2020 – REGENT 2021). Somit kann in bestimmten Situationen u.U. auch nicht mehr eindeutig bestimmt werden, welche Netzbetreiber überhaupt an der Realisierung des Transports beteiligt waren. Vor einem solchen Hintergrund ist die Anknüpfung eines Entgeltsystems an die Nutzung von Austauschpunkten zwischen Netzbetreibern technisch nicht mehr durchführbar (vgl. dazu auch die Historie des inzwischen aufgehobenen Beschlusses BK9-13/607 vom 22.06.2016

– HoKoWä). Es ist zu erwarten, dass auch das Wasserstoff-Kernnetz eine Komplexität erreichen wird, in dem eine präzise Betrachtung einzelner Wasserstoffflüsse im integrierten Entry-Exit-System nicht mehr funktioniert (dazu sogleich ausführlicher unter II.). Die aus der fehlenden Bepreisung von Überspeisungen innerhalb des Kernnetzes resultierenden Ungleichgewichte in den Erlösen der einzelnen Netzbetreiber werden über den Ausgleichsmechanismus nach Tenorziffer 5 korrigiert (dazu unter VI.).

- 36 In der Anfangsphase des Kernnetzes wird es übergangsweise eine Reihe von kleineren Clustern geben, die erst nach und nach miteinander zu einem Gesamtnetz verbunden werden. Dabei werden in einigen Situationen voraussichtlich in einem gewissen Umfang bereits Transporte zwischen diesen Clustern stattfinden können, noch bevor die Systeme zu größeren Clustern zusammengelegt werden. Im Konsultationsverfahren wurde vorgeschlagen, zumindest solche Transporte mit einem Netzentgelt zu belegen, da die entsprechenden Kapazitäten technisch nur in einem begrenzten Umfang zur Verfügung gestellt werden können. Die Beschlusskammer hat diese Möglichkeit erwogen, im Ergebnis jedoch verworfen. Mögen die genannten Transporte auch zwischen Clustern stattfinden, sind sie doch Ausdruck eines sich in der Entstehung befindlichen größeren Entry-Exit-Systems. Das mit diesem Beschluss eingeführte Entgeltsystem ist in all seinen Elementen geprägt von der Antizipation der künftigen Struktur des Kernnetzes und nimmt vorübergehende Unschärfen während der ersten Phase der Entstehung des Netzes bewusst in Kauf. Dies muss es auch, wenn es nicht in den ersten Jahren seiner Anwendung einer permanenten Überarbeitung unterliegen soll und damit den Marktteilnehmern und Investoren gerade nicht die wirtschaftliche Sicherheit bieten könnte, die ihnen nach allen an die Kammer herangetragenen Stellungnahmen so wichtig für das Gelingen des Markthochlaufs ist. So sind etwa auch der Ausgleichsmechanismus zwischen den Netzbetreibern nach Tenorziffer 5 und das gemeinsame intertemporale Kostenallokationskonto aus Praktikabilitätsgründen von Beginn an am Modell eines zusammenhängenden Netzes ausgerichtet.
- 37 Die Beschlusskammer erkennt an, dass die zeitweise noch limitierten technischen Möglichkeiten zur Darstellung von Transportkapazitäten regulatorisch abgebildet werden müssen. Allerdings handelt es sich nach ihrer Einschätzung in erster Linie um ein Problem des Netzzugangs und weniger um eines der Entgeltmethodik. Wesentlich für die Vermeidung einer Überforderung der technischen Möglichkeiten des Netzes ist in erster Linie eine Begrenzung des Kapazitätsangebots an sich oder zumindest die Ausgestaltung der Kapazitäten mit entsprechenden Zuordnungsaufgaben oder Unterbrechungsmöglichkeiten. Eine fehlende Bepreisung steht nicht grundsätzlich im Widerspruch zur Einrichtung separierter Entry-Exit-Systeme und hindert nicht ein – mögliches – Erfordernis einer eigenständigen Buchung von Transportkapazitäten zwischen solchen Systemen. Soweit Preissignale für eine effiziente Allokation begrenzter Kapazitäten als

notwendig erachtet werden, lässt sich dies – ohne der Ausgestaltung des Kapazitätszuweisungsmechanismus damit bereits vorgreifen zu wollen – auch z. B. durch Auktionsaufschläge erreichen. Gleichwohl wird die Kammer das Zusammenspiel der zugangs- und entgeltregulatorischen Aspekte der sukzessiven Verbindung von Clustern im Blick behalten. Die ohnehin vorgesehene Ergänzungsfestlegung zu diesem Beschluss wird Gelegenheit für Anpassungen bieten, falls diese sinnvoll erscheinen sollten.

II. Einheitliches Briefmarkenentgelt (Tenorziffer 2 und 3)

- 38 Auch die Festlegung eines einheitlichen Entgelts für alle Wasserstoff-Kernnetzbetreiber basiert auf § 28o Abs. 3 S. 1 i. V. m. Abs. 2 Nr. 1 EnWG und stellt eine noch präzisere Methodenvorgabe für die Entgeltbildung dar. Nach § 28o Abs. 3 S. 1 i. V. m. Abs. 2 Nr. 4 EnWG ist die Bundesnetzagentur zudem ausdrücklich ermächtigt, Regelungen zu treffen, die die Betreiber von Wasserstoffnetzen zur Bildung einheitlicher Netzentgelte verpflichten. § 28r Abs. 1 S. 4 EnWG ordnet für das Wasserstoff-Kernnetz sogar ausdrücklich an, dass die Höhe der Entgelte für den Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz ab dem 01.01.2025 bundesweit einheitlich auf der Grundlage der aggregierten Netzkosten aller Wasserstoff-Kernnetzbetreiber bestimmt werden soll. Mit dieser Soll-Vorschrift hat der Gesetzgeber bereits ein intendiertes Ermessen in Richtung einheitlicher Entgelte vorgegeben. Gleichwohl hat die Beschlusskammer nach § 28r Abs. 6 S. 1 umfassende Möglichkeiten zur Abweichung von diesen Grundsätzen und ist somit – schon aufgrund ihrer Rolle als unabhängige Regulierungsbehörde nach Art. 78 Abs. 7 der Gasrichtlinie – nicht davon entbunden, eine eigenständige Ermessensentscheidung (auch) über die Einheitlichkeit der Netzentgelte zu treffen.
- 39 In materieller Hinsicht ist für die Auswahl einer sachgerechten Entgeltmethode jedenfalls nach dem bevorstehenden Inkrafttreten der GasVO in erster Linie deren Art. 17 Abs. 1 i. V. m. Art. 7 Abs. 8 UAbs. 1 S. 1 maßgeblich. Dass diese Bestimmungen zum Zeitpunkt dieses Beschlusses formal noch nicht bindend für die Beschlusskammer sind, spielt eine untergeordnete Rolle, da sie erstens im Wesentlichen nur allgemein anerkannte Grundsätze der Regulierung enthalten, an welchen sich die Kammer ohnehin orientieren würde, und zweitens dieser Beschluss auch nach ihrem Inkrafttreten weiterhin Gültigkeit behalten soll und folglich perspektivisch mit ihnen vereinbar sein muss.
- 40 Hiernach müssen die genehmigten Netzentgelte bzw. die Methoden zu ihrer Berechnung transparent sein, der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen, die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit die Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und gleichzeitig eine angemessene

Investitionsrendite umfassen. Die Netzentgelte oder die Methoden zu ihrer Berechnung müssen auf nichtdiskriminierende Weise angewandt werden. Sie müssen den effizienten Wasserstoffhandel und Wettbewerb erleichtern, während sie gleichzeitig Quersubventionierungen zwischen den Netznutzern vermeiden und Anreize für Investitionen und zur Aufrechterhaltung oder Herstellung der Interoperabilität der Wasserstoffnetze bieten. Die Netzentgelte müssen für die Netznutzer nichtdiskriminierend sein und pro Einspeisepunkt in das Wasserstoffnetz oder pro Ausspeisepunkt aus dem Wasserstoffnetz getrennt voneinander festgelegt werden. Kostenverteilungsmechanismen und Ratenfestlegungsmethoden bezüglich der Ein- und Ausspeisepunkte sind von den nationalen Regulierungsbehörden zu billigen. Gemäß Art. 17 Abs. 2 GasVO darf durch die Tarife für den Netzzugang weder die Marktliquidität eingeschränkt noch der Handel über die Grenzen verschiedener Wasserstoffnetze hinweg verzerrt werden. Ferner bestimmt Art. 17 Abs. 5 GasVO, dass ein Mitgliedstaat mit mehr als einem Netzbetreiber innerhalb eines Einspeise-/Ausspeisesystems ein einheitliches Netzentgelt zur Herstellung gleicher Wettbewerbsbedingungen zwischen den Netznutzern vorsehen darf, sofern ein genehmigter Netzplan vorliegt und ein Ausgleichsmechanismus zwischen den Netzbetreibern geschaffen wird.

1. Vorgesehene Formen der Briefmarke

- 41 Die Beschlusskammer hat auf der Grundlage dieser Bestimmungen – im Ergebnis entsprechend den in § 28r Abs. 1 S. 4 EnWG intendierten gesetzgeberischen Vorgaben – ein einheitliches Entgelt (eine sog. Briefmarke) für das gesamte Wasserstoff-Kernnetz angeordnet. Dabei implementiert sie zwei Varianten dieses einheitlichen Entgelts. In Tenorziffer 2 wird als Grundfall eine gewissermaßen „klassische“ Briefmarke vergleichbar mit jener vorgegeben, die bereits im Erdgasfernleitungsnetz zur Anwendung kommt. Für die ersten Jahrzehnte ab Inkrafttreten dieses Beschlusses wird jedoch nach Tenorziffer 3 zunächst ein Hochlaufentgelt als besondere Variante der Briefmarke vorgesehen.
- 42 Im Grundfall nach Tenorziffer 2 legen alle Wasserstoff-Kernnetzbetreiber für jedes Kalenderjahr gemeinsam ein distanzunabhängiges Entgelt für alle Ein- und Ausspeisepunkte des Wasserstoff-Kernnetzes fest. Parameter für die Bestimmung dieses Briefmarkenentgelts sind zum einen die betriebsnotwendigen Netzkosten und zum anderen die erwarteten Kapazitätsvermarktungen. Hinsichtlich der Kosten wird an die Werte der nach § 14 Abs. 2 WasserstoffNEV genehmigten Plankosten angeknüpft, welche zum Zeitpunkt der Entgeltberechnung die sicherste verfügbare Erkenntnisquelle über die regulatorisch anerkennungsfähigen Netzkosten des Folgejahres darstellen. Nach Tenorziffer 7 Buchstabe g) beinhaltet die Genehmigung auch die Differenzen aus dem Plan-Ist-Kosten-Abgleich nach § 14 Abs. 1 WasserstoffNEV, mit denen vorangegangene Fehlprognosen hinsichtlich Kosten oder Mengen ausgeglichen werden. Hinsichtlich der

Kapazitätsvermarktungen haben die Netzbetreiber auf der Grundlage der ihnen zur Verfügung stehenden Erkenntnismittel eine bestmögliche Abschätzung der im jeweils kommenden Jahr erfolgenden Buchungen vorzunehmen. Das Briefmarkenentgelt ergibt sich sodann aus der Division der kumulierten genehmigten Netzkosten aller Netzbetreiber durch die kumulierten erwarteten Kapazitätsvermarktungen aller Netzbetreiber.

- 43 Während der Amortisationsphase wird das Entgelt nach Tenorziffer 2 durch ein besonderes Hochlaufentgelt nach Tenorziffer 3 ersetzt (dazu unter III.) Auch beim Hochlaufentgelt handelt es sich um ein Briefmarkenentgelt, welches lediglich der Höhe nach auf anderem Wege bestimmt wird. Die nachfolgenden Erwägungen zur Begründung eines einheitlichen Briefmarkenentgelts beziehen sich somit gleichermaßen auf Tenorziffer 2 und 3.

2. Transparenz

- 44 Die einheitliche Briefmarke ist eine transparente Methode zur Entgeltbildung. Sie ist ein sehr einfaches und für die Netzkunden ohne Schwierigkeiten nachvollziehbares Bepreisungssystem. Im Grundfall nach Tenorziffer 2 erfolgt die Berechnung durch Division der genehmigten Netzkosten durch die prognostizierten kontrahierten Kapazitäten, so dass eine größtmögliche Nachvollziehbarkeit für alle Marktteilnehmer gewährleistet ist. Bei Anpassungen der Schätzung der beiden Inputparameter sind zudem die Auswirkungen auf die Referenzpreise direkt ersichtlich. Während der Amortisationsphase wird die Transparenz durch die Festlegung des Hochlaufentgelts nach Tenorziffer 3 durch die Bundesnetzagentur sogar noch zusätzlich erhöht. Das Hochlaufentgelt soll (abseits der Anpassung an den Verbraucherpreisgesamtindex) über einen mehrjährigen Zeitraum unverändert bleiben und bietet somit ein Höchstmaß an Vorhersehbarkeit. Sowohl die initiale Festlegung als auch etwaige Anpassungen werden in transparenten Verwaltungsverfahren durchgeführt. Dabei sind die Kriterien für die Setzung des Entgelts, die dem Ziel eines Ausgleichs des intertemporalen Kostenallokationskontos bis zum 31.12.2055 dienen, klar ersichtlich.

3. Kostenorientierung

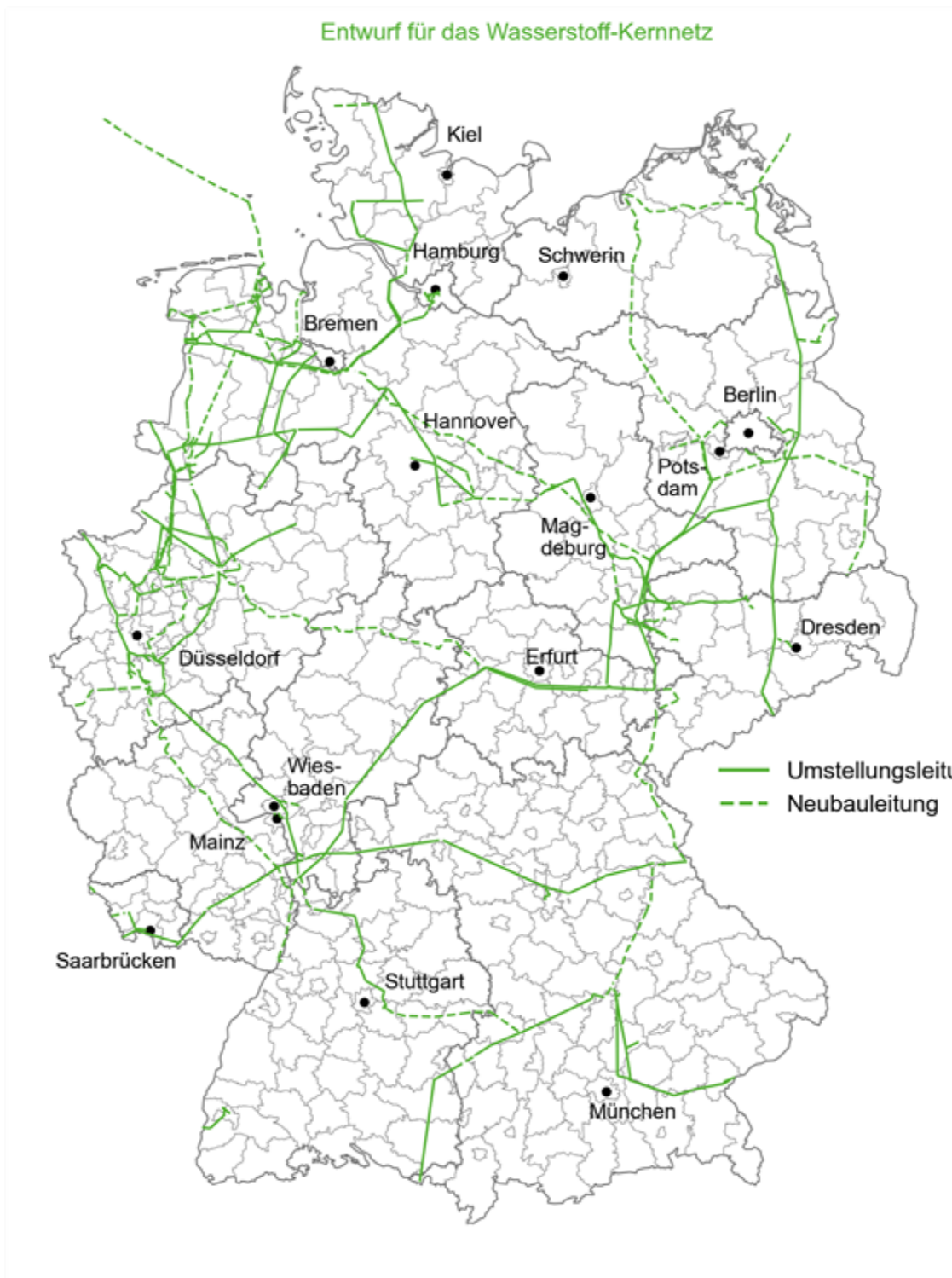
- 45 Ferner spiegelt das Briefmarkenentgelt die Ist-Kosten des Netzbetriebs wider, soweit sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und gleichzeitig eine angemessene Investitionsrendite umfassen. Dies wird dadurch erreicht, dass die Berechnung des Entgelts an die genehmigten Kosten anknüpft. Die Kostengenehmigung auf Grundlage der WasserstoffNEV stellt sicher, dass nur betriebsnotwendige und effiziente Kosten in die Berechnung einfließen dürfen. Durch die Berücksichtigung aller erforderlichen Kosten werden zugleich die Bedarfe der Netzintegrität und deren Verbesserung umfassend abgedeckt. Die in der Kostengenehmigung enthaltene Eigenkapitalverzinsung stellt überdies

sicher, dass ausreichende Anreize für Investitionen und zur Aufrechterhaltung oder Herstellung der Interoperabilität der Wasserstoffnetze gewährt werden. Auch in der Briefmarkenvariante des Hochlaufentgelts nach Tenorziffer 3 ist die Anknüpfung der Entgeltmethode an die Kosten gegeben, da sich hiernach die Beträge bestimmen, die auf dem intertemporalen Kostenallokationskonto verbucht werden und eine Vereinnahmung der Kosten in der Zukunft ermöglichen. Die im Laufe der Zeit angesammelten Kosten bestimmen somit, wie lang das Hochlaufentgelt wirksam bleibt und inwiefern es möglicherweise während der Amortisationsphase angepasst werden muss.

- 46 Eine ist-kosten-orientierte Entgeltmethode setzt jedoch grundsätzlich nicht nur voraus, dass die Ist-Kosten des Netzbetriebs, sondern auch die Ist-Kosten der einzelnen Transportbuchung adäquat im Entgelt abgebildet werden. Entscheidend ist also auch die Kostenverursachungsgerechtigkeit zwischen den verschiedenen Netzkunden. Grundsätzlich sollte ein Netzkunde nur solche Kosten zu tragen haben, die er durch seine Buchung (mit)verursacht hat.
- 47 Allerdings verursacht die präzise Zuordnung von Kosten in einem komplexen, integrierten Entry-Exit-System grundsätzliche Schwierigkeiten. Diese würde voraussetzen, dass bei einem Transportvorgang wenigstens näherungsweise Annahmen darüber getroffen werden können, welche Bestandteile des Kernnetzes hierfür in Anspruch genommen wurden und welche mit diesen korrespondierende Kosten (neben den Kapitalkosten der benutzten Leitungen auch operative Kosten ganz bestimmter Netzbetreiber) gerade hierdurch entstanden sind. Die Bundesnetzagentur hat jedoch zumindest im Erdgasfernleitungsnetz die Erfahrung gemacht, dass eine solche Zuordnung regelmäßig nicht möglich ist (dazu ausführlich der Beschluss BK9-19/610 vom 11.09.2020 – REGENT 2021). Die geschuldete Leistung der Netzbetreiber besteht gerade nicht darin, den eingespeisten Energieträger tatsächlich physikalisch vom Einspeisepunkt zum Ausspeisepunkt zu befördern. Vielmehr haben sie lediglich die eingespeiste Menge in ihr Netz aufzunehmen (auf welche Weise auch immer) und gleichzeitig eine entsprechende Menge gleicher Art und Güte am Ausspeisepunkt bereitzustellen (woher auch immer sie diese nehmen). Der „Transport“ ist also zunächst ein rein virtueller. Selbstverständlich muss jedoch auch für diesen virtuellen Transport in irgendeiner Weise physikalisch Wasserstoff im Netz bewegt werden. Ein komplexes Entry-Exit-System ist davon geprägt, dass gleichzeitig eine Vielzahl von Transportwünschen an verschiedensten Orten und in verschiedenste Richtungen abgewickelt werden müssen, die in vielfältiger Weise miteinander wechselwirken oder sich auch teilweise ausgleichen können. Im Rahmen des (netzbetreiberübergreifenden) Dispatchings werden zur Befriedigung dieser Transportwünsche die im Netz vorhandenen Mengen so gesteuert, dass im Ergebnis an allen Buchungspunkten die jeweils nominierten Ein- und Ausspeisungen realisiert

werden. Eine Zuordnung von konkreten Molekülbewegungen zu bestimmten virtuellen Transporten ist dabei logisch nicht mehr möglich, folglich also auch keine Zuordnung von bestimmten Infrastrukturen oder bestimmten Netzkosten zu einzelnen Kapazitätsbuchungen.

- 48 In einem solchen System stellt ein einheitliches Briefmarkenentgelt – trotz seiner Pauschalität und obwohl es den Versuch einer genaueren Kostenzuordnung gerade nicht unternimmt – bereits die verursachungsgerechteste Kostenallokation dar, die faktisch möglich ist. Die Briefmarke vermag es einerseits, ein gewisses Maß an Kostengerechtigkeit herzustellen, indem auf den anerkannten Kostentreiber der voraussichtlich gebuchten Kapazitäten abgestellt wird und damit im Wesentlichen die Vorhaltekosten des Leitungsnetzes abgebildet werden. Andererseits würdigt die Methode die Abstrahierung von Kontraktpfaden, indem sie die Distanzen außer Acht lässt, und bepreist damit letztlich das Betreten bzw. Verlassen des Entry-Exit-Systems. Für den Transportkunden steht der Service im Vordergrund und nicht der konkrete physische Transport, sodass grundsätzlich keine direkte Verbindung zwischen einer Buchung und der Nutzung konkreter Infrastruktur besteht.
- 49 Es ist anzunehmen, dass das Wasserstoff-Kernnetz, das als eine Art „Backbone“-Netz für eine sich daran anschließende ausdifferenzierte Wasserstoffinfrastruktur konzipiert ist, auch nach seinem vollständigen Ausbau nicht denselben Grad an Komplexität erreichen wird, wie dies beim deutschen Erdgasfernleitungsnetz der Fall ist. Gleichwohl lässt auch die geplante Struktur für das Kernnetz ein erhebliches Maß an Komplexität erkennen. So zeigt der informelle Entwurf des FNB Gas e.V. für den gemeinsamen Antrag der Fernleitungsnetzbetreiber für das Wasserstoff-Kernnetz eine feingliedrige, von zahlreichen Querverbindungen und Vermaschungen geprägte Netztopographie. Offensichtliche Hauptleitungen, die für die Versorgung bestimmter Gebiete unabdingbar wären, lassen sich nicht oder allenfalls in lokal sehr begrenztem Maße ausmachen. Im Gegenteil zeichnet sich ab, dass dem Dispatching viele Wege und Alternativrouten offenstehen werden, um Wasserstoffmengen von einem Ort im Kernnetz an einen anderen zu verbringen. Auch lassen die vielen Verbindungen und möglichen Punktkombinationen vermuten, dass es in einem erheblichen Maße zu Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Transportwünschen kommen wird und die physikalischen Wasserstoffbewegungen – ähnlich wie im Erdgasfernleitungsnetz – nur noch wenig mit den virtuellen Transporten zu tun haben werden. Die Beschlusskammer geht deshalb vor dem Hintergrund der gemachten Erfahrungen davon aus, dass der Versuch einer trennscharfen Zuordnung von Transportkosten auch im Wasserstoff-Kernnetz nicht realisierbar sein wird und aus diesem Grund ein pauschales, einheitliches Briefmarkenentgelt auch hier das höchste Maß an Verursachungsgerechtigkeit bietet, das sich in einem derartigen System mit den gegebenen Erkenntnismitteln realisieren lässt.



Quelle: FNB Gas e.V., <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>



Quelle: FNB Gas e.V., Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz vom 15.11.2023, Anlage 4,

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/Downloads/Antragsentwurf_FNB_Anlage4.pdf?__blob=publicationFile&v=2

50 Der Beschlusskammer ist dabei bewusst, dass das Kernnetz diesen Komplexitätsgrad noch nicht von Beginn an aufweisen, sondern erst im Laufe einiger Jahre nach und nach gebaut und in Betrieb gehen wird. In der Frühphase des Netzbetriebs, in der die ersten Kapazitätsvermarktungen erfolgen werden, werden sich die Transporte voraussichtlich noch in unverbundenen, wenngleich sich schnell ausdehnenden Inselnetzen vollziehen, die dann nach und nach miteinander verbunden werden. Die Beschlusskammer legt ihren Erwägungen indes den angestrebten Soll-Zustand des Netzes zu Grunde und richtet die festgelegte Entgeltmethode bereits jetzt hieran aus. In der sehr dynamischen Phase des Netzhochlaufs, in dem sich die Struktur der Infrastruktur beständig verändert und erweitert, würde eine stetige Nachjustierung des Bepreisungssystems im Interesse einer vermeintlich perfekt auf den jeweils aktuellen, immer nur übergangsweise bestehenden Ist-Zustand des Netzes abgestimmten Regelung zu ständigen Schwankungen der Netzentgelte führen, die für die Netzkunden kaum noch vorhersehbar wären und willkürlich erschienen. Überdies erscheint es auch operativ wenig sinnvoll, ein vermeintlich optimales Entgeltsystem für einen aus der ex ante-Perspektive allenfalls schemenhaft antizipierbaren Zwischenzustand zu entwerfen und einer beständigen Revision zu unterwerfen, bis das Kernnetz seinen vorläufigen Endzustand erreicht hat. Die Kammer hat sich deshalb entschieden, im Interesse eines verlässlichen und zudem für die Kunden vorhersehbaren Systems schon jetzt eine Methode vorzugeben, die den Erfordernissen der in einigen Jahren erwarteten und dann dauerhaft bestehenden Netzsituation folgt.

4. Weitere Voraussetzungen nach Art. 17 GasVO

51 Da das Briefmarkenentgelt auf alle Netzkunden gleichermaßen angewendet wird, ist es auch nichtdiskriminierend. Diskriminierend kann eine Gleichbehandlung nur sein, wenn aus sachlichen Gründen eine Ungleichbehandlung geboten wäre. Solche Gründe könnten jedoch allenfalls in einer unterschiedlich hohen Kostenverursachung durch die einzelnen Netzkunden liegen. Zur individuellen Kostenverursachung können in einem komplexen Entry-Exit-System, wie schon ausgeführt, aber gerade keine belastbaren Aussagen getroffen werden.

52 Aus dem gleichen Grund liegt hier keine unzulässige Quersubventionierung vor. Diese wäre dann gegeben, wenn einzelne Nutzer oder Nutzergruppen Kosten tragen müssten, die von anderen Nutzern oder Nutzgruppen verursacht werden, wodurch die Letzteren unbillig begünstigt würden. Zu so einer unbilligen Begünstigung kann es aber gerade nicht kommen, wenn die Kostenallokation nach den für die betrachtete Netzstruktur geltenden Maßstäben verursachungsgerecht ist.

53 Das Briefmarkenentgelt fördert den effizienten Wasserstoffhandel und erleichtert den Wettbewerb, denn es sorgt dafür, dass alle Netzkunden Wasserstoff zu den gleichen

Bedingungen bzw. mit den gleichen Kosten transportieren können. Dadurch kann jeder Marktteilnehmer unabhängig von seinem Standort in gleicher Weise am Markt partizipieren.

- 54 Eben wegen des dadurch vereinfachten Marktzugangs findet eine Einschränkung der Marktliquidität nicht statt. Auch der Handel über die Grenzen verschiedener Wasserstoffnetze hinweg wird nicht verzerrt. Eine Handelsverzerrung kann nur entstehen, wenn Preise zur Anwendung kommen, die von einem eigentlich angemessenen Preis abweichen und dadurch den Handel in negativer Weise beeinflussen. Wie oben dargestellt, ist das Briefmarkenentgelt aber in der Sache angemessen und kann somit keine verzerrende Wirkung auf den Handel haben.

5. Möglichkeit eines Briefmarkenentgelts nach Art. 17 Abs. 5 GasVO

- 55 Zudem darf ein Mitgliedstaat mit mehr als einem Netzbetreiber innerhalb eines Einspeise-/Ausspeisesystems nach Art. 17 Abs. 5 GasVO ein einheitliches Netzentgelt zur Herstellung gleicher Wettbewerbsbedingungen zwischen den Netznutzern vorsehen, sofern ein genehmigter Netzplan vorliegt und ein Ausgleichsmechanismus zwischen den Netzbetreibern geschaffen wird. Das deutsche Wasserstoff-Kernnetz wird die Netze einer Mehrzahl von Netzbetreibern beinhalten. Der erforderliche Ausgleichsmechanismus ist in Tenorziffer 5 dieses Beschlusses vorgesehen. Die Genehmigung des Netzplans wird mit der Genehmigung des Kernnetzes durch die Bundesnetzagentur nach § 28q Abs. 8 EnWG bzw. durch die Bestimmung nach § 28q Abs. 3 EnWG erfolgen, was zum Zeitpunkt des Erlasses dieses Beschlusses noch nicht geschehen ist. Auch wenn die formalen Voraussetzungen für die Anwendung des Art. 17 Abs. 5 GasVO somit gegenwärtig noch nicht vorliegen, lässt sich der Norm doch ein allgemeiner Gedanke des europäischen Verordnungsgebers entnehmen, nach dem die Herstellung gleicher Wettbewerbsbedingungen ein anerkanntes regulatorisches Ziel darstellt, das auch unabhängig von Erwägungen zur Kostenverursachungsgerechtigkeit und anderen regulatorischen Grundsätzen verfolgt werden darf. Der deutsche Gesetzgeber hat mit § 28r Abs. 1 S. 4 EnWG eine Entscheidung für ein einheitliches Netzentgelt indiziert, wengleich diese nach § 28r Abs. 6 S. 1 EnWG für die Beschlusskammer nicht verbindlich ist. Auch die Beschlusskammer erachtet die Etablierung gleicher Wettbewerbsbedingungen für die Nutzer des Wasserstoff-Kernnetzes als wichtiges Ziel, um einen zügigen Markthochlauf zu befördern, zumal der in Tenorziffer 3 und 4 vorgesehene Amortisationsmechanismus nur erfolgreich gelingen wird, wenn zügig eine gewisse Anzahl an Kunden in den Markt eintritt und sich an der Finanzierung des Netzes beteiligt. Dies gilt umso mehr, als ein einheitliches Netzentgelt nach den vorstehenden Erwägungen ohnehin als angemessene und verursachungsgerechte Entgeltmethode für das Kernnetz anzusehen ist.

6. Veröffentlichung

- 56 Die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber veröffentlichen das Entgelt spätestens am 01.11. des vorherigen Kalenderjahres. Damit soll den Netzkunden frühzeitig eine Information über die künftigen Preise zur Verfügung gestellt werden. Der im Vergleich zur Veröffentlichung der Entgelte für das Erdgasfernleitungsnetz relativ spät gewählte Zeitpunkt resultiert aus den Besonderheiten der Kostenprüfung für das Wasserstoff-Kernnetz. Bei planmäßigem Verlauf werden die Genehmigungen für die Kosten der Netzbetreiber nach Tenorziffer 7 h) bis zum 30.09. eines jeden Jahres vorliegen. Die Netzbetreiber haben sodann auf der Grundlage der genehmigten Kosten das gemeinsame Entgelt zu bilden, wofür nach den Erfahrungen aus dem Erdgassektor mehrere Iterationen notwendig sind, weshalb der Prozess eine gewisse Zeitspanne in Anspruch nimmt. Die Beschlusskammer erachtet eine Frist von einem Monat zwischen Vorliegen der Kostengenehmigungen und Veröffentlichung der Entgelte als angemessenen Kompromiss zwischen der von den Netzbetreibern benötigten Zeit und den Informationsbedürfnissen des Marktes. Im Konsultationsverfahren wurde indes deutlich, dass große Teile des Marktes eine deutlich frühere Veröffentlichung für notwendig halten, um sicher planen und die Höhe der Preise in den darauf aufbauenden Verträgen berücksichtigen zu können. Dem kann die Kammer aufgrund der genannten Verfahrensschritte vorerst nicht abhelfen. Es sei allerdings darauf hingewiesen, dass mit der spätestens im Jahr 2055 anstehenden Beendigung der Amortisationsphase und dem Übergang zum unmittelbar kostendeckenden Entgelt (möglicherweise aber auch schon zu einem früheren Zeitpunkt, wenn der Aufbau des Kernnetzes abgeschlossen und die angestrebte Netzauslastung erreicht ist) ohnehin die tatsächlichen Voraussetzungen für eine Überführung des bestehenden Systems hin zu anderen Modellen der Kosten- oder Entgeltgenehmigung gegeben sein dürften, womit die Notwendigkeit jährlicher Kostenprüfungsverfahren entfallen könnte und somit Raum für eine Anpassung der Fristigkeiten an die gegenwärtig aus dem Erdgasfernleitungsnetz bekannten Verhältnisse entstünde. Bis zu diesen noch deutlich in der Zukunft liegenden Entwicklungen sieht die Beschlusskammer die Unsicherheiten über die Entgelthöhe nicht. Bis auf weiteres wird es ein vorab festgelegtes Hochlaufentgelt geben, dass sich (selbst im Falle einer Anpassung im Rahmen des Revisionsmechanismus) mit hinreichendem Vorlauf aus Beschlüssen der Bundesnetzagentur ergeben wird. Einziger Unsicherheitsfaktor bleibt die reguläre Inflationierung, die sich durch den Markt sehr einfach antizipieren lassen dürfte.
- 57 Ändert sich im Nachhinein noch etwas an der Entgelthöhe, ist die Veröffentlichung unverzüglich zu korrigieren. Dies betrifft insbesondere Fälle, in denen Annahmen über die Netzauslastung aufgrund kurzfristiger Erkenntnisse aktualisiert werden müssen oder Kostengenehmigungen später vorliegen als vorgesehen. Eine Bindungswirkung der Veröffentlichung ähnlich wie in Art.

12 Abs. 3 i. V. m. Art. 29 der Verordnung (EU) 2017/460 besteht nicht. Allerdings ist eine unterjährige Anpassung während einer bereits angelaufenen Entgeltperiode unzulässig. Hieraus ggf. entstehende Ungleichgewichte sind ausschließlich über den Plan-Ist-Abgleich gem. § 14 Abs. 1 WasserstoffNEV abzuwickeln.

III. Intertemporaler Kostenallokationsmechanismus (Tenorziffer 3 und 4)

58 Nach § 28o Abs. 1 S. 3 EnWG werden die Kosten eines Wasserstoffnetzbetreibers grundsätzlich jährlich anhand der zu erwartenden Kosten für das folgende Kalenderjahr sowie der Differenz zwischen den erzielten Erlösen und den tatsächlichen Kosten aus Vorjahren ermittelt und über Entgelte erlöst; Einzelheiten dazu ergeben sich aus der WasserstoffNEV. § 28o Abs. 3 S. 1 i. V. m. Abs. 2 Nr. 3 EnWG erlaubt es der Bundesnetzagentur jedoch, abweichend davon Regelungen darüber zu treffen, dass Entgelte, die zur Abdeckung aller notwendigen jährlichen Kosten des Netzbetriebs erforderlich sind, während des Markthochlaufs noch nicht in voller Höhe von den Netzbetreibern vereinnahmt werden und der nicht vereinnahmte Teil erst zu einem späteren Zeitpunkt in der Entgeltbildung berücksichtigt wird. § 28r EnWG konkretisiert diese Vorgaben für das Kernnetz noch weiter. Gem. § 28r Abs. 1 S. 2 EnWG hat die Bundesnetzagentur durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG einen intertemporalen Kostenallokationsmechanismus festzulegen, der eine Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes bis zum 31.12.2055 ermöglicht. Um den zügigen Hochlauf des Wasserstoffmarktes in der Bundesrepublik Deutschland zu ermöglichen und das Ziel des § 28q Abs. 1 S. 2 EnWG zu erreichen, hat die Bundesnetzagentur nach § 28r Abs. 2 S. 1 EnWG im Rahmen der Ausgestaltung dieses intertemporalen Kostenallokationsmechanismus ein Hochlaufentgelt festzulegen. Die Festlegung des Hochlaufentgelts soll nach § 28r Abs. 2 S. 2 EnWG einen Ausgleich des Amortisationskontos nach § 28r Abs. 3 S. 2 EnWG bis zum 31.12.2055 gewährleisten und die Wirkungen des Hochlaufentgelts auf die Nachfrage nach den Transportkapazitäten des Wasserstoff-Kernnetzes berücksichtigen. Weichen die mit dem kalenderjährlichen Hochlaufentgelt erzielten Erlöse und die aggregierten genehmigten Kosten der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber voneinander ab, hat die Bundesnetzagentur nach § 28r Abs. 3 S. 1 EnWG jährlich für jeden Wasserstoff-Kernnetzbetreiber die Differenz aus seinen genehmigten Kosten und seinen erzielten Erlösen aus Entgelten unter Berücksichtigung der finanziellen Verrechnung nach § 28r Abs. 1 S. 8 EnWG zu ermitteln. Diese Differenz ist nach § 28r Abs. 3 S. 2 EnWG zulasten oder zugunsten eines Amortisationskontos zu verbuchen, das im Auftrag des Bundes von einer kontoführenden Stelle geführt wird, wobei im Fall einer Differenz zulasten des Amortisationskontos entsprechende Zahlungen von der vom Bund beauftragten kontoführenden Stelle an den jeweiligen Wasserstoff-Kernnetzbetreiber und im Fall einer Differenz zugunsten des Amortisationskontos entsprechende Zahlungen des

jeweiligen Wasserstoff-Kernnetzbetreibers an die vom Bund beauftragte kontoführende Stelle erfolgen. Auch im Hinblick auf die meisten dieser Bestimmungen besteht für die Bundesnetzagentur eine Abweichungskompetenz nach § 28r Abs. 6 S. 1 EnWG. Die Beschlusskammer hat jedoch in der Weise Gebrauch von ihrer Festlegungskompetenz aus § 28o Abs. 3 S. 1 i. V. m. Abs. 2 Nr. 3 EnWG gemacht, dass sie einen dem § 28r Abs. 1 und 2 EnWG entsprechenden intertemporalen Kostenallokationsmechanismus etabliert.

1. Notwendigkeit eines intertemporalen Kostenallokationsmechanismus

59 Hintergrund dieser Bestimmungen ist, dass im Wasserstoff-Kernnetz in den nächsten Jahren im Vergleich zu den etablierten regulierten Netzsektoren Strom und Gas die Besonderheit bestehen wird, dass hier noch kein eingeschwungener Zustand eines laufenden Netzbetriebs existiert, sondern das Netz erst nach und nach aufgebaut werden wird und der Abnahmemarkt für die angebotenen Transportkapazitäten erst noch entstehen muss, wenn sich im Zuge der Dekarbonisierung sukzessive immer mehr industrielle Verbraucher auf Wasserstoff umstellen und ggf. weitere nachgelagerte Wasserstoffinfrastrukturen entstehen. Ein nach allgemeinen Regeln gebildetes, auf zeitnahe Kostendeckung abzielendes Netzentgelt, wie es in Tenorziffer 2 vorgesehen ist, verursacht in einer solchen Situation spezifische Probleme. In den ersten Kalkulationsperioden wird absehbar nur eine äußerst geringe Anzahl von sehr früh in den Markt eintretenden Kunden das Kernnetz nutzen. Gleichzeitig wird das Netz aber bereits von Beginn an sehr hohe Kosten für Investitionen und für den anlaufenden Betrieb verursachen. Würden diese hohen Kosten von Beginn an vollumfänglich auf die wenigen Netzkunden umgelegt, führte dies zu enorm hohen spezifischen Entgelten. Es kann davon ausgegangen werden, dass eine derart hohe Entgeltbelastung prohibitiv wirken und die Netznutzung für infrage kommende Kunden unwirtschaftlich machen würde. Somit wäre auch nicht mit dem Markteintritt weiterer Netzkunden in den Folgejahren zu rechnen, die sich an der Finanzierung des Netzes beteiligen könnten. Da keine weiteren Kunden zu erwarten wären, würde das Netz dauerhaft unattraktiv bleiben und ein Zustand, in dem es sich wirtschaftlich selbst tragen kann, niemals eintreten.

2. Wesentlicher Inhalt der Vorgaben

60 Um diesem Zustand abzuhelpfen, hat die Beschlusskammer in ihrer Rolle als unabhängige Regulierungsbehörde sich in pflichtgemäßer Ausübung ihres Ermessens – im praktischen Ergebnis jedoch im Wesentlichen übereinstimmend mit den gesetzgeberischen Soll-Bestimmungen des § 28r EnWG – dazu entschieden, für die Phase des Markthochlaufs übergangsweise eine besondere Regelung zu treffen. Anstelle eines (zeitlich unmittelbar) kostendeckenden Entgelts wird zunächst ein besonderes, regulierungsbehördlich vorgegebenes

Hochlaufentgelt zur Anwendung gebracht. Dieses Hochlaufentgelt dient dazu, die Preise für Kapazitäten vorerst auf einem Niveau zu deckeln, das noch als marktfähig betrachtet werden kann und keine abschreckende Wirkung auf potentielle Kunden des Kernnetzes ausübt. Dabei entsteht jedoch naturgemäß eine Diskrepanz zwischen den Kosten, die durch das Netz verursacht werden, und den Erlösen, die aus der Anwendung des Hochlaufentgelts gegenüber den Kunden erzielt werden können. Das Konzept sieht deshalb vor, diese zunächst noch nicht durch Entgelte gedeckten Kosten zu einem späteren Zeitpunkt von zukünftigen Kunden zu vereinnahmen, wenn die Auslastung des Netzes höher ist.

Zu diesem Zweck wird die Differenz aus genehmigten Kosten und aus dem Hochlaufentgelt erzielten Erlösen auf einem intertemporalen Kostenallokationskonto verbucht. Dieses Konto ist nicht identisch mit dem in § 28r Abs. 3 S. 2 EnWG geregelten Amortisationskonto, das ein außerhalb der Regulierung stehendes Förderinstrument des Bundes ist, dient aber im regulatorischen Kontext einem ähnlichen Zweck und sollte im Regelfall betragsmäßig den gleichen Stand aufweisen. Die Teilnahme am Fördermechanismus ist keine Voraussetzung für die Teilnahme am intertemporalen Kostenallokationskonto.

3. Vorgesehene Entwicklung des intertemporalen Kostenallokationskontos

- 61 Es ist zu erwarten, dass der Kontostand in den ersten Jahren aufgrund der noch verhältnismäßig niedrigen Einnahmen zunächst stark anwachsen wird. Kommen mit der Zeit mehr Kunden ins Netz und beteiligen sich an der Finanzierung, so resultiert dies in einem schwächeren Wachstum des Kontostands. Bei einem gelingenden Markthochlauf wird irgendwann ein Punkt erreicht sein, ab dem die unter Anwendung des Hochlaufentgelts erzielten Erlöse ausreichen, um die Netzkosten des Betrachtungsjahres zu decken, und das Netz somit in der Lage ist, sich wirtschaftlich selbst zu tragen. Ab diesem Punkt beginnt die Abschmelzphase des Kontos. Das Hochlaufentgelt wird vorerst weiterhin beibehalten, obwohl es nun sogar oberhalb dessen liegt, was zur Deckung der jeweils aktuellen Kosten benötigt wird. Die daraus generierten Mehrerlöse werden nunmehr verwendet, um den Kontostand wieder zu senken. Auf diese Weise werden die Finanzierungslücken der Startphase aus den Entgelten zukünftiger Netzkunden nachträglich geschlossen. Das Hochlaufentgelt bleibt solange in Kraft, bis das intertemporale Kostenallokationskonto wieder einen Stand von Null erreicht hat. Damit ist die Amortisationsphase abgeschlossen und es folgt ein Systemwechsel hin zu einem regulären kostendeckenden Entgelt nach Tenorziffer 2.
- 62 Idealtypisch sollte sich ein Entwicklungspfad ergeben, in dem genau einmal eine Zäsur auftritt, mit dem das Kostenallokationskonto von der Aufbauphase dauerhaft in die Abbauphase übertritt.

In der praktischen Anwendung kann sich in bestimmten wirtschaftlichen Situationen jedoch auch eine mehrjährige Übergangsphase ergeben, in denen das Konto zwischen beiden Zuständen schwankt. Die Entstehung solcher Situationen sollte das ordnungsgemäße Funktionieren des beschriebenen Systems aber nicht beeinträchtigen.

4. Intertemporale Kostenverursachungsgerechtigkeit

63 Art. 5 Abs. 3 S. 1 GasVO gestattet ausdrücklich eine zeitlich gestreckte Vereinnahmung der initialen Kosten des Wasserstoffnetzes zur Beteiligung zukünftiger Netznutzer. Doch auch unabhängig von dieser Norm entspricht sie nach Überzeugung der Beschlusskammer einer kostenorientierten und verursachungsgerechten Entgeltbildung i.S.d. Art. 17 Abs. 1 S. 1 GasVO. Denn die für die Zukunft erwarteten Netzkunden sind zu beträchtlichen Anteilen die Verursacher auch der anfänglichen Netzkosten. Das Kernnetz wird von den Netzbetreibern vor dem Hintergrund errichtet, dass im Zuge der fortschreitenden Beendigung einer Nutzung fossiler Brennstoffe durch die gesetzgeberischen Vorgaben zum Klimaschutz und unter Nutzung verschiedener staatlicher Unterstützungsmaßnahmen für die nachhaltige Transformation der Wirtschaft mit der Herausbildung einer signifikanten Nachfrage nach Wasserstoff als Brenn- und Rohstoff und einem daraus resultierenden stetig ansteigenden Transportbedarf zu rechnen ist. An diesen Erwartungen richtet sich die technische Konzeption des Kernnetzes aus. Legte man lediglich den für die unmittelbare Zukunft erwarteten Transportbedarf zu Grunde, wäre das Kernnetz in seiner geplanten Form vollkommen überdimensioniert. Es kann in dieser Form von den anfänglichen Netzkunden wirtschaftlich nicht getragen werden und übersteigt in seinem kapazitiven Potential auch bei Weitem deren Bedürfnisse. Nutznießer dieser Diskrepanz sind allein die erst Jahre später mit der Wasserstoffnutzung beginnenden Kunden, die bei ihrem Markteintritt bereits ein für ihre Bedarfe ausreichend ausgebautes Netz vorfinden werden und ohne diesen Umstand in vielen Fällen wohl auch gar nicht erst in den Markt eintreten würden. Deshalb erscheint es angemessen, dass sie sich finanziell nicht nur an den zum Zeitpunkt ihrer Netznutzung aktuellen Netzkosten beteiligen, sondern auch an den vorangegangenen Kosten der von vorneherein an ihren Belangen ausgerichteten Infrastruktur. Es handelt sich also um ein System zur Gewährleistung einer intertemporalen Verursachungsgerechtigkeit. Die Beschlusskammer geht zwar nicht davon aus, dass sich Art. 17 GasVO ein zwingender Grundsatz der intertemporalen Verursachungsgerechtigkeit entnehmen lässt, sieht ihn aber jedenfalls als von den dort enthaltenen Bestimmungen gedeckt an. Dies gilt insbesondere in Anbetracht des Umstandes, dass eine Finanzierung des Kernnetzes aus Netzentgelten und ohne die Inanspruchnahme hoheitlicher Unterstützung auf anderem Wege nicht möglich erscheint, da eine kostenorientierte Entgeltmethodik ohne intertemporale Komponente, wie oben bereits aufgezeigt,

zu prohibitiv hohen Entgelten führen würde und es somit voraussichtlich überhaupt nicht zu einer Netznutzung käme.

5. Gutachten zur Tragfähigkeit des Finanzierungsmodells

- 64 Nach § 28r Abs. 1 S. 2 EnWG hat die Beschlusskammer bei der Festlegung des intertemporalen Kostenallokationsmechanismus ein im Auftrag des Bundes erstelltes Gutachten zur Validierung der Tragfähigkeit des nachfolgend geregelten Finanzierungsmodells zu berücksichtigen, wobei der regulatorische Bestandteil des angesprochenen Finanzierungsmodells im Wesentlichen dem hier festgelegten Modell entspricht. Zu diesem Zweck hat die Beschlusskammer das „Gutachten zur Validierung eines Konzepts zur privatwirtschaftlichen Finanzierung des Aufbaus eines Wasserstoff-Kernnetzes bei subsidiärer staatlicher Absicherung“ der Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG vom 14.02.2024³ herangezogen und gewürdigt. Die Gutachter haben in ihren Analysen aufgezeigt, dass bei einer realistischen Entwicklung sowohl der Netzkosten als auch der Nachfrage nach Transportkapazitäten eine erfolgreiche Finanzierung des Kernnetzes und ein Ausgleich des Amortisationskontos (welches für die hier interessierenden Belange im Wesentlichen dem intertemporalen Kostenallokationskonto entspricht) mit den in diesem Beschluss vorgesehenen Instrumenten bis zum Jahr 2055 möglich und erwartbar erscheint. Überdies wird darauf hingewiesen, dass durch spätere Nachjustierungen in der integrierten Netzentwicklungsplanung weitere Verbesserungen der Finanzierungssituation erzielt werden können.
- 65 Im Rahmen des Gutachtens wurde validiert, ob das von der Bundesregierung vorgesehene Finanzierungsmodell und dabei insbesondere der Mechanismus der intertemporalen Kostenallokation dazu geeignet sind, die Kosten des Wasserstoffhochlaufs vollständig aus Netzentgelten zu finanzieren und damit einen privatwirtschaftlichen Hochlauf sicherzustellen. Dabei überprüften die Gutachter zunächst das von den Erdgas-Fernleitungsnetzbetreibern zu Grunde gelegte Rechentool, modifizierten und erweiterten dieses anschließend um Szenarien, die auch adversere Hochlaufannahmen berücksichtigen. Die Gutachter kommen zunächst zu dem Schluss, dass die Kosten für das zu dem Zeitpunkt vorgesehene Wasserstoff-Kernnetz von den Erdgas-Fernleitungsnetzbetreibern adäquat beschrieben und die Berechnungen korrekt seien. Die Beschlusskammer kommt bei ihrer Überprüfung zu keinem anderen Ergebnis.

³ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gutachterliche-validierung-des-finanzierungsmodells-zum-aufbau-eines-wasserstoff-kernnetzes-bei-subsidiarer-staatlicher-absicherung.pdf?__blob=publicationFile&v=6

66 Als Ausgangspunkt für die weiteren Analysen der Gutachter dient das sogenannte BasishochlaufszENARIO. Dieses soll zunächst einen funktionierenden Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft abbilden und entspricht dem um drei Jahre verzögerten Szenario T45_Strom der BMWK-Langfristszenarien. Für das BasishochlaufszENARIO wird ab 2038 davon ausgegangen, dass das Wasserstoff-Kernnetz seine maximal angenommene Ausspeiseleistung von 86,5 GW und eine Einspeiseleistung von 93,7 GW erreicht. Im Rahmen des Gutachtens werden ausschließlich Jahreskapazitätsbuchungen zu Grunde gelegt. Von etwaigen unterjährigen oder bedingten Produkten bzw. Rabatten wurde dabei abstrahiert. Weiterhin sollte das Gutachten explizit nicht die Höhe des Hochlaufentgelts ermitteln, welches zu einem ausgeglichenen Amortisationskonto im Jahr 2055 führt. Vielmehr dient es dazu, um ausgehend vom BasishochlaufszENARIO Sensitivitäten bei Veränderungen einzelner Parameter (Kosten, Nachfrage-/Kapazitätsentwicklungen) aufzuzeigen. Dabei variierten die Gutachter das Hochlaufentgelt in 5-Euro-Schritten und betrachteten, wann das Amortisationskonto jeweils ausgeglichen wäre. Im BasishochlaufszENARIO würde bei einem Entgelt von 15 €/kWh/h/a der Ausgleich demnach im Jahr 2048 erfolgen – folglich sieben Jahre vor dem avisierten Zeitpunkt im Jahr 2055. Im Einzelnen wurden dabei die folgenden Veränderungen und ihre Auswirkungen jeweils c. p. untersucht:

Szenario	Hochlaufentgelt in €/kWh/h/a	Ausgleich im Jahr
Verzögerung des Hochlaufs um weitere drei Jahre	20	2048
Netzentgelttrabatt i. H. v. 75 % für Wasserstoffspeicher bei der Ein- und Ausspeisung	20	2054
fixe Baukostensteigerungen der Investitionskosten um 30 %	20	2044
jährliche Baukostensteigerungen um 2 %	15	2051
fixe Betriebskostensteigerungen um 30 %	15	2050
jährliche Betriebskostensteigerungen um 2 %	15	2049
Restbuchwerte der umgestellten Gasleitungen betragen 30 % der Neubaukosten statt 25 %	15	2050
Wegfall der IPCEI-Förderung i. H. v. 55 %	15	2050
eine Kumulation aller vorgenannten Szenarien (sehr adverses Szenario)	35	2050

67 Im Ergebnis zeigt sich, dass ein Ausgleich des Amortisationskontos bei einem Hochlaufentgelt in Höhe von 15 bis 20 €/kWh/h/a zwischen 2044 und 2054 erreicht werden kann. Diese Entgelthöhe halten die Gutachter für grundsätzlich marktgängig. Das Szenario mit den stärksten Auswirkungen

auf das Amortisationskonto ist die Einführung eines Netzentgeltrabatts an Speicherpunkten in Höhe von 75 %. Ob es einen Rabatt geben wird und wie hoch dieser ggf. ausfallen wird, wird jedoch durch regulatorische Entscheidungen der Bundesnetzagentur vorgegeben werden. Diese wird keine Entscheidung treffen, die einen Ausgleich des Amortisationskontos unwahrscheinlich macht. Zum Zeitpunkt des Gutachtens war weiterhin noch unklar, ob alle Projekte die vorgesehene IPCEI-Förderung erhalten. Die Finanzierung der Projekte ist inzwischen jedoch gesichert, sodass das Szenario „Wegfall der IPCEI-Förderung“ – auch wenn es nur geringe Auswirkungen gehabt hätte – nicht mehr eintreten kann. Im sehr adversen Szenario, in dem alle Abweichungen kumuliert auftreten, ist ein Ausgleich des Amortisationskontos vor 2055 hingegen nur mit einem Hochlaufentgelt in Höhe von 35 €/kWh/h/a möglich. Dies stufen die Gutachter als nicht mehr marktgängig ein, was zu einem Scheitern des Finanzierungsmodells führen würde.

- 68 Die Beschlusskammer hält es für nicht unwahrscheinlich, dass es zu negativen Abweichungen von den Annahmen des Basishochlaufszenarios kommt. Insbesondere im Hinblick auf die Baukosten ist dies durch eine erst nach der Erstellung des Gutachtens bekanntgewordene Aufnahme eines größeren Projekts in das Kernnetz in einem noch durch die Szenarien abgedeckten Umfang bereits jetzt absehbar. Auch das gleichzeitige Auftreten einzelner der untersuchten Abweichungsszenarien ist durchaus denkbar. Jedoch hält sie es für unwahrscheinlich, dass alle Szenarien gesamthaft in der aufgezeigten Intensität oder ein einzelnes in einer noch weit stärker ausgeprägten Intensität eintreten. Zudem sieht sie einen beträchtlichen Puffer zwischen dem prognostizierten Ausgleich zwischen 2044 und 2051 (ohne Betrachtung des Szenarios „Rabatt an Speichern“) und dem Zieldatum 2055.
- 69 Die Kammer hält es daher für hinreichend wahrscheinlich, dass das Finanzierungsmodell mit seinem intertemporalen Kostenallokationsmechanismus zum Ausgleich des Amortisationskontos im Jahr 2055 führen wird. Sie hat ferner in dem Gutachten keine methodischen Mängel identifiziert und macht sich seinen Inhalt deshalb hinsichtlich der für diesen Beschluss relevanten Punkte zu eigen.

IV. Hochlaufentgelt (Tenorziffer 3)

- 70 Die Festlegung des Hochlaufentgelts nach Tenorziffer 3 ist Bestandteil des im letzten Abschnitt beschriebenen intertemporalen Kostenallokationsmechanismus nach § 28r Abs. 1 S. 2 EnWG.

1. Amortisationsphase

- 71 Die Amortisationsphase stellt ein zeitlich begrenztes Übergangsregime dar. Sie beginnt am 01.01.2025, also mit Inkrafttreten der Regelungen des vorliegenden Beschlusses. Sie endet mit

dem Ausgleich des intertemporalen Kostenallokationskontos, also in dem Moment, in dem diejenigen Netzkosten, die anfänglich noch nicht über das Hochlaufentgelt vereinnahmt werden können, vollumfänglich durch zukünftige Netzkunden finanziert worden sind. Obwohl das Entgeltsystem darauf ausgerichtet wird, diesen Ausgleich bis zum Jahr 2055 zu erzielen, kann die Amortisationsphase je nach wirtschaftlicher Entwicklung auch zu einem früheren oder zu einem späteren Zeitpunkt enden (wenngleich ein späteres Ende jedenfalls nach derzeitiger Gesetzeslage faktisch durch den Ausgleich nach § 28s Abs. 1 EnWG unterbunden werden dürfte).

2. Laufzeit des Hochlaufentgelts

72 Das Hochlaufentgelt wird so bemessen, dass unter Berücksichtigung aller zum Festlegungszeitpunkt verfügbaren Informationen ein Ausgleich des intertemporalen Kostenallokationskontos und damit die Beendigung der Amortisationsphase bis zum 31.12.2055 als wahrscheinlich erscheint. Dabei ist der Beschlusskammer bewusst, dass sich ein ideales Zieldatum für die Refinanzierung der Hochlaufkosten nach fachlichen Kriterien nicht objektiv bestimmen lässt. Oben wurde bereits festgestellt, dass der Grundsatz der Kostenverursachungsgerechtigkeit es erlaubt, zukünftige Kunden mit Kosten aus der Vergangenheit zu belasten, wenn diese als Verursacher solcher Kosten betrachtet werden können. Daraus folgt jedoch nicht, dass eine präzise Allokation der Hochlaufkosten auf all jene Kunden erreicht werden muss, die sich noch wenigstens als deren Mitverursacher identifizieren lassen. Dies wäre praktisch nicht möglich. Das Wasserstoff-Kernnetz wird für eine Nutzung auf unbestimmte Zeit errichtet. Ausgehend von der Annahme, dass der Aufbau des Netzes in der benötigten Dimensionierung ohne die hier etablierte intertemporale Verschiebung überhaupt nicht stattfinden würde (s.o.), müssten demnach ausnahmslos alle zukünftigen Kunden, die bis zum nicht absehbaren Ende des Netzbetriebs als Netznutzer in Erscheinung treten, anteilig an den Hochlaufkosten beteiligt werden (und mit Netzbetrieb ist in diesem Fall der Betrieb des kontinuierlich erneuerten Netzes als Gesamtsystem gemeint, nicht etwa die Summe der einzelnen Anlagegüter mit durchaus absehbaren Abschreibungsdauern). Eine solche Verschiebung von Kosten in die „Ewigkeit“ ist weder praktikabel noch sachgerecht. Das Prinzip der intertemporalen Verursachungsgerechtigkeit kann also lediglich als Rechtfertigung für eine zeitliche Streckung der Refinanzierung dem Grunde nach herangezogen werden, gibt aber nicht viel für ihre konkrete Ausgestaltung her. Da sich der „richtige“ Zeitraum für die Allokation der Kosten somit nicht eindeutig ableiten lässt, kann das Zieldatum nur mit einer gewissen Pauschalität festgesetzt werden. Nach Auffassung der Beschlusskammer sollte der Zeitraum einerseits möglichst kurzgehalten werden, da sie die Sonderregelung für die Amortisationsphase als Ausnahmesystem zu einer Entgeltmethodik betrachtet, die grundsätzlich auf Gegenwartskosten basiert und zeitnahe

Mittelrückflüsse ermöglicht, während eine perfekte Verursachungsgerechtigkeit auch über den Zeitablauf hinweg wie geschildert ohnehin nicht erreichbar ist. Andererseits muss der Zeitraum lang genug sein, um das Hochlaufentgelt durch die zeitliche Streckung der Mittelrückflüsse so weit herabsenken zu können, dass es ein marktfähiges Niveau erreicht, und nach erfolgreichem Markthochlauf hinreichend Zeit verbleibt, um die Hochlaufkosten vollständig von den Netzkunden vereinnahmen zu können. Hierfür werden absehbar mehrere Jahrzehnte benötigt.

- 73 Der Gesetzgeber hat als Kompromiss zwischen diesen Gesichtspunkten in § 28r Abs. 1 Abs. 2 EnWG eine Finanzierung des Kernnetzes (gemeint ist die Finanzierung der Kosten aus der Amortisationsphase) bis zum 31.12.2055, also innerhalb von 31 Jahren ab Beginn der Regulierung vorgesehen. Der Beschlusskammer erachtet diese Zielmarke – obgleich sie nach § 28r Abs. 6 S. 1 EnWG davon abweichen könnte – als vernünftige und angemessene Lösung. Aus dem Gutachten der Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG vom 14.02.2024 ergibt sich, dass eine vollständige Refinanzierung der innerhalb dieser Zeitspanne anfallenden Kosten nach heute vorliegenden Erkenntnissen möglich und wahrscheinlich ist. Zugleich erscheint sie eingedenk systemimmanenter Risiken und Unwägbarkeiten nicht übertrieben lang und bietet lediglich einen angemessenen Sicherheitspuffer, um auch bei gewissen ungünstigen, in dieser Form nicht vorhergesehenen Markt- oder Kostenentwicklungen noch eine Refinanzierung zu gewährleisten, sofern diese keine ganz erheblich von den derzeitigen Vorhersagen abweichenden Dimensionen annehmen. Sie ermöglicht zudem laut dem Gutachten Hochlaufentgelte in einer Größenordnung, die sich nach Auffassung der Kammer noch in einem Bereich bewegt, der nicht als prohibitiv betrachtet werden muss. Ferner erscheint es nicht unbillig, bei den Kunden, die innerhalb der ersten drei Jahrzehnte das Kernnetz nutzen, eine hinreichend große Nähe zu den Hochlaufkosten anzunehmen und sodann eine Grenze für den Übergang zu einem nur an jeweils aktuelle Gegenwartskosten anknüpfenden System zu ziehen. Deshalb übernimmt die Beschlusskammer den vom Gesetzgeber angelegten Zeithorizont und stellt damit die Kongruenz zwischen der regulatorischen intertemporalen Kostenallokation und dem in §§ 28r f. EnWG angelegten staatlichen Fördermechanismus her. Sie erfüllt auf diese Weise zugleich die in § 28r Abs. 2 S. 2 EnWG enthaltene Soll-Bestimmung, da das dort genannte Amortisationskonto, das Bestandteil des außerhalb der Regulierung stehenden Fördersystems ist, in seiner Funktion dem regulierten intertemporalen Kostenallokationskonto entspricht und jedenfalls dann, wenn der Fördermechanismus wie in §§ 28r f. EnWG vorgesehen umgesetzt wird und die Netzbetreiber tatsächlich daran teilnehmen, betragsmäßig stets den gleichen Stand annehmen sollte.
- 74 Da sich wie schon erörtert aus dem Prinzip der intertemporalen Verursachungsgerechtigkeit nicht eindeutig ableiten lässt, welche Kunden noch an den Hochlaufkosten beteiligt werden sollten und welche nicht mehr, geht die Beschlusskammer davon aus, dass es für die Rechtmäßigkeit der

Methodik nicht darauf ankommt, wie exakt das angestrebte Zieldatum in der praktischen Umsetzung tatsächlich erreicht wird. Um die Wahrscheinlichkeit der Erreichung des Ziels zu erhöhen, behält sie sich vielmehr ausdrücklich vor, unter Einbezug von Sicherheitszuschlägen ein Hochlaufentgelt zu wählen, das nach derzeitigen Prognosen einen Ausgleich des Kontos einige Jahre vor dem Jahr 2055 wahrscheinlicher erscheinen lässt als einen Ausgleich erst nach dem Jahr 2055.

3. Festlegung der Höhe des Hochlaufentgelts

- 75 Die Höhe des Hochlaufentgelts wird durch eine separate Festlegung bestimmt, die auf der Grundlage von § 28r Abs. 2 S. 1 EnWG ergeht, und gilt (unbeschadet der jährlichen Inflationierung nach dem Verbraucherpreisgesamtindex) zunächst gleichbleibend für die gesamte Dauer der Amortisationsphase. Für die Bestimmung des Hochlaufentgelts wird die Bundesnetzagentur zum einen die voraussichtliche Entwicklung der Netzkosten zu berücksichtigen haben. Je mehr Kosten das Netz verursacht und je früher diese Kosten anfallen, desto stärker wird der Stand des intertemporalen Kostenallokationskontos während der Startphase, in der nur geringe Erlöse von einer überschaubaren Kundenzahl generiert werden können, ansteigen und dadurch seinerseits weitere Kosten durch Zins- und Zinseszinsseffekte verursachen. Zum anderen wird sie die Auslastung des Netzes im Zeitverlauf einzuschätzen haben. Je mehr Transportkapazitäten vermarktet werden, desto mehr Erlöse werden den Kosten gegenüberstehen und desto stärker wird der Anstieg des Kontostandes gebremst, um im Erfolgsfall schließlich durch Mehrerlöse wieder abgetragen und letztlich ausgeglichen zu werden. Je höher das Hochlaufentgelt angesetzt wird, desto eher werden die Kosten durch Erlöse ausgeglichen und desto schneller und sicherer wird ein Ausgleich des Kontos erzielt. Zugleich müssen jedoch die Rückwirkungen der Entgelthöhe auf die Kapazitätsnachfrage antizipiert werden. Je höher das Hochlaufentgelt ist, desto unattraktiver wird die Nutzung des Kernnetzes für potentielle Kunden. Liegt es zu hoch, kann es sich negativ auf die Netzauslastung auswirken. In diesem Fall führt es im Ergebnis nicht zu einer Erhöhung, sondern zu einer Senkung der Erlöse und macht einen Ausgleich des Kontos und somit die Refinanzierung des Netzes unwahrscheinlicher. Sinn und Zweck des intertemporalen Kostenallokationsmechanismus ist es hingegen gerade, die Entgelte auf ein nicht-prohibitives Niveau zu senken, um die Finanzierung zu ermöglichen. Dies unterstreicht auch § 28r Abs. 2 S. 2 EnWG, wonach die Festlegung des Hochlaufentgelts die Wirkungen des Hochlaufentgelts auf die Nachfrage nach den Transportkapazitäten des Wasserstoff-Kernnetzes berücksichtigen soll. In diesem Spannungsfeld wird die Bundesnetzagentur eine möglichst sachgerechte Entscheidung auf Basis der gegenwärtig verfügbaren Informationen und einer methodisch tragfähigen Prognose zu treffen haben. Über die Wahl der dabei heranzuziehenden

wissenschaftlichen Erkenntnismittel wird sie im Rahmen des entsprechenden Festlegungsverfahrens entscheiden.

4. Jährliche Anpassung an die allgemeine Preisentwicklung

76 Nach § 28r Abs. 2 S. 3 EnWG kann das Hochlaufentgelt insbesondere im Fall von Kostensteigerungen beim Bau des Wasserstoff-Kernnetzes mit dem durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex jährlich indexiert werden. Die Beschlusskammer greift diese Möglichkeit auf, indem sie bestimmt, dass das Entgelt jedes Jahr unter Heranziehung des besagten Index an die aktuelle Geldwertentwicklung angepasst wird. Damit wird sichergestellt, dass das Entgelt der allgemeinen Inflation folgt und nicht über die Jahre eine schleichende Absenkung in realer Kaufkraft stattfindet, die zwar im Interesse der Netzkunden wäre und einem prohibitiven Charakter des Entgelts entgegenwirken würde, aber auch eine zuverlässige Deckung der zu erwartenden inflationsbedingten Steigerung der Netzkosten gefährden könnte. Zudem ist zu erwarten, dass auch die Zahlungsbereitschaft der Netzkunden im Zuge der allgemeinen Geldentwertung allmählich ansteigen wird und somit kein Attraktivitätsverlust des Kernnetzes durch die Anpassung seiner Zugangsentgelte an das allgemeine Preisniveau droht. Die Beschlusskammer sieht den Verbraucherpreisgesamtindex des statistischen Bundesamtes als geeigneten Maßstab für die Abbildung der zu erwartenden Preissteigerungen an, da er die Entwicklung des Geldwerts in Deutschland gesamthaft abbildet und ein besserer Anknüpfungspunkt für die spezifischen Inflationseffekte gerade im Bereich der Betriebskosten von Wasserstoffnetzen auf absehbare Zeit nicht ersichtlich ist.

5. Revisionsmechanismus

77 Nach § 28r Abs. 5 S. 1 EnWG führt die Bundesnetzagentur erstmalig zum 01.01.2028 und sodann alle drei Jahre eine Überprüfung des Hochlaufentgelts durch. Stellt sie bei der Überprüfung fest, dass die tatsächliche Entwicklung des Wasserstoffhochlaufs oder des Amortisationskontos erheblich von den Annahmen abweicht, die der vorangegangenen Festlegung des Hochlaufentgelts zu Grunde lagen, soll sie das Hochlaufentgelt nach § 28r Abs. 5 S. 2 EnWG im Wege der Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG so anpassen, dass ein Ausgleich des Amortisationskontos nach § 28r Abs. 3 S. 2 EnWG bis zum 31.12.2055 durch Entgelte ermöglicht wird. Obgleich wie für alle Elemente des intertemporalen Kostenallokationsmechanismus auch diese Bestimmungen der Abweichungskompetenz aus § 28r Abs. 6 S. 1 EnWG unterliegen, hat die Beschlusskammer im Rahmen ihres Ermessens die vom Gesetzgeber angedachte Mechanik in diesen Beschluss übernommen. Als Anknüpfungspunkt für die fortlaufende Überprüfung hat sie allerdings die Entwicklung des intertemporalen Kostenallokationskontos und nicht des

Amortisationskontos gewählt, da nur dieses als Bestandteil des Regulierungsrahmens sinnvoll von ihr überprüft werden kann. Ein praktischer Unterschied ergibt sich daraus nicht, da die beiden Konten sich wirtschaftlich entsprechen.

- 78 Neben der kontinuierlichen Anpassung des Hochlaufentgelts im Wege der Inflationierung wird deshalb ab dem Jahr 2028 regelmäßig ein Revisionsmechanismus durchgeführt, um zu überwachen, ob sich die Entwicklung des intertemporalen Kostenallokationskontos mit den ursprünglich angesetzten Prognosen ungefähr deckt oder ob der angestrebte Ausgleich des Kontos bis zum Jahr 2055 gefährdet erscheint. Hierzu wird die Analyse, die der ursprünglichen Festlegung des Hochlaufentgelts zu Grunde lag, unter Heranziehung jeweils aktueller Erkenntnisse erneut durchgeführt. Eine negative Abweichung von den ursprünglichen Prognosen kann aus verschiedenen Gründen eintreten. Es ist denkbar, dass durch unvorhergesehene Steigerungen der Netzkosten der Kontostand stärker anwächst als erwartet, weil sie nicht durch die Erlöse aus dem inflationsbereinigt statischen Hochlaufentgelt entsprechend ausgeglichen werden. Ferner ist denkbar, dass die Transformation der fossilen Industrie hin zu einer Wasserstoffwirtschaft sich langsamer vollzieht als vorgesehen, weil z. B. der Preis des Gutes Wasserstoff nicht in ausreichendem Maße sinkt, die Wasserstoffproduktion sich schleppend entwickelt oder die Bereitschaft zur Transformation auf Seiten der potentiellen Abnehmer nicht in ausreichendem Maße vorhanden ist, weil etwa aufgrund einer Verschiebung politischer Prioritäten staatliche Fördermittel entfallen. Ein anderes Szenario wäre die Entwicklung eines effizienteren erneuerbaren Substituts für Wasserstoff infolge überraschender technologischer Durchbrüche, welches die Nachfrage einbrechen lässt. Beides würde den Bedarf nach Transportkapazitäten langsamer anwachsen oder wieder sinken lassen und somit dazu führen, dass weniger Erlöse aus Netzentgelten generiert werden können als geplant. Damit kann der Ausgleich des intertemporalen Kostenallokationskontos verzögert oder sogar völlig unmöglich gemacht werden.
- 79 Zeigt sich bei der erneuten Analyse, dass nach aktuellem Stand unter Beibehaltung des geltenden Hochlaufentgelts ein rechtzeitiger Ausgleich des Kostenallokationskontos nicht mehr als wahrscheinlich angesehen werden kann, muss das Entgelt angepasst werden. Hierzu ist eine neue Festlegung zu treffen, die nach den gleichen Kriterien ergeht wie die ursprüngliche Festlegung und das Entgelt wiederum grundsätzlich dauerhaft bzw. bis zum Ende des Hochlaufmechanismus auf einem neuen Niveau verankert. Es kann im Zuge künftiger Revisionsverfahren abermals angepasst werden, wenn entsprechende Notwendigkeiten festgestellt werden. Die Anpassung gilt ex nunc. Im Normalfall dürfte es sich bei einer Anpassung des Hochlaufentgelts um eine Anhebung handeln, um höhere Erlöse zu ermöglichen, dadurch einen der oben beschriebenen negativen Effekte auszugleichen und die Entwicklung des Kontos zu stabilisieren. Denkbar sind allerdings auch Situationen, in denen eine Senkung des Entgelts

angezeigt sein kann, um die Marktfähigkeit des Netzes zu erhöhen und die Auslastung zu verbessern, um wiederum im Ergebnis die Erlöse zu erhöhen. Zeigt sich hingegen, dass eine Beibehaltung des aktuellen Hochlaufentgelts voraussichtlich zu einem Ausgleich des Kontos zu einem früheren Zeitpunkt als zum Jahr 2055 führen wird, muss daraus noch nicht zwingend ein Bedarf folgen, das Entgelt abzusenken, um damit den Abbau des Kontostandes wie ursprünglich geplant bis zum 31.12.2055 zu strecken. Wie oben beschrieben ist es nicht das Ziel des intertemporalen Kostenallokationsmechanismus, im Sinne einer vermeintlich präzisen Verursachungsgerechtigkeit die Belastung einer ganz bestimmten Kundengruppe sicherzustellen.

80 Das Revisionsverfahren wird in einem Turnus von drei Jahren durchgeführt. Damit wird ein kontinuierliches Monitoring des intertemporalen Kostenallokationskontos gewährleistet und sichergestellt, dass eventuelle Fehlentwicklungen rechtzeitig bemerkt werden und eine entsprechende Reaktion auslösen. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass ein kürzeres Intervall nicht erforderlich ist, da sich unter normalen Umständen innerhalb dieses Zeitfensters keine so erhebliche unvorhergesehene Schiefelage einstellen sollte, dass sie einer noch zeitnäheren Korrektur bedarf, um größere Probleme abzuwenden. Zudem ist die Kammer bestrebt, dem Markt während der besonders sensiblen Amortisationsphase ein möglichst hohes Maß an Verlässlichkeit bei der Entgelthöhe zu erreichen, weshalb sie beständige Diskussionen und Unsicherheiten über mögliche Nachjustierungen vermeiden möchte, soweit sie nicht aus den beschriebenen Gründen geboten sind. Aus denselben Erwägungen hat sie einen Automatismus zur Anpassung des grundsätzlich (inflationbereinigt) unveränderbaren Entgelts nur für den Fall einer kritischen Prognose über die Zielerreichung vorgesehen und keine regelmäßige Neufestlegung, mit der beständige Nachjustierungen zur Korrektur auch kleinster Prognoseabweichungen vorgenommen würden. Sollte sich z. B. durch unvorhersehbare disruptive Ereignisse der Bedarf eines schnellen Eingriffs in das System ergeben und der hier vorgesehene Revisionszyklus dafür nicht ausreichen, wäre die Kammer im Übrigen nicht gehindert, notfalls im Wege einer Abänderung dieser Festlegung eine zeitnähere Korrektur zu ermöglichen. Sollte die tatsächliche wirtschaftliche Entwicklung hingegen wenigstens grob mit den initialen Prognosen korrespondieren, würde im Idealfall über die gesamte Amortisationsphase hinweg keine Anpassung erfolgen und das Hochlaufentgelt von 2025 bis 2055 durchgängig gleich bleiben (in realer Kaufkraft).

81 Die im Konsultationsverfahren teilweise geforderte absolute Begrenzung für Entgeltanpassungen erscheint der Beschlusskammer wenig praktikabel. Es dürfte bei einem auf mehrere Jahrzehnte angelegten Mechanismus schwerlich möglich sein, einen Wert zu ermitteln, der über den gesamten Zeitraum hinweg nicht mehr als marktfähig betrachtet werden kann, da sich weder die Inflation noch die Zahlungsbereitschaft der Kunden, die u. a. von Rohstoff-Preisen, Kosten

alternativer Energieträger und Gewinnchancen beeinflusst wird, langfristig vorhersehen lassen. Eine Überforderung der Netzkunden wird ohnehin bereits durch das Prinzip des erlösmaximierenden Entgelts erreicht (dazu sogleich). Die in einigen Stellungnahmen vorgeschlagene Anknüpfung des Hochlaufentgelts an die Gasnetzentgelte ist im Übrigen eine Option unter mehreren, die sich wie alle anderen auch daran messen lassen muss, ob sie einen Ausgleich des Kostenallokationskontos bis zum Jahr 2055 nach den zum Entscheidungszeitpunkt verfügbaren Prognosen wahrscheinlich oder unwahrscheinlich macht. Eine Einbindung der Marktbeteiligten, wie sie von vielen Konsultationsteilnehmern eingefordert wurde, ist schon deshalb obligatorisch, weil für die Bestimmung oder Anpassung des Entgelts wie bei allen Allgemeinverfügungen der Bundesnetzagentur ein Konsultationsverfahren durchzuführen ist. Die ebenfalls teilweise geforderte indikative Aussage zur weiteren Entwicklung des Entgelts erübrigt sich insofern, als jedes Hochlaufentgelt (mit Ausnahme des erlösmaximierenden Entgelts) darauf ausgelegt ist, einen Ausgleich des Kontos bis 2055 herbeizuführen, und somit nach den bei seinem Erlass aktuellen Erwartungen niemals angepasst werden muss.

6. Erlösmaximierendes Entgelt

- 82 Ist ein Ausgleich des Amortisationskontos bis zum 31.12.2055 nach Auffassung der Bundesnetzagentur nicht erreichbar, soll sie nach § 28r Abs. 5 S. 3 EnWG das Hochlaufentgelt so niedrig festlegen, dass es einen höchstmöglichen Gesamterlös ermöglicht. Auch diese Soll-Vorgabe des Gesetzgebers hat die Beschlusskammer im Rahmen ihres Ermessens als sinnvoll erachtet und übernommen. Bei einer sehr ungünstigen Entwicklung aus einem oder mehreren der beschriebenen Gründe kann möglicherweise eine Situation eintreten, in der ein Ausgleich des intertemporalen Kostenallokationskontos bis zum 31.12.2055 voraussichtlich überhaupt nicht mehr erreicht werden kann. Das wäre dann der Fall, wenn wegen erheblicher Kostensteigerungen und/oder dauerhaft niedriger bzw. wieder einbrechender Kapazitätsnachfrage eine so spürbare Erhöhung des Hochlaufentgelts zur Stabilisierung des Kontos indiziert wäre, dass das Entgeltniveau damit prohibitive Wirkung erreichen und in der Folge die Erlöse wegen des dadurch verursachten Wegfalls von Buchungen sogar noch weiter schrumpfen würden. Ein besonders prägnantes, wenn auch aus heutiger Sicht nicht absehbares Beispiel dafür wäre etwa das Auftreten einer attraktiveren Alternativtechnologie, deren Verfügbarkeit die Nachfrage nach Wasserstoff für einen Großteil des Marktes dauerhaft aufheben und das Kernnetz weitgehend überflüssig machen würde. In einem solchen Fall könnte die Bundesnetzagentur keine Entscheidung treffen, die den in Tenorziffer 3 S. 7 aufgestellten Kriterien genügt, da es kein Hochlaufentgelt gäbe, das voraussichtlich zum angestrebten Ergebnis führen würde. In diesem Fall legt sie stattdessen ein nach den verfügbaren Prognosen voraussichtlich erlösmaximierendes

Entgelt fest. Das Entgelt wird also auf denjenigen Stand gesetzt, der soweit abschätzbar nach Preis-Mengen-Kombination die höchsten Erlöse generiert. Damit wird der in vielen Stellungnahmen im Konsultationsverfahren erhobenen Forderung, die Netzkunden im Krisenfall nicht übermäßig zu belasten, bereits Rechnung getragen. Denn ein Ausscheiden von Marktteilnehmern, welche sich die hohen Netzentgelte nicht mehr leisten können oder wollen, wäre genau jener Einbruch der Kapazitätsnachfrage und daraus resultierenden Erlöse, den das erlösmaximierende Entgelt gerade verhindern soll. Es wird also stets auf ein Niveau begrenzt werden, auf welchem Netzkunden soweit absehbar gerade nicht oder jedenfalls nicht in relevantem Umfang aus dem Markt gedrängt werden.

- 83 In einem nur mäßig ungünstigen Szenario könnte ein Ausgleich des Kostenallokationskontos noch zu einem späteren Zeitpunkt als 2055 erreichbar bleiben; dazu käme es allerdings faktisch wegen der Ausgleichsregelung nach § 28s Abs. 1 S. 1 EnWG nicht mehr. In einem sehr ungünstigen Szenario könnten die sich anhäufenden Zinseszinsen ab einem gewissen Punkt solche Dimensionen annehmen, dass sie überhaupt nicht mehr durch realistisch erzielbare Erlöse aufgewogen werden könnten. Die Refinanzierung des Kernnetzes wäre im letzteren Fall endgültig gescheitert und die Infrastruktur wirtschaftlich dauerhaft nicht ohne staatliche Unterstützung lebensfähig. Die Bundesnetzagentur verfügt über keine geeigneten Instrumente, um eine solche (hypothetische!) Entwicklung im Ernstfall abzuwenden. Regulierung kann nur eine sachgerechte Verteilung der Netzkosten innerhalb eines vorhandenen Marktes bewirken, nicht aber einer strukturellen und dauerhaften Unterfinanzierung einer kundenseitig nicht in ausreichendem Maße nachgefragten Infrastruktur abhelfen. Mit der Anwendung des erlösmaximierenden Entgelts wird das höchste Maß an privatwirtschaftlicher Selbstfinanzierung des Kernnetzes ermöglicht, das in einer solchen Situation noch erreichbar ist. Die Politik mag das einer solchen Entscheidung innewohnende Signal im Falle des Falles zum Anlass nehmen, um entsprechende Schlüsse zu ziehen und ggf. zusätzliche Finanzmittel für die Netzbetreiber bereitstellen oder bei Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen den Abbruch des staatlichen Fördermechanismus nach § 28r Abs. 7 EnWG einleiten.

7. Veröffentlichung

- 84 Während der Amortisationsphase veröffentlichen die Netzbetreiber nicht das (in diesem Fall lediglich hypothetische) Entgelt nach Tenorziffer 2, sondern das Hochlaufentgelt nach Tenorziffer 3. Die Veröffentlichungspflicht wird von der Beschlusskammer auch insoweit als sinnvoll erachtet, da das Entgelt aufgrund der stetigen Anpassung an den Verbraucherpreisgesamtindex nicht identisch mit dem von ihr festgelegten Wert bleibt. Zudem sollten die Netzkunden die zukünftigen

Preise unmittelbar bei den Netzbetreibern einsehen können und keine Beschlüsse der Bundesnetzagentur zu Rate ziehen müssen.

V. Intertemporales Kostenallokationskonto (Tenorziffer 4)

- 85 Weichen die mit dem kalenderjährlichen Hochlaufentgelt erzielten Erlöse und die aggregierten genehmigten Kosten der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber voneinander ab, hat die Bundesnetzagentur nach § 28r Abs. 3 S. 1 EnWG jährlich für jeden Wasserstoff-Kernnetzbetreiber die Differenz aus seinen genehmigten Kosten und seinen erzielten Erlösen aus Entgelten unter Berücksichtigung der finanziellen Verrechnung nach § 28r Abs. 1 S. 8 EnWG (d.h. in diesem Fall nach Tenorziffer 5) zu ermitteln. Die Differenzen werden im Rahmen des staatlichen Fördermechanismus nach § 28r Abs. 1 S. 2 EnWG auf einem Amortisationskonto verbucht. Doch auch im Rahmen des regulatorischen Systems (also dem intertemporalen Kostenallokationsmechanismus nach § 28r Abs. 1 S. 2 EnWG im engeren Sinne) bedarf es eines vergleichbaren Kontos. Deshalb führt die Beschlusskammer mit diesem Beschluss ein intertemporales Kostenallokationskonto ein.
- 86 Das intertemporale Kostenallokationskonto dient zur Dokumentation der Beträge, deren Vereinnahmung im Interesse eines marktfähigen Hochlaufentgelts vorerst nicht erfolgt und die deshalb später gegenüber zukünftigen Netzkunden nachgeholt werden darf. Es ist in seiner Funktion grob vergleichbar mit dem Regulierungskonto nach § 5 ARegV, aber auf eine deutlich langfristige Verschiebung von Erlösen ausgelegt. Zudem gibt es lediglich ein netzbetreiberübergreifendes Konto, dessen Betrag sich allerdings anteilmäßig den einzelnen Betreibern des Kernnetzes wirtschaftlich zuordnen lässt.

1. Zu verbuchende Beträge

- 87 Der auf dem Konto zu verbuchende Betrag richtet sich stets nach den Erlösen, welche die einzelnen Netzbetreiber nach den Prognosen, die sie für die Bestimmung der jährlichen Ausgleichzahlungen untereinander vornehmen, und unter Berücksichtigung ebenjener Ausgleichszahlungen im betreffenden Kalenderjahr voraussichtlich erzielen werden. Die Beschlusskammer hat sich dagegen entschieden, als Anknüpfungspunkt die tatsächlichen Erlöse und die sich hieraus ergebenden Differenzen zu den genehmigten Netzkosten zu wählen, obwohl dies auf den ersten Blick sachgerechter erscheint. Die tatsächlichen Erlöse eines Kalenderjahres können stets erst nach dessen Ablauf festgestellt werden. Dies würde dazu führen, dass der Systemwechsel von der Amortisationsphase zum kostendeckenden Entgelt nach Tenorziffer 2 bei Ausgleich des Kontos verzögert erfolgen müsste, weil der Ausgleich des Kontos erst im

Nachhinein festgestellt werden könnte. Sinnvoller erscheint es deshalb, den voraussichtlichen Ausgleich rechtzeitig zu antizipieren und die Modalitäten des Kontos von vorneherein darauf auszurichten. Ungleichgewichte durch ungenaue Prognosen sollten dadurch jedenfalls nicht systematisch entstehen können, da Prognosefehler zugleich den Plan-Ist-Kosten-Abgleich nach § 14 Abs. 1 WasserstoffNEV beeinflussen und entsprechende Korrekturbeträge in den Folgejahren hervorrufen. Der exakte Ausgleich aller Prognoseunschärfen bis zum Ende der Amortisationsphase ist ebenfalls nicht erforderlich, da geringe Restdifferenzen in die eine oder andere Richtung auch unter Geltung der zukünftigen Entgeltmethode im eingeschwungenen Zustand noch über den Plan-Ist-Kosten-Abgleich verarbeitet werden können. Ein für die Erwägungen der Kammer nicht maßgeblicher außerregulatorischer Nebeneffekt ist, dass die im Vorfeld ermittelten Kontostände als Grundlage für Zahlungen im Rahmen des staatlichen Fördermechanismus nach § 28r Abs. 3 EnWG genutzt werden können.

2. Freiwilliger Verzicht

88 Grundsätzlich können alle Beträge, die auf dem intertemporalen Kostenallokationskonto verbucht werden, später auch in Netzentgelte umgesetzt und von den Netzkunden vereinnahmt werden. Dies folgt aus dem Prinzip der Kostenorientierung, das nicht nur eine unbegründete Belastung der Netzkunden verbietet, sondern auch eine Entgeltmethodik ausschließt, welche die vollständige Vereinnahmung genehmigter betriebsnotwendiger Kosten verhindert. Insbesondere kennt die Regulierung deshalb für sich genommen keine Form von Selbstbehalten der Netzbetreiber, wie sie im Rahmen des staatlichen Fördermechanismus in § 28s Abs. 3 EnWG vorgesehen ist. Allerdings kann eine Berücksichtigung erworbener Kontobeträge in den Entgelten endgültig entfallen, soweit ein Netzbetreiber aus freien Stücken darauf verzichtet. Der Gesetzgeber hat sich in § 28r Abs. 4 EnWG dafür entschieden, die Teilnahme am staatlichen Fördermechanismus davon abhängig zu machen, dass ein Netzbetreiber unwiderruflich darauf verzichtet, den Selbstbehalt durch Entgelte zu vereinnahmen, wenn es zu einem staatlichen Ausgleich des Kontos kommt. Diese Regelung soll offenkundig dazu führen, dass der Netzbetreiber die umfassende staatliche Absicherung seiner Risiken zur Vermeidung von Fehlanreizen mit einem gewissen eigenen Restrisiko flankieren soll, welches sich bei Realisierung in einem tatsächlichen wirtschaftlichen Nachteil auswirken und nicht durch regulatorische Möglichkeiten zur späteren Vereinnahmung von den Netzkunden konterkariert werden soll. Die Beschlusskammer hat diese gesetzgeberische Entscheidung nicht zu bewerten, da sie ausschließlich das Förderregime betrifft, welches außerhalb der Regulierung steht. Sie setzt ihre tatsächlichen Auswirkungen aber regulatorisch um, indem sie von entsprechenden Verzichtserklärungen umfasste Beträge aus dem intertemporalen Kostenallokationskonto streicht. Die Beschlusskammer bewertet Beträge, auf die

ein Netzbetreiber nach § 28r Abs. 4 EnWG zu verzichten hat, als verfallen, sofern das Amortisationskonto nach § 28s Abs. 1 EnWG vom Bund ausgeglichen wird. Eine gesonderte Verzichtserklärung gegenüber der Bundesnetzagentur ist dafür nicht erforderlich. Die entsprechenden Beträge werden zunächst wie allen anderen auch auf dem intertemporalen Kostenallokationskonto verbucht und erst beim Ausgleich des Amortisationskontos durch den Bund wieder gelöscht, da sich zuvor schon nicht feststellen lässt, ob die Bedingung für den Verzicht überhaupt eintreten wird. Gründe für eine Verzichtserklärung jenseits des gesetzlich vorgesehenen Selbstbehalts sind für die Beschlusskammer nicht ersichtlich, aber theoretisch vorstellbar und somit nicht ausgeschlossen.

3. Verzinsung

89 Entgegen der Konsultationsfassung dieses Beschlusses ist keine Verzinsung des intertemporalen Kostenallokationskontos vorgesehen. Eine solche wäre nötig, wenn für die Netzbetreiber ein wirtschaftlicher Nachteil aus dem Zeitverzug bei der Rückverdienung der ihnen entstandenen Kosten entstehen würde. Dies ist aber nicht der Fall, da ihnen die benötigte Liquidität faktisch ohne Zeitverzug auf anderem Wege zufließt. So sieht § 28r Abs. 3 EnWG vor, dass die Netzbetreiber unmittelbar eine Erstattung der Differenzen aus genehmigten Kosten und erzielten Erlösen aus öffentlichen Mitteln erhalten, sofern sie am staatlichen Fördermechanismus teilnehmen. Diese Erstattungen gehen zulasten eines Amortisationskontos, dessen Kosten (einschließlich Verzinsung) der dort vorgesehenen kontoführenden Stelle den Kernnetzbetreibern in Rechnung gestellt werden. Somit ist eine Verzinsung bereits in den zu genehmigenden Kosten der Netzbetreiber enthalten. Eine zusätzliche Verzinsung des intertemporalen Kostenallokationskontos würde zu einer ungerechtfertigten Doppelverzinsung führen.

4. Ausgleich des Kontos

90 Das intertemporale Kostenallokationskonto gilt als ausgeglichen, wenn es nach Beginn des Hochlaufs erneut einen Betrag von Null erreicht. Ab diesem Zeitpunkt wurden die Hochlaufkosten vollständig durch nachgeholte Erlöse aus Netzentgelten abgegolten und der privatwirtschaftlich finanzierte Aufbau des Kernnetzes war erfolgreich. Die besonderen Regelungen für die Amortisationsphase haben damit ihren Zweck erfüllt und treten außer Kraft. Es erfolgt ein Wechsel zu einem regulären kostendeckenden Entgelt nach Tenorziffer 2.

91 Kommt es zu einem Ausgleich des Amortisationskontos nach § 28s Abs. 1 EnWG durch den Bund, werden die Netzbetreiber von Zahlungspflichten an den Fördermittelgeber frei. In diesem Fall wäre es nicht zu rechtfertigen, wenn die Netzbetreiber, obwohl ihre Finanzierungslücken aus der

Anwendung des anfangs noch nicht kostendeckenden Hochlaufentgelts durch den Bund bereits gedeckt wurden, die entsprechenden Beträge noch ein weiteres Mal von den Netzkunden vereinnahmen könnten. Deshalb gilt in einem solchen Fall auch das intertemporale Kostenallokationskonto als ausgeglichen.

VI. Ausgleichsmechanismus (Tenorziffer 5)

92 Nach § 28o Abs. 3 S. 1 i. V. m. Abs. 2 Nr. 5 EnWG kann die Bundesnetzagentur Regelungen über wirtschaftliche Ausgleichsmechanismen zwischen den Betreibern von Wasserstoffnetzen treffen. Für das Wasserstoff-Kernnetz ordnet § 28r Abs. 1 S. 8 EnWG explizit an, dass Mehr- oder Mindererlöse, die den einzelnen Wasserstoff-Kernnetzbetreibern durch das bundesweit einheitliche Entgelt entstehen, durch eine finanzielle Verrechnung zwischen den Wasserstoff-Kernnetzbetreibern auszugleichen sind. Auch diese Regelung steht zwar nach § 28r Abs. 6 S. 1 EnWG zur Disposition der Beschlusskammer. Die Beschlusskammer hat jedoch von ihrem Ermessen dahingehend Gebrauch gemacht, die in Tenorziffer 5 beschriebenen Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern einzuführen, die einen wirtschaftlichen Ausgleichsmechanismus bzw. eine finanzielle Verrechnung im Sinne der genannten Normen darstellen.

1. Funktion

93 Der Ausgleichsmechanismus nach Tenorziffer 5 ist erforderlich, weil die aus dem Briefmarkenentgelt (sei es nach Tenorziffer 2 oder 3) erzielten Erlöse nicht die genehmigten Kosten des einzelnen Netzbetreibers abbilden. Ein Netzbetreiber, dessen hypothetisches individuelles Entgelt unter dem Briefmarkenentgelt liegt, wird durch das Briefmarkenentgelt mehr vereinnahmen als er zur Deckung seiner genehmigten Kosten benötigt. Ein Netzbetreiber, dessen spezifisches Entgelt über dem Briefmarkenentgelt liegt, wird seine genehmigten Kosten durch das Briefmarkenentgelt nicht decken können. Sinn und Zweck des Ausgleichsmechanismus ist demnach, die kernnetzweiten Erlöse aus Kapazitätsbuchungen so auszugleichen, dass jeder Netzbetreiber seine genehmigten Kosten durch Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern bei Vermarktung der der Entgeltbildung zugrunde gelegten Absatzmengen grundsätzlich auch decken kann.

94 Dies gilt zumindest für die Zeit nach dem Hochlauf, in welchem die erzielten Erlöse in ihrer Gesamtheit auch tatsächlich den jeweils aktuellen gesamthaften Netzkosten entsprechen. Während der Amortisationsphase sind diese beiden Größen schon nicht deckungsgleich, weshalb auch der Ausgleichsmechanismus keine (zeitlich unmittelbare) exakte Kostendeckung auf der

Ebene des einzelnen Netzbetreibers herzustellen vermag. Stattdessen soll der Ausgleichsmechanismus hier dafür sorgen, dass jeder Netzbetreiber genau jenen Anteil an den vom gesamten Kernnetz erwirtschafteten Erlösen erhält, der seinem Anteil an den Gesamtkosten des Kernnetzes entspricht. Damit hat im Ergebnis jeder Netzbetreiber im gleichen Verhältnis eine temporäre Unterdeckung seiner Netzkosten zu tragen und trägt in einem seiner kostenmäßigen Bedeutung entsprechendem Maße zum Aufbau der auf dem intertemporalen Kostenallokationskonto verbuchten Beträge bei. Während der Abschmelzphase des Kontos partizipiert der Netzbetreiber im gleichen Verhältnis an der Vereinnahmung der nachgeholtten Erlöse.

2. Berechnung der jährlichen Ausgleichszahlung

95 Die Ausgleichszahlungen werden nach folgender Formel bestimmt:

$$Ausgleich_i^t = \frac{K_i^t}{\sum_{i=1}^n K_i^t} \cdot \sum_{i=1}^n E_i^t - E_i^t$$

mit: K_i^t = genehmigte Kosten von Netzbetreiber i im Jahr t ,
 E_i^t = vereinnahmte Entgelte von Netzbetreiber i im Jahr t

Es wird also für jeden Netzbetreiber der prozentuale Anteil seiner genehmigten Netzkosten für das betreffende Kalenderjahr (t) an der Summe der genehmigten Netzkosten aller Netzbetreiber (Anzahl n) für das betreffende Kalenderjahr bestimmt. Dieser wird mit der Summe aller Erlöse aus Netzentgelten von allen Netzbetreibern, die sich bei Anwendung des gemeinsamen Entgelts auf die für das betreffende Kalenderjahr prognostizierten Kapazitätsvermarktungen ergeben, multipliziert. Die jährliche Ausgleichszahlung ergibt sich für jeden Netzbetreiber sodann aus der Differenz zwischen dem so ermittelten Wert und den Erlösen des betreffenden Netzbetreibers im betreffenden Kalenderjahr bei Anwendung des gemeinsamen Entgelts auf seine prognostizierten Kapazitätsvermarktungen.

96 Hat zum Beispiel im Falle $n=2$ der Netzbetreiber A in einem frühen Stadium der Amortisationsphase genehmigte Kosten in Höhe von 100 € und voraussichtliche Erlöse aus Entgelten in Höhe von 25 € und der Netzbetreiber B genehmigte Kosten in Höhe von 50 € und voraussichtliche Erlöse aus Entgelten in Höhe von ebenfalls 50 €, hat der Netzbetreiber A einen Ausgleichsanspruch in Höhe von 25 €, der Netzbetreiber B eine Ausgleichsverpflichtung in Höhe

von 25 €. Auf diese Weise werden die Gesamterlöse so aufgeteilt, dass Netzbetreiber A im Ergebnis zwei Drittel der Gesamterlöse erhält – entsprechend seinem Kostenanteil.

- 97 Die wirtschaftliche Logik hinter dem Ausgleichmechanismus entspricht jener aus den für das Erdgasfernleitungsnetz entwickelten AMELIE-Festlegungen. Würde man die dort angelegte Berechnungsweise auf ein Entgelt nach Tenorziffer 2 anwenden, ergäben sich rechnerisch dieselben Ausgleichsbeträge. Die abstraktere Darstellungsweise in diesem Beschluss war notwendig, um das Auseinanderfallen von (jeweils aktuellen) Kosten und Erlösen während der Amortisationsphase abbilden zu können. Würde man stattdessen die Ausgleichszahlungen nach der AMELIE-Formel in dem Verhältnis senken, in dem die Kosten des Gesamtnetzes während der Amortisationsphase unterdeckt sind (bzw. in dem Maße erhöhen, in denen sie später überdeckt sind), käme man zum gleichen Ergebnis, müsste dafür aber als Zwischenschritt ein fiktives kostendeckendes Entgelt berechnen.
- 98 Einer im Konsultationsverfahren vorgeschlagenen Änderung des Ausgleichsmechanismus zugunsten einer Aufteilung anhand der kumulierten Differenzbeträge folgt die Beschlusskammer nicht. Zum einen konnte ein besserer Verteilungsschlüssel nicht hinreichend konkretisiert werden. Zum anderen wurde bereits vom Vortragenden angemerkt, dass ein anderer Mechanismus die Komplexität zwangsläufig erhöht, während es nicht ersichtlich ist, ob dies zu einer faireren Verteilung der vereinnahmten Entgelte führt. Auch die Beschlusskammer teilt diese Einschätzung.

3. Berechnung der monatlichen Ausgleichszahlung

- 99 Die Netzbetreiber, deren voraussichtliche Erlöse aus Entgelten über den genehmigten Kosten liegen, haben im betrachteten Kalenderjahr monatliche Abschläge in zwölf gleichen Raten bis spätestens zum 15. des jeweiligen Monats anteilig an alle Netzbetreiber des Kernnetzes mit positiver Differenz auszusahlen, also an die Netzbetreiber, deren voraussichtliche Erlöse unter den genehmigten Kosten liegen. Ausgehend von dem vorstehend genannten Beispiel bedeutet das, dass der Netzbetreiber B monatlich 2,085 € (25 €/12 Monate) an den Netzbetreiber A auszusahlen hat. Genauso verhält es sich, wenn das Kernnetz aus mehr als zwei Netzbetreibern besteht. Hat zum Beispiel im Kernnetz (bestehend aus 4 Netzbetreibern) ein Netzbetreiber A eine Ausgleichspflichtung in Höhe von 40 €, ein Netzbetreiber B eine Ausgleichspflichtung in Höhe von 20 €, ein Netzbetreiber C einen Ausgleichsanspruch in Höhe von 35 € und ein Netzbetreiber D einen Ausgleichsanspruch in Höhe von 25 €, muss der Netzbetreiber A seine Ausgleichspflichtung in Höhe von 40 € anteilig an die Netzbetreiber C und D auf monatlicher

Basis auszahlen. Das bedeutet, dass er an den Netzbetreiber C monatlich 1,94 € (23,33 €⁴/12 Monate) und an den Netzbetreiber D monatlich 1,39 € (16,67 €⁵/ 12 Monate) auszuzahlen hat. Gleiches gilt für den Netzbetreiber B. Auch dieser hat seine Ausgleichsverpflichtung in Höhe von 20 € anteilig an die Netzbetreiber C und D zu erfüllen. Das bedeutet, dass er an die Netzbetreiber C monatlich 0,97 € (11,67 €⁶/12 Monate) und an den Netzbetreiber D monatlich 0,69 € (8,33 €⁷/12 Monate) zu zahlen hat.

- 100 Eine Abwicklung der Ausgleichszahlungen über die kontoführende Stelle nach § 28r Abs. 3 S. 2 EnWG, wie sie im Konsultationsverfahren vorgeschlagen wurde, vermag die Beschlusskammer schon deshalb nicht anzuordnen, weil diese Stelle nicht Adressat ihrer regulatorischen Entscheidungen ist. Im Übrigen haben sich die von den Netzbetreibern selbst abgewickelten Zahlungen im Erdgasfernleitungsnetz bereits bewährt, Schwierigkeiten sind dabei nach Kenntnis der Kammer nie aufgetreten.

4. Prognosewerte

- 101 Bei Bildung eines gemeinsamen Entgelts nach Tenorziffer 2 nach Abschluss der Amortisationsphase sind unter prognostizierten Kapazitätsbuchungen dieselben Kapazitäten zu verstehen, die in die Berechnung des gemeinsamen Entgelts einbezogen wurden. Das bedeutet, dass die anzusetzenden Werte der prognostizierten Kapazitätsbuchungen nicht von den Werten abweichen dürfen, die der Berechnung des gemeinsamen Entgelts zugrunde gelegt wurden. Ohne diese Vorgabe hätte der jeweilige Netzbetreiber die Möglichkeit, seine Ausgleichsverpflichtung bzw. seinen Ausgleichsanspruch zu gestalten. Dies hätte zur Folge, dass sich über das gesamte Kernnetz betrachtet die Ausgleichsansprüche und die Ausgleichsverpflichtungen im Normalfall nicht mehr eins zu eins gegenüberstehen und deshalb nicht gewährleistet wäre, dass jeder Netzbetreiber seine genehmigten Kosten auch decken kann.
- 102 Ein Abgleich auf Grundlage der tatsächlichen Erlöse erfolgt nicht. Abweichungen zwischen den genehmigten Kosten und den erzielbaren Erlösen (Mehr- oder Mindererlöse) werden unter Einbeziehung der erhaltenen und geleisteten Ausgleichszahlungen unternehmensindividuell über den Plan-Ist-Kosten-Abgleich nach § 14 Abs. 1 WasserstoffNEV ausgeglichen. Das bedeutet, dass über das Kernnetz erzielte Mehr- oder Mindererlöse nicht gleichmäßig über die Netzbetreiber des Kernnetzes verteilt werden, was einen zusätzlichen Ausgleichsmechanismus auf Basis der

⁴ $40\text{€}/60\text{€} \cdot 35\text{€} = 23,33\text{€}$.

⁵ $40\text{€}/60\text{€} \cdot 25\text{€} = 16,67\text{€}$.

⁶ $20\text{€}/60\text{€} \cdot 35\text{€} = 11,67\text{€}$.

⁷ $20\text{€}/60\text{€} \cdot 25\text{€} = 8,33\text{€}$.

tatsächlich erzielten Erlöse bedingt hätte. Der einzelne Netzbetreiber trägt somit weiterhin das Risiko seiner Mengenprognose.

VII. Staatlicher Fördermechanismus (Tenorziffer 6)

- 103 Nach Art. 5 Abs. 3 S. 2 GasVO bedarf ein intertemporaler Kostenallokationsmechanismus der Genehmigung durch die nationale Regulierungsbehörde. Bereits im Vorfeld dieses Festlegungsverfahrens waren Stimmen zu vernehmen, nach welchen auch der übergangsweise staatliche Ausgleich von systemimmanenten Liquiditätslücken und die Absicherung des dafür zum Einsatz kommenden Amortisationskontos durch eine Garantie des Bundes zum Kostenallokationsmechanismus im Sinne dieses Artikels gehören und somit einer Genehmigung der Bundesnetzagentur bedürfen. Ohne sich diese Rechtsauffassung ausdrücklich zu eigen zu machen, stellt die Beschlusskammer daher vorsorglich klar, dass eine Teilnahme der Kernnetzbetreiber an einem staatlichen Fördermechanismus, über den ihnen die während der Amortisationsphase entstehenden Liquiditätslücken durch Zahlungen ausgeglichen werden und für den Fall eines Misslingens des Hochlaufs ein Ausgleich der entstandenen Kosten zugesichert wird, aus ihrer Sicht sowohl mit Art. 5 Abs. 3 GasVO als auch mit den Grundsätzen dieses Beschlusses vereinbar ist. Namentlich betrachtet sie die Regelungen in §§ 28r f. EnWG und die Teilnahme der Kernnetzbetreiber daran als zulässige Ergänzung der vorliegend getroffenen Bestimmungen. Insbesondere sieht sie die in § 28s Abs. 1 EnWG verankerte staatliche Ausgleichsgarantie im Einklang mit Art. 5 Abs. 3 S. 3 GasVO.
- 104 Die im Konsultationsverfahren vorgeschlagenen Präzisierungen für die Beschreibung des Fördermechanismus werden von der Beschlusskammer nicht übernommen, da es sich um eine abstrakte Regelung handelt, die den Gesetzgeber in der Ausgestaltung dieses Mechanismus nicht einengen soll. Erst recht verbietet sich für die Beschlusskammer der Aufgriff noch weitergehender Forderungen nach inhaltlichen Modifikationen des Förderregimes, die außerhalb ihrer Kompetenz liegen.
- 105 Zahlungen aus dem Fördersystem sind keine Zuschüsse mit entgelteretzender Wirkung nach § 3 Abs. 2 WasserstoffNEV.

VIII. Modifikationen des EnWG und der WasserstoffNEV (Tenorziffer 7)

- 106 Bei den Anpassungen der Bestimmungen des EnWG und der WasserstoffNEV handelt es sich um Regelungen zu Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der Kosten nach § 28o Abs. 3 S. 1 i. V. m. Abs. 2 Nr. 1 EnWG. Nach § 28r Abs. 6 S. 2 EnWG findet die WasserstoffNEV mit Ausnahme von dessen § 10 Abs. 3 und 4 im Grundsatz auf Wasserstoff-Kernnetzbetreiber

Anwendung. Die Bundesnetzagentur kann jedoch durch Festlegung hiervon abweichen, wie sich auch aus § 28o Abs. 3 S. 2 EnWG ergibt. Es ist bereits jetzt absehbar, dass die konzeptionellen Veränderungen, welche sich in den kommenden Jahren im Zuge der Neuordnung der regulatorischen Rahmenbedingungen für die etablierten Netzsektoren Strom und Gas ergeben werden, sich auch auf die WasserstoffNEV auswirken werden. Allerdings erachtet die Beschlusskammer das vorliegende Festlegungsverfahren aufgrund des äußerst knappen Zeitrahmens als ungeeignet für eine Vorwegnahme der damit verbundenen Diskussionsprozesse, weshalb sie die Anpassungen an der Verordnung auf das in diesem Kontext zwingend Notwendige beschränkt. Wie alle Bestandteile dieses Beschlusses gelten die nachfolgenden Bestimmungen nur für Betreiber des Wasserstoff-Kernnetzes. Soweit ein Kernnetzbetreiber zusätzlich ein reguliertes Wasserstoffnetz außerhalb des Kernnetzes betreibt, hat er für beide Netzsparten separate Kostenmeldungen einzureichen, wobei die hier aufgeführten Modifikationen nur für die Kosten des Kernnetzes gelten.

1. Grundsätze der Bestimmung der Netzentgelte (lit. a)

- 107 Nach § 2 Abs. 1 WasserstoffNEV haben die Netzbetreiber im Rahmen der Ermittlung der Netzentgelte ein kostendeckendes Entgeltsystem sicherzustellen und die dafür durchgeführte Verprobung nach § 2 Abs. 2 WasserstoffNEV nachvollziehbar zu dokumentieren. Auch dieser Beschluss sieht eine kostendeckende Entgeltbildung vor, modifiziert sie jedoch sowohl durch die gemeinsame Entgeltbildung durch alle Kernnetzbetreiber als auch durch den intertemporalen Kostenallokationsmechanismus. Deshalb werden die grundlegenden Bestimmungen aus § 2 Abs. 1 und 2 WasserstoffNEV durch die Tenorziffern 2 bis 5 dieses Beschlusses ersetzt. Ferner ermöglicht § 2 Abs. 3 WasserstoffNEV die Ausweisung technisch voneinander unabhängiger Teilnetze mit separater Bepreisung. Solche Teilnetze sind im Wasserstoff-Kernnetz jedoch nicht vorgesehen. Es widerspricht dem Ansatz eines einheitlichen Briefmarkenentgelts, sei es im Hochlaufregime oder im späteren eingeschwungenen Zustand. Die voraussichtliche zukünftige Struktur des Kernnetzes lässt eine kostenmäßige Separierung einzelner Netzbestandteile nicht zu, da sie nicht unabhängig voneinander betrieben werden sollen, sondern ein komplexes Gesamtsystem aufspannen. Vgl. dazu auch die Ausführungen unter II.

2. Kalkulatorische Nutzungsdauern (lit. b)

- 108 § 8 Abs. 4 WasserstoffNEV enthält keinerlei Vorgaben über die Wahl der kalkulatorischen Nutzungsdauern für aktivierte Anlagegüter in Wasserstoffnetzen. Diese umfassenden Freiheitsgrade erscheinen im Kontext eines gemeinsamen Entgeltsystems für eine Mehrzahl von Netzbetreibern, deren Kosten zu einheitlichen Bedingungen in das einheitliche Entgelt (bzw.

übergangsweise in das gemeinsame intertemporale Kostenallokationskonto) einfließen sollen, allerdings wenig sachgerecht. Die Beschlusskammer hat sich daher entschieden, ähnlich wie in den etablierten regulierten Netzsektoren Strom und Gas eine Standardisierung vorzugeben. In Ermangelung besserer Erkenntniswerte greift sie dabei in einem ersten Schritt auf die bewährten und im Hinblick auf die Auswahl der relevanten Anlagenkategorien auch für das Wasserstoffnetz passenden Vorgaben der GasNEV zurück. Dabei berücksichtigt sie jedoch, dass die dort verankerten Abschreibungsdauern, die grob die wirtschaftlichen Betriebsdauern widerspiegeln sollten, nicht ohne weiteres auf die mit Wasserstoff in Berührung kommenden Anlagen übertragbar sind. Zwar verfügen auch die Netzbetreiber selbst zum gegenwärtigen Zeitpunkt nur über geringe Erfahrungen hinsichtlich der langfristigen Haltbarkeit von Wasserstoffinfrastrukturen. Es erscheint jedoch grundsätzlich plausibel, dass die unmittelbar mit Wasserstoff in Berührung kommenden Anlagen eine kürzere technische Nutzungsdauer haben werden, als dies bei vergleichbaren Anlagenklassen in den Gasnetzen der Fall ist. Während dem Problem der Wasserstoffversprödung weitgehend durch die Verwendung geeigneter Materialien entgegengewirkt werden kann, ist zu vermuten, dass es insbesondere bei Armaturen, Verdichteranlagen und ähnlichen Anlagen mit beweglichen Teilen aufgrund der geringeren Molekülgröße des Wasserstoffs eher zu einer nachlassenden Dichtigkeit kommt als es den Erfahrungswerten aus dem Erdgasnetzbetrieb entspricht. Die Beschlusskammer erlaubt deshalb für alle Anlagenkategorien mit Ausnahme der allgemeinen Anlagen eine Verkürzung der Nutzungsdauern auf 35 Jahre, soweit diese nicht ohnehin bereits niedriger liegen. Dieser Wert entspricht den bisherigen Kalkulationen der Netzbetreiber und wurde auch den Analysen im Gutachten der Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG zugrunde gelegt, auf denen das in diesem Beschluss vorgesehene Amortisationssystem basiert.

- 109 Der Verweis bezieht sich ausschließlich auf Anlage 1 der GasNEV, abweichende Festlegungen für den Gassektor bleiben außer Betracht. Namentlich findet der Beschluss BK9-22/614 vom 08.11.2022 (KANU) keine Anwendung, da das Wasserstoff-Kernnetz gerade nicht auf eine vorzeitige Außerbetriebnahme ausgelegt ist und somit kein Bedarf nach einer die theoretische Lebenszeit der Anlagen unterschreitenden Refinanzierungsdauer besteht.
- 110 Soweit Anlagen aus dem Erdgasnetz umgewidmet werden, gelten die Nutzungsdauern nach diesem Beschluss erst ab dem Zeitpunkt der Umwidmung. Sie sind im Wege eines nachträglichen Nutzungsdauerwechsels umzusetzen. Bei einem Anlagengut mit einer ursprünglichen Nutzungsdauer von 55 Jahren (oberer Rand), die nach 30 Jahren umgewidmet wird, kann die Abschreibung des verbleibenden Restwerts also über einen Zeitraum von 5 bis 25 Jahren verteilt werden.

3. Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen (lit. c)

- 111 Im Falle dieser Änderung handelt es sich nicht um eine Abweichung von der WasserstoffNEV nach § 28o Abs. 3 S. 2 EnWG, sondern um eine Abweichung von § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG. Auch insoweit ist die Beschlusskammer nach § 28r Abs. 6 S. 1 EnWG ermächtigt. Diese Änderung bedingt zudem eine Anwendung von § 10 Abs. 3 WasserstoffNEV, obwohl eine solche nach § 28r Abs. 6 S. 2 EnWG nicht vorgesehen ist. Zwar sieht § 28r Abs. 6 S. 1 EnWG ausdrücklich nur die Möglichkeit von Abweichungen von § 28r Abs. 1, 2 und 5 EnWG, nicht aber eine Abweichung von § 28r Abs. 6 S. 2 EnWG vor. Eine Änderung des § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG, die einen besonderen Zinssatz für Altanlagen vorsieht, muss jedoch dennotwendig die entsprechenden Grundregelungen dafür enthalten können. Zudem sieht § 28o Abs. 3 S. 2 EnWG ausdrücklich vor, dass die Bundesnetzagentur von der WasserstoffNEV abweichende Bestimmungen treffen kann. Dann muss sie jedoch erst recht außerkraftgesetzte Bestandteile der WasserstoffNEV wieder in Kraft setzen können, zumal sie ebenso gut eine eigene gleichlautende Bestimmung neu erlassen könnte. Die Alternative dazu wäre eine Anpassung der Berechnung der Restwerte von Altanlagen mit gleichem wirtschaftlichen Ergebnis.
- 112 In § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG wird der Eigenkapitalzinssatz vor Steuern abweichend von § 10 Abs. 3 und 4 WasserstoffNEV einheitlich normiert. Dieser Wert berücksichtigt jedoch nicht, dass für auf ausschließlichen Wasserstofftransport umgestellte Altanlagen des Gasversorgungsnetzes nach § 9 WasserstoffNEV das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung zur Anwendung kommt. Bei der Bestimmung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals nach § 10 Abs. 1 i. V. m. Abs. 3 WasserstoffNEV werden die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter in Tagesneuwerte umgerechnet. Dementsprechend ist in Anlehnung an die Regelung des § 10 Abs. 4 S. 2 WasserstoffNEV der Eigenkapitalzinssatz vor Steuern für Altanlagen um den Durchschnitt der Preisänderungsrate der letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex entsprechend der aus der Gasnetzregulierung bekannten Berechnungslogik nach § 7 Abs. 4 S. 2 GasNEV zu ermäßigen.
- 113 Mit dieser Anpassung bildet die Beschlusskammer zunächst lediglich die sich aus der Logik des Grundsatzes der Nettosubstanzerhaltung ergebenden Besonderheiten bei der Berechnung der Anschaffungs- und Herstellungskosten in dem vom Gesetzgeber in § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG gewählten Zinsniveau ab und stellt damit sicher, dass die Methode der Eigenkapitalverzinsung in sich schlüssig und kohärent ist. Eine abschließende Bewertung des Zinsniveaus ist damit noch nicht verbunden. Nach § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG gilt der dort genannte Zinssatz bis zum 31.12.2027. Obgleich die Beschlusskammer wegen § 28r Abs. 6 S. 1 EnWG auch über dieses

Datum disponieren könnte, benötigt die Entwicklung einer sorgfältig ausgearbeiteten und wissenschaftlichen Grundsätzen genügenden Methode zur sachgerechten Bestimmung eines Eigenkapitalzinssatzes erheblich mehr Zeit, als für das vorliegende Festlegungsverfahren zur Verfügung steht, und wird unter Berücksichtigung der entsprechenden konzeptionellen Überlegungen für die Netzsektoren Strom und Gas für die Zeit nach Außerkrafttreten der dortigen Entgeltverordnungen erfolgen. Auch wird das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung (wie auch andere Elemente der Eigenkapitalverzinsungsmethodik) mit diesem Beschluss schon aufgrund des oben schon angesprochen engen zeitlichen Rahmens für das Verfahren für sich genommen noch keiner näheren Bewertung unterzogen, was eine Veränderung dieses Prinzips in späteren Grundsatzentscheidungen zur Wasserstoffregulierung wie auch zu anderen regulierten Netzsektoren nicht ausschließt.

- 114 Da es sich bei dem gesetzlich normierten Eigenkapitalzinssatz in § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG um einen Vorsteuerzinssatz handelt, ist bei der Berechnung des Nachsteuerzinssatzes zur Ermittlung des Altanlagenzinssatzes der Steueranteil zu berücksichtigen. Unter Steuern im Sinne des § 10 Abs. 4 WasserstoffNEV sind Ertragssteuern zu verstehen. Ertragssteuern umfassen Gewerbe- und Körperschaftssteuern. Da die Gewerbesteuer bereits in § 11 WasserstoffNEV Berücksichtigung findet, wird für die Bestimmung des Steuerfaktors allein auf die Körperschaftsteuer abgestellt.
- 115 Nach Auffassung der Kammer ist bei der Bestimmung des Steuerfaktors nicht auf die unternehmensindividuelle steuerliche Situation in Abhängigkeit der Gesellschaftsform abzustellen. Maßgeblich ist vielmehr – wie auch bei der Gewerbesteuer – eine kalkulatorische Sichtweise. Es wird daher grundsätzlich unterstellt, dass der volle Steuersatz anzusetzen ist. Andernfalls würde die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes in Abhängigkeit von der steuerlichen Situation zu unternehmensindividuellen Zinssätzen vor Steuern führen.
- 116 Die Beschlusskammer berücksichtigt bei dem Zinssatz neben der Körperschaftsteuer auch den Solidaritätszuschlag, da er einen Zuschlag auf die Körperschaftsteuer darstellt. Der Solidaritätszuschlag gilt zum Zeitpunkt der Entscheidung insofern fort, als er von Kapitalgesellschaften auch zukünftig abgeführt werden soll. Bei einem Körperschaftsteuersatz von 15 % ergibt sich ein Steuerfaktor in Höhe von 0,15825 mit $0,15 \times 1,055$. Da die Bemessungsgrundlage für die Körperschaftsteuer der Gewinn vor sämtlichen Steuern und somit auch vor der Gewerbesteuer ist, ist die Gewerbesteuer im Steuerfaktor entsprechend zu berücksichtigen. Der Gewerbesteuersatz ergibt sich aus der Multiplikation eines bundesweiten

Durchschnitts des Hebesatzes 403⁸ mit der festgeschriebenen Messzahl von 0,035. Daraus folgt ein durchschnittlicher Gewerbesteuersatz in Höhe von 14,105 %.

- 117 Dementsprechend berechnet sich der für die Berechnung des Nachsteuerzinssatzes relevante Steuerfaktor wie folgt:

$$s = \frac{1 - GewSt}{1 - GewSt - KSt}$$
$$s = \frac{1 - 0,14105}{1 - 0,14105 - 0,15825}$$
$$s = 1,226$$

- 118 Hieraus lässt sich der Nachsteuerzinssatz für Neuanlagen nach der folgenden Formel berechnen, welche die Korrektur um die Körperschaftssteuer vornimmt.

$$Eigenkapitalzinssatz_{Neuanlagen\ nach\ Steuern} = Eigenkapitalzinssatz_{Neuanlagen\ vor\ Steuern} / Steuerfaktor$$

- 119 Die Berechnung des Eigenkapitalzinssatzes vor Steuern erfolgt nach der folgenden Formel, die den Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen nach Steuern um den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt des Verbraucherpreisindexes korrigiert und anschließend die notwendige Anpassung um die Körperschaftssteuer mittels des zuvor ermittelten Steuerfaktors vornimmt. Dabei wird der Durchschnitt des Verbraucherpreisindexes auf den Durchschnittswert des zum Beschlusszeitpunkt letzten abgeschlossenen Kalenderjahres 2023 fixiert, da auch der Basiszinssatz aus § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG (jedenfalls vorerst) keiner fortlaufenden Anpassung unterliegt und die Berechnungslogik somit nur kohärent ist, wenn auch die Ausgangswerte statisch bleiben.

$$Eigenkapitalzinssatz_{Altanlagen\ vor\ Steuern} = (Eigenkapitalzinssatz_{Neuanlagen\ nach\ Steuern} - Preisänderungsrate) \times Steuerfaktor$$

⁸ [https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/08/PD23_332_713.html#:~:text=WIESBADEN%20%E2%80%93%20Die%20Gemeinden%20in%20Deutschland,Statistische%20Bundesamt%20\(Destatis\)%20mit.](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/08/PD23_332_713.html#:~:text=WIESBADEN%20%E2%80%93%20Die%20Gemeinden%20in%20Deutschland,Statistische%20Bundesamt%20(Destatis)%20mit.)

- 120 Dem im Konsultationsverfahren vorgebrachten abweichenden Ansatz einer Reduktion des Altanlagenzinseszinses im selben Verhältnis des Altanlagenzinssatzes (7,73%) zum Neuanlagenzinssatz (9,00%) gem. § 9 Abs. 4 WasserstoffNEV vermochte die Beschlusskammer nicht zu folgen. Der im Gesetzgebungsprozess – auch als Element des Förderkonzepts – gefundene Wert, der Eingang in § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG gefunden hat, wurde aus Zinsreihen am aktuellen Rand abgeleitet. Insofern ist es sachgerecht, den Nominalzinssatz um eine Preissteigerungsrate zu ermäßigen, die ebenfalls am aktuellen Rand ermittelt wurde. Zu erwägen ist, ob ein 10-Jahresdurchschnitt oder die Preisänderungsrate des letzten abgeschlossenen Jahres 2023 in Abzug zu bringen ist. Da (zumindest in Bezug auf die Altanlagen) die Verzinsung eines Bestandsnetzes ermittelt werden soll und eben nicht die Verzinsung einer einzelnen Neuinvestition am aktuellen Rand, ist es sachgerecht, einen langjährigen Durchschnitt der Preisänderungsrate zu berücksichtigen. Damit geht auch nicht direkt eine geringere Verzinsung des Anlagevermögens einher. Die Verzinsung der Altanlagen im System der Nettosubstanzerhaltung sieht schließlich eine Bemessung der Verzinsungsbasis zu Tagesneuwerten vor. Auch diesbezüglich sind erhebliche Preissteigerungen in den letzten Jahren zu verzeichnen. Einseitig nur die höhere Verzinsungsbasis, aber nicht umgekehrt eine höhere allgemeine Preisänderungsrate bei der Ermittlung des Realzinssatzes zu berücksichtigen, würde die Netzbetreiber einseitig begünstigen.
- 121 Im Übrigen erscheint auch die in die Konsultation eingebrachte Forderung nach einer Anpassung der EK II-Verzinsung an die Bedingungen des Kapitalkostenaufschlags nicht sachgerecht. Der dortige Zinssatz wird nur bis zum Ende der jeweiligen Regulierungsperiode gewährt und fällt sodann auf das für die jeweilige Periode festgelegte reguläre Niveau zurück. Im Bereich des Wasserstoffkernnetzes geht es jedoch um die Verzinsung eines Bestandsnetzes und nicht wie im Kapitalkostenaufschlag um die Verzinsung einzelner Neuinvestitionen.

4. Kalkulatorische Behandlung von staatlichen Fördermitteln (lit. d)

- 122 Zahlungen aus dem Fördermechanismus des Bundes nach § 28r Abs. 3 S. 4 EnWG führen insbesondere in der Anfangsphase des Hochlaufs zu erheblichen Erlösen, welche die sachgerechte Ermittlung der betriebsnotwendigen Netzkosten bei einer kostenmindernden kalkulatorischen Berücksichtigung drastisch nach unten verfälschen würden. In der späteren Abschmelzphase würde umgekehrt eine Berücksichtigung der Rückführung der Fördermittel, also der Ausgleichszahlungen bei Differenzen zugunsten des Amortisationskontos nach § 28r Abs. 3 S. 4 Hs. 1 Var. 2 EnWG die Netzkosten nach oben verzerren. Da das regulierte Entgeltsystem jedoch die realen Netzkosten ohne Verfälschung durch die – nur temporäre und gerade auf die

genehmigten Kosten aufsetzende – Zwischenfinanzierung des Bundes abbilden soll, müssen deren Effekte bei der Bestimmung der Netzkosten neutralisiert werden.

- 123 Dies gilt ebenso für Bilanzpositionen, die mit dem Fördermechanismus in Verbindung stehen. Es ist derzeit nicht mit letzter Gewissheit absehbar, ob und ggf. ab welchem Zeitpunkt, in welchem Umfang und unter welchen Umständen die konkrete Ausgestaltung der Fördermodalitäten handelsrechtlich die Bildung von Rückstellungen oder die Einbuchung von Verbindlichkeiten für Zahlungen an den Bund erforderlich machen wird. Unabhängig von der handelsbilanziellen Perspektive wäre es jedoch jedenfalls regulatorisch sachwidrig, entsprechende Bilanzpositionen als Abzugskapital zu bewerten und damit das kalkulatorische Eigenkapital zu schmälern. Zum einen würde dies die tatsächliche wirtschaftliche Lage der Netzbetreiber nicht adäquat abbilden, da die Zahlungsverpflichtungen wegen der sehr weitgehenden staatlich garantierten Absicherung keine echte wirtschaftliche Belastung für die Unternehmen darstellen und nur dann zu erfüllen sind, wenn die dafür notwendigen Mittel auch tatsächlich durch Erlöse von den Netzkunden erwirtschaftet werden können. Zum anderen dürfte die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung damit potenziell drastisch reduziert oder sogar deutlich ins Negative gedrückt und damit jeglicher wirtschaftliche Anreiz für den Netzbetrieb beseitigt werden. Es würde nicht nur der staatliche Fördermechanismus, sondern auch der in diesem Beschluss angelegte intertemporale Kostenallokationsmechanismus ad absurdum geführt.

5. Vorlaufkosten (lit. e)

- 124 Die Arbeiten zum Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes müssen denknotwendig beginnen, bevor dieses erstmals in der Lage sein wird, Wasserstoff zu transportieren und Erlöse aus der Vermarktung von Kapazitäten zu generieren. Gleichwohl müssen auch diese Kosten über Entgelte refinanziert werden können. Um auch die schon früher entstandenen Vorlaufkosten in den Entgelten abbilden zu können, können sie – soweit betriebsnotwendig – im Rahmen der jeweils ersten Kostengenehmigung auch für alle vorherigen Kalenderjahre geltend gemacht werden. Dies betrifft namentlich alle Kosten aus Kalenderjahren vor dem Jahr 2025, deren Beantragung vor Inkrafttreten dieses Beschlusses ansonsten überhaupt nicht möglich wäre. Um den Zeitverzug in der regulatorischen Berücksichtigung abzubilden, werden die Kosten analog dem Regulierungskonto nach § 5 ARegV verzinst. Soweit die Kosten zu einem Zeitpunkt entstanden sind, für den noch kein testierter Tätigkeitsabschluss nach § 28k Abs. 2 S. 3 EnWG vorliegt, können erhöhte Anforderungen an den Nachweis der Kosten bestehen. Falls bereits in Vorjahren entstandene Kapitalkosten für Anlagen im Bau geltend gemacht werden, ist mit diesen korrespondierendes Abzugskapital selbstverständlich ebenfalls zu berücksichtigen.

125 Für die erstmalige Einreichung von Kosten ist die Eigenschaft als Kernnetzbetreiber noch nicht zwingend erforderlich, es bedarf also weder der Ausgründung einer separierten Wasserstoff-Kernnetzsparte noch einer Zertifizierung, solange für das Jahr, für welches Kosten geltend gemacht werden, ernstlich mit dem Erwerb dieser Eigenschaft zu rechnen ist.

6. Berechnung des Plan-Ist-Kosten-Abgleichs (lit. f)

126 Nach § 14 Abs. 1 S. 1 WasserstoffNEV wird für jedes Jahr die Differenz aus den aus Netzentgelten erzielten Erlösen und den genehmigten Ist-Kosten bestimmt, um diese sodann mit den jeweils aktuellen Plankosten zu verrechnen. Im Kontext der mit vorliegendem Beschluss etablierten Entgeltmethodik bedarf dieser Abgleich einer Modifikation, um sachgerechte Differenzbeträge bestimmen zu können. Zum einen müssen die Ausgleichszahlungen nach Tenorziffer 5 in den Erlösen berücksichtigt werden, da erst nach dem Ausgleich das tatsächliche wirtschaftliche Ergebnis des Netzbetreibers für das betreffende Kalenderjahr bestimmt werden kann. Zum anderen sind all jene Beträge aus der Rechnung zu eliminieren, die auf dem intertemporalen Kostenallokationskonto verbucht werden. Andernfalls würden die Mindererlöse vom Beginn der Amortisationsphase doppelt berücksichtigt und einerseits langfristig zu Lasten zukünftiger Netzkunden, andererseits aber auch kurzfristig in den unmittelbar anstehenden Kalenderjahren durch Erhöhung der Plankosten angesetzt werden. Der gleiche Effekt träte am Ende der Amortisationsphase spiegelbildlich bei den Mehrerlösen ein. Deshalb werden Differenzen, die aus der Diskrepanz zwischen dem Hochlaufentgelt und den genehmigten Netzkosten resultieren, aus dem regulären Plan-Ist-Kosten-Abgleich entfernt und ausschließlich über das intertemporale Kostenallokationskonto abgewickelt.

7. Korrektur der Plankosten um Plan-Ist-Kosten-Abgleich (lit. g)

127 Die nach den vorgenannten Grundsätzen ermittelten Differenzwerte zwischen genehmigten Kosten und tatsächlichen Erlösen werden als Korrekturbetrag unmittelbar von den zu genehmigenden Plankosten für das jeweils überüberrnächste Kalenderjahr in Abzug gebracht bzw. diesen hinzugerechnet. Dadurch wird die notwendige Berücksichtigung der Planabweichungen in den zukünftigen Kostengenehmigungen hergestellt. In der ursprünglichen Systematik der WasserstoffNEV würde dieser Schritt in der Verprobungsrechnung nach § 2 Abs. 1 WasserstoffNEV zur Bestimmung der Entgelte erfolgen, die im Anwendungsbereich dieses Beschlusses jedoch durch die Vorgaben aus Tenorziffer 2 und 3 ersetzt wird.

8. Übermittlung der Kostendaten (lit. h)

- 128 Nach § 14 Abs. 2 S. 1 WasserstoffNEV sind die Plan-Kosten für das nachfolgende Kalenderjahr inklusive der zugehörigen Kalkulationsgrundlage jeweils zum 30.09. an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Diese hat sodann nach § 14 Abs. 2 S. 2 WasserstoffNEV drei Monate Zeit für deren Prüfung, unbeschadet fristverlängernder Ereignisse also regelmäßig bis zum 31.12. Die Ist-Kosten des vorangegangenen Jahres werden gem. § 14 Abs. 3 S. 1 WasserstoffNEV ebenfalls bis zum 30.09. übermittelt, hier beträgt die Prüfungszeit 15 Monate, also regelmäßig bis zum 31.12. des Folgejahres.
- 129 Diese Zeitfenster liegen im Kontext der hier festgelegten Entgeltmethode zu nah am Jahresende. Die Genehmigung der Plankosten muss wenigstens einige Monate vor Jahresende erfolgen, damit die Netzbetreiber auf dieser Grundlage rechtzeitig die Ausgleichzahlungen nach Tenorziffer 3 und (nach Beendigung der Amortisationsphase) das gemeinsame Entgelt nach Tenorziffer 2 berechnen können. Auch die Genehmigung der Ist-Kosten muss zu einem früheren Zeitpunkt erfolgen, damit die Ergebnisse des Plan-Ist-Kosten-Abgleichs in den Plankosten berücksichtigt werden können. Deshalb hat die Beschlusskammer entschieden, den gesamten in der Norm angelegten Zeitablauf um drei Monate nach vorne zu verlegen. Hierdurch sollten alle Beteiligten genug Zeit gewinnen, um die vorgesehenen Verfahrensschritte rechtzeitig durchzuführen. Zugleich geht die Kammer davon aus, dass die Netzbetreiber in der Lage sein werden, die entsprechenden Unterlagen jeweils bis zum 30.06. aufzubereiten. Sie weist darauf hin, dass diese Fristen hinsichtlich der Plankosten bereits im Jahr 2024 einzuhalten sind, um eine reibungslose Implementierung des Systems für das Jahr 2025 zu gewährleisten.
- 130 Soweit es wegen unzureichender Unterlagen zu Fristverlängerungen kommt, können Situationen entstehen, in denen die notwendigen Kostengenehmigungen für einzelne Netzbetreiber trotz allem nicht vor Beginn des entsprechenden Kalenderjahres bzw. vor den im Vorfeld durchzuführenden Berechnungen vorliegen. In diesem Fall sind die genehmigten Kosten bestmöglich zu schätzen. Diesbezügliche Fehlprognosen können ebenso wie Mengenabweichungen über den Plan-Ist-Kosten-Abgleich aufgefangen werden.

9. Außerplanmäßige Abschreibungen (lit. i)

- 131 Bei der Tenorziffer 7 lit. i) handelt es sich lediglich um eine klarstellende Bestimmung. Im Laufe des Festlegungsverfahrens stellte sich heraus, dass § 28s Abs. 5 S. 2 EnWG bei einigen Akteuren gewisse Fragen hervorrief. Hiernach können die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber eine außerplanmäßige Abschreibung zulasten des Amortisationskontos bis zur Höhe der regulierten kalkulatorischen Restwerte durchführen, sofern im Falle einer Kündigung des

Amortisationskontos durch den Bund der Betrieb des Wasserstoff-Kernnetzes fortgeführt wird. Dies kann zu dem Umkehrschluss verleiten, dass im Falle einer Einstellung des Netzbetriebs im Kündigungsfall eine solche außerplanmäßige Abschreibung gerade nicht zulässig sein soll.

- 132 Nach Auffassung der Beschlusskammer ist die gesetzliche Anordnung aus § 28s Abs. 5 S. 2 EnWG ausschließlich deshalb auf eine Fortsetzung des Netzbetriebs begrenzt, weil es für den Fall einer Betriebseinstellung keiner gesonderten Regelung bedurfte. Werden noch nicht abgeschriebene Anlagegüter wirtschaftlich nicht mehr benötigt – wie es insbesondere bei einer Betriebseinstellung der Fall ist – und lassen sie sich auch nicht auf sonstige Weise verwerten, entspricht es (anders als bei einer Fortsetzung ihres Gebrauchs) allgemeinen betriebswirtschaftlichen Grundsätzen, die wertlos gewordenen Güter im Wege einer Sonderabschreibung aus der Bilanz zu eliminieren. Es erscheint der Kammer klar ersichtlich, dass diese Abschreibung in den Netzkosten zu berücksichtigen ist. Soweit die Bundesnetzagentur in den Netzsektoren Strom und Gas häufig Kürzungen bei derartigen Abschreibungen vornimmt, begründet sich dies aus dem Budgetprinzip der Anreizregulierung, das auch für bereits abgeschriebene Anlagen für eine gewisse Zeitspanne weiterhin Abschreibungen und eine Verzinsung gewährt. In der WasserstoffNEV gibt es keine vergleichbaren kompensatorischen Effekte. Auch stellt sich bei einer jährlichen Kostenprüfung nicht der Verdacht, dass die Wertlosigkeit der Anlagen bereits zu einem früheren Zeitpunkt als im Basisjahr eingetreten sein könnte.
- 133 Diese Ausführungen beziehen sich ausschließlich auf Fälle, in denen Bestandteile des Netzes (oder auch das Netz insgesamt) vollständig aus dem Netzbetrieb herausfallen. Eine Veräußerung an einen anderen Netzbetreiber (ggf. auch einen regulierten oder nicht regulierten Netzbetreiber außerhalb des Kernnetzes) für einen Kaufpreis unterhalb des kalkulatorischen Restwertes berechtigt nicht zu einer regulatorisch anerkennungsfähigen Sonderabschreibung. Im Übrigen muss der Versuch einer Veräußerung außer Betrieb genommener Güter selbstverständlich nur unternommen werden, soweit dadurch eine Gewinnerzielung zumindest plausibel erscheint. Die Beschlusskammer erwartet also nicht die Ausgrabung von Leitungen, wenn eine Rückbauverpflichtung nicht besteht und die Kosten der Verwertung einen möglichen Veräußerungsgewinn ersichtlich übersteigen würden.

IX. Exklusivität der Entgeltbestimmungen (Tenorziffer 8)

- 134 Andere Entgelte als die in diesem Beschluss vorgesehenen sind nicht zulässig. Damit wird sichergestellt, dass die hier festgelegten Bestimmungen nicht durch alternative Gestaltungen umgangen werden. Soweit das Aufkommen neuer Produktgattungen im Markt zusätzliche

Entgeltvarianten impliziert, kann dem mit einer Anpassung dieses Beschlusses Rechnung getragen werden. Aufgrund einiger Missverständnisse im Konsultationsverfahren wird ausdrücklich klargestellt, dass die Bestimmung spätere Ergänzungsfestlegungen nicht ausschließt oder einengt, sondern ausschließlich eigenmächtige Entgeltkreationen ohne regulatorische Grundlage verhindern soll. Die Regelung orientiert sich an der entsprechenden Bestimmung in § 15 Abs. 8 GasNEV.

X. Kosten (Tenorziffer 9)

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

XI. Sonstiges

136 Da die Festlegung gegenüber allen in Deutschland tätigen Wasserstoff-Kernnetzbetreibern erfolgt, ersetzt die Beschlusskammer die Zustellung nach § 73 Abs. 1 S. 1 EnWG gemäß § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG durch eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung. Die öffentliche Bekanntmachung wird gemäß § 73 Abs. 1a S. 2 EnWG dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Regulierungsbehörde im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden. Die Festlegung gilt nach § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Regulierungsbehörde 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).

Bonn, den 06.06.2024

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzer

Klaus Müller

Barbie Kornelia Haller

Dr. Christian Schütte

Beisitzerin

Beisitzer

Beisitzerin

Anne Christine Zeidler

Achim Zerres

Dr. Annegret Groebel