Bundesnetzagentur

Große Beschlusskammer Energie

Geschäftszeichen: GBK-24-02-1#3

BESCHLUSS

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 EnWG i.V.m. §§ 21, 21a EnWG

wegen der **Festlegung der Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (StromNEF)**

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

durch

den Vorsitzenden	Klaus Müller,
die Beisitzerin	Barbie Kornelia Haller,
die Beisitzerin	Dr. Daniela Brönstrup,
den Beisitzer	Karsten Bourwieg,
den Beisitzer	Achim Zerres
und den Beisitzer	Alexander Lüdtke-Handjery

unter Beiladung von

Lichtblick SE, Klostertor 1, 20097 Hamburg, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Beigeladene –

am 08.12.2025 beschlossen:

1. Adressaten

[1]Diese Festlegung richtet sich an alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 3 Nr. 3 EnWG[1] (Netzbetreiber im Sinne dieser Festlegung).

2. Anwendungsbereich

[1]Die Festlegung regelt

a) die Methode zur Bestimmung des Ausgangsniveaus für die Bestimmung der Erlösobergrenzen in einer Anreizregulierung nach Maßgabe der Festlegung RAMEN[2] ab der 5. Regulierungsperiode (Beginn 01.01.2029) mit dem Basisjahr 2026 durch eine Kostenprüfung und
b) die Methode zur Ermittlung der Netzkosten als Grundlage für eine Genehmigung der Entgelte für den Netzzugang (Entgeltgenehmigung) gemäß § 23a EnWG ab dem Jahr 2029.

[2]Im Falle einer Überprüfung von Entgelten gemäß § 110 Abs. 4 EnWG finden die Regelungen der Tenorziffer 3.3 Satz 2 sowie die Tenorziffern 4 bis 13 entsprechend Anwendung.

3. Netzkostenermittlung durch Kostenprüfung

3.1.

Für die Bestimmung des Ausgangsniveaus und für die Genehmigung der Entgelte für den Netzzugang gemäß § 23a EnWG sind die Netzkosten nach den Tenorziffern 4 bis 13 dieser Festlegung im Wege einer Kostenprüfung zu ermitteln.

[1] § 3 Nr. 9 EnWG in der Fassung des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, BR-Dr. 383/25.

[2] Soweit in dieser Festlegung auf die RAMEN-Festlegung Bezug genommen wird, handelt es sich um die Festlegung RAMEN Strom in der jeweils geltenden Fassung.

3.2.

[1]Die Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus erfolgt auf Grundlage des in der Festlegung RAMEN (GBK-24-01-3#3) bestimmten Basisjahres. [2]Plankosten sind nicht berücksichtigungsfähig.

3.3.

[1]Die Kostenprüfung zur Entgeltgenehmigung gemäß § 23a EnWG für einen Netzbetreiber, für den nach Maßgabe der Festlegung RAMEN (GBK-24-01-3#3) noch keine kalenderjährliche Erlösobergrenze bestimmt werden kann, erfolgt auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. [2]Gesicherte Erkenntnisse über das Planjahr können dabei berücksichtigt werden.

4. Grundsätze der Netzkostenermittlung

4.1.

[1]Kosten des Netzbetriebs sind nach Maßgabe der in Tenorziffer 5.1 der Festlegung RAMEN aufgeführten Grundsätze anzusetzen. [2]Ausgehend von den Gewinn- und Verlustrechnungen für die Elektrizitätsverteilung nach § 6b Abs. 3 EnWG des nach Tenorziffer 3 maßgeblichen Bezugsjahres ist zur Bestimmung der Netzkosten eine kalkulatorische Rechnung zu erstellen. [3]Bis zur erstmaligen Erstellung der jeweiligen Gewinn- und Verlustrechnung nach § 6b Abs. 3 EnWG ist abweichend von Satz 2 der Bestimmung der Netzkosten jeweils eine auf den Tätigkeitsbereich Elektrizitätsverteilung beschränkte und nach handelsrechtlichen Grundsätzen ermittelte Gewinn- und Verlustrechnung des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres zu Grunde zu legen.

4.2.

[1]Die Netzkosten setzen sich unter Beachtung von Tenorziffer 4.1 S. 1 und 2 aus Kapitalkosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) zusammen. [2]Kapitalkosten sind die kalkulatorischen Abschreibungen gemäß Tenorziffer 9, die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung gemäß Tenorziffer 10 sowie die kalkulatorische Gewerbesteuer nach Tenorziffer 12, abzüglich der kostenmindernden Erträge aus Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen gemäß Tenorziffer 13. [3]Betriebskosten sind die übrigen Kosten und Erlöse bzw. Erträge des Netzbetreibers. [4]Kapitalkosten des Verpächters gemäß Tenorziffer 5 gelten als Kapitalkosten im Sinne des Satzes 2. [5]Kapitalkosten eines Dienstleisters gemäß Tenorziffer 6 gelten als Betriebskosten im Sinne des Satzes 3.

4.3.

[1]Einzelkosten des Netzes sind dem Netz direkt zuzuordnen. [2]Kosten des Netzes, die sich nicht oder nur mit unvertretbar hohem Aufwand als Einzelkosten direkt zurechnen lassen, sind als Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte Schlüsselung dem Elektrizitätsverteilernetz zuzuordnen. [3]Die zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht sein und den Grundsatz der Stetigkeit beachten. [4]Die Schlüssel sind für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren. [5]Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. [6]Die hierfür maßgeblichen Gründe sind nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren.

5. Überlassung betriebsnotwendiger Anlagengüter

[1]Kosten oder Kostenbestandteile, die auf Grund einer Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter anfallen, sind nach Maßgabe der nachfolgenden Sätze bei der Netzkostenermittlung zu berücksichtigen. [2]Sie können nur in der Höhe als Kosten anerkannt werden, wie sie anfielen, wenn der Netzbetreiber Eigentümer der Anlagegüter wäre. [3]Diese Kosten sind im Einzelnen vom Netzbetreiber nachzuweisen und ersetzen die in der Gewinn- und Verlustrechnung des Netzbetreibers hierauf entfallenden Kosten. [4]Ausgangspunkt für die Ermittlung der Kosten ist die Gewinn- und Verlustrechnung des Verpächters für die Elektrizitätsverteilung nach § 6b Abs. 3 EnWG; die Kostenprüfung erfolgt auch hier nach Maßgabe der Tenorziffern 3 bis 13. [5]Aufwandsgleiche Kosten des Verpächters sind in Abgrenzung zu Dienstleistungen gemäß Tenorziffer 6 nur anerkennungsfähig, soweit sie im Zusammenhang mit der Überlassung der Anlagegüter stehen.

6. Dienstleistungen

[1]Kosten oder Kostenbestandteile für Dienstleistungen, die Unternehmen gegenüber einem Netzbetreiber erbringen, sind nach Maßgabe der nachfolgenden Sätze bei der Netzkostenermittlung zu berücksichtigen. [2]Kosten können maximal in der Höhe anerkannt werden, wie sie unter Anwendung der Grundsätze der Netzkostenermittlung im Sinne dieser Festlegung tatsächlich angefallen und marktgerecht sind. [3]Die in der Gewinn- und Verlustrechnung des Netzbetreibers auf die Dienstleistungen entfallenden Kosten bilden die Obergrenze. [4]Gewinnaufschläge von Dienstleistern aus dem vertikal integrierten Unternehmen sind nicht anerkennungsfähig.

7. Aufwandsgleiche Kostenpositionen

[1]Aufwandsgleiche Kostenpositionen sind den nach § 6b Abs. 3 EnWG erstellten Gewinn- und Verlustrechnungen für die Elektrizitätsverteilung zu entnehmen und nach Maßgabe der Tenorziffern 4 bis 6 bei der Bestimmung der Netzkosten zu berücksichtigen.

[2]Kostenpositionen, die sich durch andere Mechanismen oder im Zeitverlauf regelmäßig vollständig ausgleichen, sind in den Netzkosten nicht anerkennungsfähig, weder in den Kosten noch in den Erlösen und Erträgen.

[3]Zinsaufwendungen und Zinserträge sind nicht in den aufwandsgleichen Kosten und Erträgen zu berücksichtigen. [4]Die Bestimmung und Anpassung von Kostenanteilen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, nach Tenorziffer 7 sowie volatilen Kostenanteilen nach Tenorziffer 8 der Festlegung RAMEN bleibt unberührt.

[5]Aufwendungen für Anlagenabgänge können bei der Bestimmung der aufwandsgleichen Kosten berücksichtigt werden; Ausgangspunkt sind die kalkulatorischen Restwerte derjenigen Anlagen, die seit dem 31.12. des vorherigen Basisjahres bis zum 31.12. des der Bestimmung des Ausgangsniveaus zugrunde liegenden Basisjahres abgegangen sind. [6]Die Restwerte der so definierten Anlagen sind bis zum Ende der im Basisjahr laufenden Regulierungsperiode fortzuschreiben; die Grundsätze zu Besonderheiten des Geschäftsjahres gemäß der Festlegung RAMEN kommen zur Anwendung. [7]Mit den Anlagenabgängen in Verbindung stehende Erlöse und Erträge sind von den Netzkosten in Abzug zu bringen.

[8]Kosten für Maßnahmen der Netzbetreiber nach § 13 Abs. 2 1 S. 1 Nr. 2 EnWG in Verbindung mit § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG sind so zu bestimmen, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist. [9]Für die Zwecke der Durchführung des Effizienzvergleichs sind die Kosten nach Satz 8 bereits bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus zu vergleichmäßigen; die Methodik zur Vergleichmäßigung bleibt einer gesonderten Festlegung vorbehalten.

8. Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung

[1]Es erfolgt mit Beginn der fünften Regulierungsperiode eine Umstellung des Kapitalerhaltungsmodells bei Altanlagen des Sachanlagevermögens (Aktivierung vor dem 1. Januar 2006) nach den nachfolgenden Vorgaben. [2]Im Basisjahr der fünften Regulierungsperiode (2026) wird der eigenfinanzierte Anteil der Altanlagen des Sachanlagevermögens letztmalig zu Tagesneuwerten nach Maßgabe von § 6 Abs. 2 und 3, 6a StromNEV bewertet. [3]Der eigenfinanzierte Anteil beträgt 40 Prozent. [4]Die auf dieser

Grundlage ermittelten Restwerte werden fortan für die kalkulatorische Bewertung des Anlagevermögens nach den Tenorziffern 9 und 10 herangezogen. [5]Die Bewertung der Neuanlagen sowie der fremdfinanzierte Anteil der Altanlagen erfolgt ausgehend von den Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Tenorziffer 9. [6]Der fremdfinanzierte Anteil beträgt 60 Prozent.

9. Kalkulatorische Abschreibungen

9.1.

[1]Zur Gewährleistung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebs ist die Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter inklusive der betriebsnotwendigen immateriellen Vermögensgegenstände nach den nachfolgenden Vorgaben als Kostenposition bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz zu bringen (kalkulatorische Abschreibungen). [2]Die kalkulatorischen Abschreibungen treten insoweit in der kalkulatorischen Kosten- und Erlösrechnung an die Stelle der entsprechenden bilanziellen Abschreibungen der Gewinn- und Verlustrechnung. [3]Die kalkulatorischen Abschreibungen sind ausgehend von den jeweiligen erstmaligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln; die Vorgaben der Tenorziffer 8 bleiben unberührt. [4]Investitionszuschüsse können von den nach Satz 3 bestimmten Anschaffungs- und Herstellungskosten aktivisch abgesetzt werden. [5]Die kalkulatorischen Abschreibungen sind jahresbezogen zu ermitteln. [6]Dabei ist jeweils ein Zugang des Anlagegutes zum 1. Januar des Anschaffungsjahres zugrunde zu legen.

9.2.

[1]Die kalkulatorischen Abschreibungen sind für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 vorzunehmen. [2]Mit Beginn der 5. Regulierungsperiode (1.1.2029) sind für neu angeschaffte Anlagengüter, die nach dem 31.12.2028 aktiviert worden sind, die nach Anlage 1 vorgegebenen Nutzungsdauern in Ansatz zu bringen. [3]Die jeweils für eine Anlage oder Anlagengruppe bis zum 31.12.2028 in Anwendung gebrachte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer ist für die Restdauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung unverändert zu lassen.

9.3.

[1]Der kalkulatorische Restwert eines Anlageguts beträgt nach Ablauf des ursprünglich angesetzten Abschreibungszeitraums Null. [2]Ein Wiederaufleben kalkulatorischer Restwerte ist unzulässig. [3]Es erfolgt keine Abschreibung unter Null. [4]Das Verbot von Abschreibungen unter Null gilt ungeachtet der Änderung von Eigentumsverhältnissen oder der Begründung von Schuldverhältnissen. [5]Netzbetreiber sind bei der Abschreibung von Anlagegütern an die Restwerte gebunden, die die Regulierungsbehörde in einem bestandskräftigen Bescheid über die Genehmigung von Netzentgelten oder die Festlegung von Erlösobergrenzen für eine frühere Regulierungsperiode zugrunde gelegt hat.

10. Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung

[1]Die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung des Netzbetreibers ergibt sich aus der Verzinsungsbasis multipliziert mit einem gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz (aus dem Englischen: Weighted Average Cost of Capital, WACC). [2]Nähere Regelungen zur Methodik und Berechnung des für das Ausgangsniveau anzuwendenden WACC erfolgen durch eine Methodenfestlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG.

[3]Die Verzinsungsbasis ist das betriebsnotwendige Vermögen des Netzbetreibers, von dem die Bestände der Baukosten- und Investitionszuschüsse sowie die Netzanschlusskostenbeiträge in Abzug gebracht werden; für Investitionszuschüsse gilt dies nur, soweit keine aktivische Absetzung nach Tenorziffer 9.1 Satz 4 erfolgt [4]Das betriebsnotwendige Vermögen ergibt sich aus der Summe

a) der kalkulatorischen Restwerte des betriebsnotwendigen Sachanlagevermögens bewertet nach Tenorziffern 8 und 9, inklusive der geleisteten Anzahlungen und Anlagen im Bau,

b) der betriebsnotwendigen Grundstücke zu Anschaffungskosten,

c) der Restwerte der betriebsnotwendigen, immateriellen Vermögensgegenstände, bewertet nach Tenorziffer 9, inklusive der geleisteten Anzahlungen,

d) der Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Vorräte und

e) der kalkulatorischen Werte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens nach Maßgabe des Satzes 7.

[5]Es ist jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen. [6]Bei der Ermittlung des Jahresanfangsbestands der Anlagen im Bau und geleisteten Anzahlungen sind vorgenommene Umbuchungen in das fertiggestellte Sachanlagevermögen zu berücksichtigen und entsprechend im Anfangsbestand abzuziehen.

[7]Das betriebsnotwendige Umlaufvermögen beträgt 1/24 der geprüften Netzkosten des jeweiligen Basisjahres.

11. Zinsbonus

[1]Für die Vereinnahmung von qualifizierten Zuschüssen erhalten die Netzbetreiber einen Zinsbonus. [2]Der Zinsbonus ergibt sich aus der Multiplikation der Restwerte der qualifizierten Zuschüsse mit der Bonusquote und dem WACC gemäß Tenorziffer 10. [3]Qualifizierte Zuschüsse sind Baukostenzuschüsse sowie Investitionszuschüsse von Netzbetreibern, welche nach dem 31.12.2028 vereinnahmt wurden und welche nicht länger als 5 Jahre aufgelöst wurden; Investitionszuschüsse, die gemäß Tenorziffer 9.1 Satz 4 aktivisch abgesetzt wurden, sind keine qualifizierten Zuschüsse. [4]Die Bonusquote beträgt 25 Prozent. [5]Der Zinsbonus ist nicht Bestandteil des Ausgangsniveaus.

12. Kalkulatorische Gewerbesteuer

[1]Im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten wird die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht. [2]Zu diesem Zweck wird die in der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung nach Tenorziffer 10 enthaltene Eigenkapitalverzinsung mit dem Gewerbesteuersatz multipliziert. [3]Der Gewerbesteuersatz ergibt sich als Produkt aus der Gewerbesteuermesszahl und dem Gewerbesteuerhebesatz im Basisjahr.

13. Kostenmindernde Erlöse und Erträge

[1]Sonstige Erlöse und Erträge sind, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen und insbesondere den Positionen

a. aktivierte Eigenleistungen,

b. Netzanschlusskostenbeiträge,

c. Baukostenzuschüsse

d. Investitionszuschüsse oder

e. sonstige Erträge und Erlöse

der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen sind, von den Netzkosten in Abzug zu bringen. [2]Einnahmen nach § 140 des Telekommunikationsgesetzes sind sachlich nicht dem Netzbetrieb zuzurechnen. [3]Die von Anschlussnehmern entrichteten Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge sowie die Investitionszuschüsse sind über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen und jährlich netzkostenmindernd anzusetzen. [4]Satz 3 gilt nicht bei Investitionszuschüssen, die gemäß Tenorziffer 9.1 Satz 4 aktivisch abgesetzt wurden.

14. Periodenübergreifende Saldierung

[1]Sofern die Netzentgelte nicht im Wege der Anreizregulierung nach § 21a EnWG bestimmt werden, sind Netzbetreiber verpflichtet, nach Abschluss einer Kalkulationsperiode die Differenz zwischen

1. den in dieser Kalkulationsperiode aus Netzentgelten erzielten Erlösen und

2. den für diese Kalkulationsperiode nach Ziffern 3 ff. zu Grunde gelegten Netzkosten

zu ermitteln. [2]Liegen die Erlöse nach Satz 1 Nr. 1 über den Kosten nach Satz 1 Nr. 2, ist der Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Betrages mit dem Zinssatz gemäß Tenorziffer 14.4 der Festlegung RAMEN kostenmindernd in Ansatz zu bringen. [3]Liegen die Erlöse nach Satz 1 Nr. 1 unter den Kosten nach Satz 1 Nr. 2, kann der Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung des durchschnittlichen Differenzbetrages mit dem Zinssatz gemäß Tenorziffer 14.4 der Festlegung RAMEN kostenerhöhend in Ansatz gebracht werden. [4]Eine Saldierung erfolgt jeweils über die drei folgenden Kalkulationsperioden. [5]Der durchschnittlich gebundene Betrag nach Satz 2 ist die Hälfte der Differenz aus den erzielten Erlösen nach Satz 1 Nr. 1 und den zu deckenden Kosten nach Satz 1 Nr. 2. [6]Der durchschnittliche Differenzbetrag nach Satz 3 ist die Hälfte der Differenz aus den zu deckenden Kosten nach Satz 1 Nr. 2 und den erzielten Erlösen nach Satz 1 Nr. 1.

15. Geltung von Verfahrensvorschriften

Nicht belegt.

16. Kostenentscheidung

Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.

Anlage 1 StromNEF: Anlagengruppen und Nutzungsdauern

Anlagengruppen			Nutzungsdauer (Jahre)
I.		**Allgemeine Anlagen**	
	1.	Immaterielle Vermögensgegenstände	
	1.1	Selbst geschaffene gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	gem. Handelsrecht
	1.2	Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	gem. Handelsrecht
	1.3	Geleistete Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse	20
	2.	Grundstücke	-
	3.	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen, sonstige Bauten	20
	4.	Betriebsgebäude	50
	5.	Verwaltungsgebäude	60
	6.	Gleisanlagen, Eisenbahnwagen	23
	7.	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	8
	8.	Werkzeuge/Geräte	10
	9.	Lagereinrichtung	14
	10.	EDV-Anlagen	
		- Hardware	4
		- Software	3
	11.	Fahrzeuge	
		- Leichtfahrzeuge	5
		- Schwerfahrzeuge	8
II.		**Erzeugungsanlagen**	
	1.	EE-Anlagen auf Betriebsgebäuden	20
	2.	Batteriespeicher	20
	3.	Blindstromkompensationsanlagen	20
III.		**Fortleitungs- und Verteilungsanlagen**	
	1.	Netzanlagen für Hochspannungsübertragung	
	1.1	Leitungsnetze	
		- Freileitung 110-380 kV	40
		- Kabel 220 kV	40
		- Kabel 110 kV	40
	1.2	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter	35
	1.3	Schutz- und Messeinrichtungen	
	1.3.1	Analoge Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatikanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	25
	1.3.2	Digitale Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatikanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	10

	1.4	Anlagen zur Offshore-Netzanbindung	20
	1.5	Sonstiges	20
III.	2.	Netzanlagen des Verteilungsbetriebs	
	2.1	Mittelspannungsnetz	
		- Kabel	40
		- Freileitungen	30
	2.2	Niederspannungsnetz	
		- Kabel 1 kV	40
		- Freileitungen 1 kV	30
	2.3	Stationen mit elektrischen Einrichtungen	
		- 380/220/110/30/10 kV-Stationen	25
		- Analoge Ortsnetzstationen	30
		- Digitale Ortsnetzstationen	15
		- Kundenstationen	30
		- Stationsgebäude	30
		- Allgemeine Stationseinrichtungen, ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschienen, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen	25
		- Schalteinrichtungen	30
		- Analoge Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	25
		- Digitale Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	10
	2.4	Abnehmeranschlüsse	
		- Kabel	35
		- Freileitungen	30
	2.5	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	30
	2.6	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	20
	2.7	Kommunikationsleitung	
		- Analoge Leitungen	30
		- Digitale Leitungen	20
	2.8	Stationäre und mobile Stromaggregate	15

Inhaltsverzeichnis

1. Adressaten ... 2
2. Anwendungsbereich ... 2
3. Netzkostenermittlung durch Kostenprüfung ... 2
4. Grundsätze der Netzkostenermittlung ... 3
5. Überlassung betriebsnotwendiger Anlagengüter ... 4
6. Dienstleistungen ... 4
7. Aufwandsgleiche Kostenpositionen ... 5
8. Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung ... 5
9. Kalkulatorische Abschreibungen ... 6
10. Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung ... 7
11. Zinsbonus ... 8
12. Kalkulatorische Gewerbesteuer ... 8
13. Kostenmindernde Erlöse und Erträge ... 8
14. Periodenübergreifende Saldierung ... 9
15. Geltung von Verfahrensvorschriften ... 10
16. Kostenentscheidung ... 10

Anlage 1 StromNEF: Anlagengruppen und Nutzungsdauern ... 11

Gründe ... 16

I. Sachverhalt ... 16

1. Verfahrensgang ... 16
2. Beiladungsantrag ... 18
3. Stellungnahmen ... 18
3.1. Grundsätzliche Anmerkungen ... 18
3.2. Zum Anwendungsbereich (Tenorziffern 1 und 2) ... 20
3.3. Zum Ausschluss von Plankosten im Ausgangsniveau (Tenorziffer 3) ... 21
3.4. Sonstiges (Tenorziffer 3) ... 22
3.5. Zu den Grundsätzen der Netzkostenermittlung (Tenorziffer 4) ... 23
3.6. Zu den Kosten von Verpächtern und Dienstleistern (Tenorziffern 5 und 6) ... 24
3.7. Zu den aufwandsgleichen Kosten (Tenorziffer 7) ... 27
3.8. Zur Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung (Tenorziffer 8) ... 33
3.9. Zu den kalkulatorischen Abschreibungen (Strom) inkl. Anlage 1 StromNEF (Anlagengruppen und Nutzungsdauern) ... 40
3.10. Zur kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung ... 46

3.11. Zum Zinsbonus 59
3.12. Zur kalkulatorischen Gewerbesteuer 59
3.13. Zu den kostenmindernden Erlösen und Erträgen 64
3.14. Zur periodenübergreifenden Saldierung 66
4. Anhörung des Festlegungsentwurfs 66
5. Weiterer Verfahrensablauf 66
II. Rechtliche Würdigung 67
1. Zuständigkeit 67
2. Adressaten der Festlegung 67
3. Ermächtigungsgrundlage 67
4. Europäischer Rechtsrahmen 67
4.1. Grundsatz der Kostenorientierung 68
4.2. Kosteneffizienz 69
4.3. Verbraucherfreundlichkeit 69
4.4. Weitere Ziele der Entgeltregulierung 70
5. Nationaler Rechtsrahmen 72
6. Rechtsrahmen auf Grundlage von RAMEN 74
7. Adressaten (Tenorziffer 1) 74
8. Anwendungsbereich (Tenorziffer 2) 75
9. Netzkostenermittlung durch Kostenprüfung (Tenorziffer 3) 77
10. Grundsätze der Netzkostenermittlung (Tenorziffer 4) 80
11. Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter (Tenorziffer 5) 83
12. Dienstleistungen (Tenorziffer 6) 85
13. Aufwandsgleiche Kostenpositionen (Tenorziffer 7) 89
13.1. Zu Tenorziffer 7, Satz 1 (Grundsatz) 89
13.2. Zu Tenorziffer 7, Satz 2 (Durchlaufende Posten) 89
13.3. Zu Tenorziffer 7, Sätze 3 und 4 (Zinsaufwendungen und Zinserträge) 93
13.4. Zu Tenorziffer 7, Satz 5 bis 7 (Anlagenabgänge): 94
13.5. Zu Tenorziffer 7, Satz 8 und 9 (Redispatch) 96
14. Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung (Tenorziffer 8) 97
14.1. Erhaltungskonzeptionen in der StromNEV 97
14.2. Nettosubstanzerhaltung 97
14.3. Realkapitalerhaltung 98
14.4. Unterschiede der Zahlungsströme im Zeitablauf 98

14.5. Die Übergangsregelung aus der StromNEV (Alt-Neuanlagen) 99
14.6. Keine Fortführung des bisherigen Mischsystems 100
14.7. Übergang zur Realkapitalerhaltung 102
14.8. Denkbare Kompensationsansätze 103
14.9. Konkrete Ausgestaltung des Kompensationsansatzes 104
15. Kalkulatorische Abschreibungen (Tenorziffer 9) 109
15.1. Zu Tenorziffer 9.1 (Grundsätze) 109
15.2. Zu Tenorziffer 9.2 (Nutzungsdauern) 111
15.3. Zu Tenorziffer 9.3 (Keine Abschreibungen unter Null) 113
16. Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung (Tenorziffer 10) 114
16.1. WACC allgemein 114
16.2. Behandlung von Zuschüssen 114
16.3. Zu Tenorziffer 10, Satz 4 (Bestandteile des betriebsnotwendigen Vermögens): 120
16.4. Zu Tenorziffer 10, Sätze 5 und 6 (Mittelwert aus Anfangs- und Endbestand) 123
16.5. Zu Tenorziffer 10, Satz 7 (Umlaufvermögen) 125
17. Zinsbonus (Tenorziffer 11) 134
18. Kalkulatorische Gewerbesteuer (Tenorziffer 12) 136
19. Kostenmindernde Erlöse und Erträge (Tenorziffer 13) 140
20. Periodenübergreifende Saldierung (Tenorziffer 14) 142
21. Anlagengruppen und Nutzungsdauern (Anlage 1 StromNEF) 144
III. Entscheidung über den Beiladungsantrag 149
IV. Kosten (§ 91 EnWG) 149
V. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG) 149
Rechtsbehelfsbelehrung 150

Gründe

I. Sachverhalt

1. Verfahrensgang

1 Anlass für das Verfahren ist das Außerkrafttreten der ARegV und der StromNEV zum 31. Dezember 2028. An ihre Stelle treten bundeseinheitliche Festlegungen der Bundesnetzagentur zu künftigen Bedingungen und Methoden gemäß § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG.

2 Die Bundesnetzagentur hat am 18.01.2024 ein Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“ (Eckpunktepapier NEST) zu Nachfolgeregelungen für ARegV, StromNEV und GasNEV veröffentlicht. In diesem hat die Bundesnetzagentur ihre ersten Überlegungen zu möglichen Anpassungen an der Regulierung zusammengefasst. Die Auftaktveranstaltung zum "NEST"-Prozess fand am 2. Februar 2024 im Wissenschaftszentrum Bonn statt. Die berührten Wirtschaftskreise und interessierte Dritte hatten bis zum 29.02.2024 Gelegenheit zur Stellungnahme. Die Stellungnahmen sind veröffentlicht unter:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Eckpunkte/start.html

3 Die Große Beschlusskammer Energie (Beschlusskammer) hat am 27. und 28. Mai 2024 einen offenen Expertenaustausch mit Stakeholdern, Wissenschaftlern und interessierten Akteuren zu verschiedenen Themen durchgeführt. In diesem wurden ausgewählte Themen zur künftigen Ausgestaltung des Ausgangsniveaus diskutiert, u.a. zum Umlaufvermögen, zur Kapitalerhaltungskonzeption sowie zur Gewerbesteuer. Am 4. Juni 2024 hat sie ein Fachgespräch unter Einbeziehung der Verbände BDEW und VKU zu Nutzungsdauern und Anlagengruppen (Strom) geführt. Am 8. Juli 2024 hat ein weiterer Expertenaustausch mit Branchenvertretern zu den Themen pauschalisierte Bestimmung der Kapitalkosten sowie zu den Methoden zur Bestimmung von Zinssätzen und Finanzierungsquoten stattgefunden.

4 Die Beschlusskammer hat am 19.07.2024 von Amts wegen ein Festlegungsverfahren der Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (StromNEF) unter dem Aktenzeichen GBK-24-02-1#3 eingeleitet. Die Einleitung des Verfahrens hat sie am 19.07.2024 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gemacht. Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert und erhielten Gelegenheit zur Stellungnahme.

5 Mit dem zugleich veröffentlichten Eckpunktepapier hat die Beschlusskammer die Überlegungen aus dem Eckpunktepapier „NEST“ in Bezug auf die künftige Ausgestaltung der Ermittlung des Ausgangsniveaus konkretisiert und erweitert, einerseits für eine künftige Anreizregulierung (5. Regulierungsperiode) 2029 (Strom), andererseits für in Ausnahmefällen verbleibende Entgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG ab Außerkrafttreten der StromNEV.

6 Das Eckpunktepapier diente als Zwischenfazit der Beschlusskammer nach der Diskussion des Eckpunktepapiers „NEST“ und zu Beginn der Festlegungsverfahren. Es spiegelte dabei den aktuellen Meinungsstand in der Beschlusskammer wider, auch um den weiteren Verfahrensverlauf inhaltlich zu strukturieren. Dabei hat die Beschlusskammer neben den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier „NEST“ auch die Diskussionen und Erkenntnisse aus den öffentlichen Expertenanhörungen vom 27./28. Mai und 8. Juli 2024 gewürdigt. Hierzu sind zahlreiche Stellungnahmen eingegangen, die die Beschlusskammer auf ihrer Internetseite veröffentlicht hat.

7 Am 21.10.2024 hat die Beschlusskammer einen weiteren Expertenworkshop zur Kapitalverzinsung durchgeführt (2. Expertenaustausch zur pauschalen Erstattung von Kapitalkosten und Methoden zur Bestimmung der eingehenden Zinssätze und Finanzierungsquoten). Am 07.05.2025 hat ein fachlicher Austausch mit dem BDEW zu wirtschaftlichen Auswirkungen des NEST-Prozesses stattgefunden, in dessen Rahmen auch die Auswirkungen der vorliegenden Festlegung diskutiert wurden. Am 09.05.2025 sind in einem Informationstermin zum Stand der Festlegung zur Kapitalverzinsung mit anschließendem Expertenaustausch zum Eckpunkt „Besonderheiten der Kapitalverzinsung ÜNB“ auch in der vorliegenden Festlegung behandelte Fragen zur Gesamtkapitalverzinsung diskutiert worden.

8 Die Beschlusskammer hat am 16.01.2025 interessierten Wirtschaftskreisen die Gelegenheit zur Stellungnahme zum bisherigen Sachstand (Tenorierung mit Erwägungen) bis zum 28.02.2025 gegeben.

9 Nach Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen zur Tenorierung mit Erwägungen (Sachstandspapier vom 16.01.2025) hat die Beschlusskammer am 18.06.2025 einen Festlegungsentwurf zur Konsultation gestellt. Hierzu hat sie Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 30.07.2025 gegeben.

10 In einer Sondersitzung des Beirats der Bundesnetzagentur am 17.09.2025 hat die Bundesnetzagentur über den Stand der Verfahren des NEST-Prozesses informiert, die vorgenommene Positionierung fachlich erläutert und mit den Beiratsmitgliedern diskutiert.

2. Beiladungsantrag

11 Mit Schreiben vom 29.11.2024 hat die Lichtblick SE einen Beiladungsantrag gemäß § 66 Abs. 2 Nr. 3 EnWG zum vorliegenden Verwaltungsverfahren gestellt. Sie ist der Ansicht, dass durch die Entscheidung ihre Interessen als bundesweit tätiger unabhängiger Stromanbieter erheblich berührt werden. Sie sei in erheblichem Umfang Kundin und Netznutzerin von Stromnetzen, habe zum Eckpunktepapier Stellung genommen und könne auch weiterhin einen sinnvollen Beitrag zur Entscheidungsfindung leisten.

3. Stellungnahmen

12 Den berührten Wirtschaftskreisen und interessierten Dritten wurde jeweils Gelegenheit zur Stellungnahme zum Eckpunktepapier, zu der Tenorierung inkl. Erwägungen sowie zum Festlegungsentwurf gegeben. Die Inhalte der eingereichten Stellungnahmen werden nachfolgend thematisch zusammengefasst. Die Zusammenfassung gibt in komprimierter Form die wesentlichen Argumente wieder. Die Stellungnahmen sind veröffentlicht unter:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene2_Methoden/StromGasNEF/start.html

3.1. Grundsätzliche Anmerkungen

13 Zur Abgrenzung der Regelungstiefe von RAMEN einerseits und StromNEF/GasNEF andererseits wird vorgetragen, dass eine stringente, widerspruchsfrei kaskadierende Festlegungsstruktur gewahrt werden müsse. Aspekte zur Bestimmung des Ausgangsniveaus sollten vollumfänglich in Methodenfestlegungen enthalten sein. Widersprüchliche Querbezüge und Inkongruenzen seien zu vermeiden. Im Sinn der Einheitlichkeit und Durchgängigkeit sei es zu begrüßen, wenn in den Festlegungen einheitliche Begriffe - beispielsweise entweder Basisjahr oder Bezugsjahr - zum Ansatz kommen. Zudem wird eine Harmonisierung/Synchronisierung und klarere Strukturierung der Festlegungen und Zentralisierung von Regelungen in einem Dokument angeregt, um Widersprüche zu vermeiden. In diesem Zusammenhang sollte auch die Hierarchie der Festlegungen zueinander klargestellt werden.

14 Als „Erfüllungskriterien“ für die Festlegungen werden benannt: Konsistenz, Genauigkeit/Eindeutigkeit, Vollständigkeit, Eignung für den Zweck/Aktualität. Konsistenz meine eine einheitliche Verwendung von Begrifflichkeiten, sorgfältige Begründungen, konsistente Prüfung und Begründung insbesondere in Fällen von abweichender Auslegung der Festlegung im Vergleich zu geltender Rechtsprechung. Im Sinne von Genauigkeit/Eindeutigkeit seien Ambivalenzen zu vermeiden. Vollständigkeit meine, dass die Methodik vollständig in der StromNEF zu regeln sei und keine Doppelungen zwischen RAMEN/StromNEF erzeugt werden sollen. Eignung für Zweck/Aktualität meine, dass den Herausforderungen der Transformation gerecht werden müsse; im Gesamtergebnis dürfe es keine strukturelle Verschlechterung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geben. Dies sei ein übergeordneter Bewertungsmaßstab des NEST-Prozesses.

15 Es müsse ein angemessenes regulatorisches Erlösniveau ermöglicht werden. Eine prophylaktische Klagewelle der Netzbetreiber sei zu vermeiden. In der Gesamtbetrachtung führe der neue Regulierungsrahmen zu einer deutlichen systematischen Verschlechterung der finanziellen Kapazitäten. Dies widerspreche zentralen Vorhaben des NEST-Prozesses.

16 Das zukünftige Regulierungssystem müsse den Spagat schaffen, die betriebsnotwendigen Kosten des Netzbetreibers ohne Zeitverzug zu decken und den Netzbetreibern gleichzeitig zu ermöglichen, eine angemessene Rendite zu erwirtschaften. In diesem Kontext werde aber auch die Anforderung gestellt, die Netzentgelte nicht zu stark steigen zu lassen. Erforderlich sei ein zukunftsorientiertes, verlässliches, wirtschaftlich angemessenes Regulierungssystem.

17 Es bedürfe eines in sich schlüssigen Gesamtkonzeptes im NEST-Prozess. Ziel müsse sein, die Netzbetreiber im Rahmen der Energiewende zu stärken, ihnen Gestaltungsmöglichkeiten in wirtschaftlicher und prozessualer Hinsicht zu gewähren und dabei bürokratischen Aufwand abzubauen. Aus den vorliegenden Tenorierungen ergäben sich aber eher Be- als Entlastungen. Mit den aktuell konsultierten NEST-Vorschlägen gingen zusätzliche bzw. auch neue wirtschaftliche Risiken einher.

18 Es entstehe der Eindruck einer Fokussierung der Vorschläge auf für VNB nachteilige Themen, eine Tendenz zur Eingrenzung regulatorisch anzuerkennender Kosten und zu alten Denk- und Argumentationsmustern. Erforderlich sei aber ein energiewende-förderndes Gesamtkonzept. Ansonsten werde es massive einseitige Verwerfungen zu Lasten der NB geben. Dies würde die Umsetzung der Energiewende gefährden und zeitlich verzögern. Zu vermeiden sei eine Ansammlung von unverbundenen Einzelmaßnahmen, deren Energiewendebezug nicht

erkennbar sei. Der Regulierungsrahmen werde einseitig verschärft. Es brauche eine klare Fokussierung auf wenige wertwichtige Themen und kein Micromanagement.

19 Aus Sicht der Netzbetreiber seien in künftigen Kostenprüfungen, insbesondere bei dreijährigen Regulierungsperioden, die zum Teil mit engen Fristsetzungen und detaillierten Nachfragen in Verwaltungsverfahren verbunden sind, zu überprüfen, die Abläufe seien zu durchdenken. Häufig sei es nicht erforderlich, dass die Netzbetreiber alles vorsorglich darlegen müssen; bei detaillierten Nachfragen könnten weitere Daten abgefragt und nachgeliefert werden. Die Berichtspflichten zur Kostenerhebung oder Entgeltbildung seien auf ein notwendiges Maß zu beschränken, da diese eine erhebliche administrative Belastung darstellen. Bereits in einer 5-jährigen Regulierungsperiode führe dies zu unnötigem Mehraufwand, der nicht nur Ressourcen binde, sondern auch die Effizienz für alle Beteiligten massiv einschränke. Eine deutliche Verschlankung und Vereinfachung würde ein positives Signal an alle an der Kostenprüfung beteiligten Akteure senden, da diese teils auf eine umfangreiche Datenvorratshaltung ausgelegt sei. Zudem seien die Bearbeitungsdauern bei den Regulierungsbehörden wesentlich zu verkürzen. In antragsgebundenen Verfahren sollte eine Genehmigungsfiktion geregelt werden.

20 Es wird ein angemessener Vorlauf für die Neuregelungen gefordert, um sich auf die neuen Gegebenheiten anzupassen.

21 Grundsätzlich sollten die StromNEF und Folgefestlegungen bundeseinheitliche Regelungen vorgeben, und insgesamt dürfe es keine Uneinheitlichkeit in der Umsetzung der Regulierung auf Bundes- und Landesebene geben. Eine einheitliche Regulierungspraxis trage zur Reduzierung des Aufwandes bei den Netzbetreibern bei. Daher regt ein Netzbetreiber an, dass auch die SAV-ID's einer bundeseinheitlichen Vorgabe folgen.

3.2. Zum Anwendungsbereich (Tenorziffern 1 und 2)

22 Es wird begrüßt, dass es zwei getrennte Festlegungen StromNEF bzw. GasNEF geben soll, um den unterschiedlichen Herausforderungen Rechnung zu tragen.

23 Die Grundlage für Ausgangsniveau und Entgeltgenehmigung seien genehmigte Netzkosten. Es sei daher irreführend, die Festlegung im Titel mit "Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus", den Anwendungsbereich "Methode zur Bestimmung des Ausgangsniveaus" und "Methode zur Ermittlung der Netzkosten als Grundlage für eine Genehmigung der Entgelte" zu nennen. Es sei nicht klar, welchen Regulierungsstrang die einzelnen Festlegungen regeln. In der Konsequenz sei auch der Titel der StromNEF anzupassen, zutreffend sei

"Festlegung einer Methodik zur Ermittlung der Netzkosten". Folglich handele es sich auch nicht um eine Festlegung zu den Netzentgelten, denn diese werden in Folgefestlegungen näher definiert.

24 Von dem Verweis auf die Geltung der Festlegungsregelungen für geschlossene Verteilernetze müsse richtigerweise auch Tenorziffer 3.3. Satz 2 erfasst sein (Berücksichtigung von Plankosten).

3.3. Zum Ausschluss von Plankosten im Ausgangsniveau (Tenorziffer 3)

25 Von Netznutzerseite wird der Ausschluss von Plankosten im Ausgangsniveau begrüßt. Zum einen seien diese aufgrund der aktuellen Preisschwankungen nicht belastbar zu bestimmen. Zum anderen berge der Ansatz von Plankosten die Gefahr eines überhöhten Kostenansatzes.

26 Der Ausschluss von Plankosten wird netzbetreiberseitig kritisch gesehen. Eine rein „vergangenheitsbezogene“ Sichtweise wird abgelehnt. Der Ansatz von gesicherten Erkenntnissen über das Planjahr in Bezug auf die Entgeltgenehmigungen sei auch auf das Ausgangsniveau zu erstrecken. Dies gelte insbesondere mit Blick darauf, dass sich Anhörungsverfahren regelmäßig erheblich verzögern. Häufig fänden Anhörungen zur Erlösobergrenze erst dann statt, wenn bereits geprüfte Ist-Werte der Nach-Basisjahre vorliegen. Es führe nicht mehr zu angemessenen Ergebnissen, wenn die Regulierungsbehörde von Kalkulationsgrundlagen auszugehen hätte, die im Zeitpunkt der Kostenprüfung bereits ersichtlich unzutreffend sind. Ein vergleichender Blick auf die Nach-Basisjahre widerspreche auch nicht dem Verbot des Ansatzes von Plankosten, zumal dann nicht, wenn der Nachweis im Zeitpunkt der Kostenprüfung bereits mit Ist-Kosten geführt werden könne.

27 Die Differenzierung hinsichtlich der Berücksichtigung gesicherter Erkenntnisse zwischen Satz 2 der Tenorziffer 3.2. („Plankosten sind nicht berücksichtigungsfähig“) und Satz 2 der Tenorziffer 3.3. sei sachlich nicht nachvollziehbar. In beiden Fällen sei das regulatorische Ziel, eine angemessene Kostengrundlage für die zukünftigen Vereinnahmungsperioden von Netzentgelten zu finden. Der Ansatz von zukunftsgerichteten Plankosten sei im Sinne einer repräsentativen, belastbaren Kostenbasis für das Ausgangsniveau zielführend, um die sich deutlich wandelnde Versorgungsaufgabe und das dynamische Wachstum im Bereich der Stromnetze abzubilden. Angesichts der Herausforderung der Energiewende sei die Berücksichtigung von Planansätzen ein wichtiger Baustein hin zu einer zukunftsgewandten Kostenprüfung. Zumindest Personalkosten ließen sich zuverlässig aufgrund von Tarifabschlüssen belastbar abschätzen. Das Argument der Beschlusskammer, dass Plankosten

nicht "belastbar abschätzbar" seien, werde nur auf die Kosten angewendet. Bei den Erlösen und Erträgen hingegen werde sogar die Möglichkeit von "Plan"-Erlösen explizit in der Festlegung RAMEN angelegt. Dies sei nicht schlüssig. Exogen beeinflusste Kosten, die in der betreffenden Regulierungsperiode anfallen werden, im Basisjahr der Kostenprüfung jedoch noch nicht, müssten als Plankosten anerkannt werden. In Fällen, in denen das Kostenniveau kurzfristig deutlich geringer ausfällt, als es ein langfristig ausgerichteter, stabiler Netzbetrieb erfordert, bedürfe es auch eines Ansatzes von Plankosten. Eine gesonderte Betrachtung sei also bei Sondereinflüssen erforderlich, die in bestimmten Kostenarten zu besonders niedrigen Kosten im Basisjahr führen („negative Besonderheiten des Basisjahres“). Besonderheiten in den Basisjahren könnten zu sehr besonderen Kostensituationen führen (z.B. Basisjahr 2020 im Gas mit Blick auf die Corona-Pandemie, mit der Folge einer Reduzierung des Netzbetriebs auf ein sicherheitstechnisches Minimum). Ein Verzicht auf den Ansatz von Plankosten könne bestenfalls mit Schwierigkeiten bei der regulierungspraktischen Durchführung, nicht jedoch mit mangelnder Zielgeeignetheit begründet werden. Zumindest sollte ein Plankostenausschluss nicht kategorisch und pauschal gelten. So müssten offenkundige Kostensteigerungen nach dem Basisjahr anerkannt werden (bei zwischenzeitlich vorliegenden Ist-Kosten oder aufgrund sicher eintretender Entwicklungen, z.B. bei gesetzlichen Änderungen). Für deutlich zunehmende Kosten aufgrund neuer Aufgaben müsse eine pragmatische Lösung gefunden werden. Die Begründung für eine Nicht-Anerkennung von Plankosten sei nur bedingt nachvollziehbar, da gerade mit dem erheblichen Ausbau der Stromnetze ein stetiges Ansteigen der OPEX-Kosten innerhalb der Regulierungsperiode zu erwarten sei. Wenn ab der sechsten Regulierungsperiode das Modell der für die 5. Regulierungsperiode beabsichtigten OPEX-Anpassung nicht mehr zur Anwendung komme, entstehe eine systemimmanente Lücke. Es sei unklar, wie die weiterhin steigenden OPEX-Aufwüchse während der Regulierungsperiode dann berücksichtigt werden können, wenn keine Plankosten angesetzt werden dürfen. Eine Verkürzung der Regulierungsperioden reiche dann nicht aus.

3.4. Sonstiges (Tenorziffer 3)

28 Eine Landesregulierungsbehörde regt die Aufnahme einer zusätzlichen Tenorziffer 3.4 an, in der – wie bereits in der StromNEV - auf die Leitsätze für die Preisermittlung auf Grund von Selbstkosten (LSP) verwiesen wird. Diese Tenorziffer sollte als Auffangregelung der Berücksichtigung allgemeiner kostenrechnerischer Aspekte wie etwa des kalkulatorischen Unternehmerlohns nach Nr. 24 LSP dienen.

3.5. Zu den Grundsätzen der Netzkostenermittlung (Tenorziffer 4)

29 Es wird vorgetragen, ein Beibehalt der grundsätzlichen Vorgehensweise zur Netzkostenermittlung sei vorzugswürdig und auch im Sinne der Planungssicherheit der Netzbetreiber.

30 Bei der vorgesehenen sachgerechten Fortentwicklung der Grundsätze der StromNEV zu Einzel- und Gemeinkosten sei zu berücksichtigen, dass bestehende handelsrechtliche Schlüsselungen und Kostenrechnungssysteme über Jahre konstant eingesetzt würden. Sollte die Fortentwicklung der Grundsätze Änderungen bei den Kostenrechnungssystemen der Netzbetreiber bedingen, wäre dies mit erheblichen finanziellen und ressourcentechnischen Aufwendungen verbunden. Von derartigen Entwicklungen sei daher abzusehen. Vereinzelt wird von Netzbetreiberseite vorgetragen, dass mit der Testierung des Abschlusses die Voraussetzung für die Anerkennung gegeben seien. Daher sollten darüberhinausgehende Nachweispflichten des Netzbetreibers für die Schlüsselung abgebaut werden; zudem solle die Prüfung der Regulierungsbehörde minimiert werden.

31 Der Maßstab, bestimmte Kostenpositionen nicht anzuerkennen, weil sie sich unter Wettbewerbsbedingungen nicht einstellen würden, sei weder trennscharf operationalisiert noch sachgerecht anwendbar. Aufgrund der erheblichen Informationsasymmetrie zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörden sei eine objektive Beurteilung darüber, welche Kosten unter Wettbewerbsbedingungen entstehen würden, ohnehin erschwert. Außerdem entstünden Wettbewerbsvorteile in der Regel nicht durch die Einsparung einzelner Kostenarten, sondern durch die effiziente Kombination verschiedener Faktoren. Eine isolierte Kürzung einzelner Kostenarten verkenne diesen Zusammenhang und führt zu nicht sachgerechten Partialbenchmarks. Von den Netzbetreibern wird Kritik an der Regelung und Reichweite des Effizienzkostenmaßstabs geübt. In der Anreizregulierung sei eine Effizienzvorgabe im Ausgangsniveau hinfällig (im Gegensatz zur Cost-Plus-Regulierung vorher), dies sei aber nicht korrigiert worden. Eine solche Korrektur sei nun vorzunehmen. Es dürften keine effizienzbasierten Kürzungen im Ausgangsniveau vorgenommen werden, Ineffizienzen würden durch den Effizienzvergleich aufgedeckt und müssten über die Regulierungsperiode abgebaut werden. Effizienzbasierte Kürzungen würden unterstellen, dass die Kosten sofort abbaubar seien. Es bestünden Wechselwirkungen zwischen einer Effizienzprüfung im Ausgangsniveau und dem Effizienzvergleich. So könne der Effizienzvergleich durch ein uneinheitliches Vorgehen der Regulierungsbehörden bei der

Effizienzprüfung im Rahmen der Kostenprüfung verzerrt werden. Kritisiert wird insbesondere auch die Vergleichsbetrachtung bei der Verlustenergie, die einen Partialbenchmark darstelle. Zudem wird das methodische Vorgehen im Rahmen des Vergleichs der Verlustenergiemengen in den zurückliegenden Kostenprüfungen kritisiert. Partialbenchmarks im Hinblick auf bestimmte Kostenpositionen dürften nicht erfolgen, weil sonst ein doppelter Benchmark stattfinde. Die Effizienzprüfung sei auf Basis der ungekürzten Verlustenergiemengen und der standardisierten Preiskomponenten im Rahmen des Effizienzvergleichs vorzunehmen.

3.6. Zu den Kosten von Verpächtern und Dienstleistern (Tenorziffern 5 und 6)

32 Der Ansatz der BNetzA, den Minimumabgleich für Verpächter aufzugeben, ist weitestgehend auf Zustimmung getroffen. Als Argument hierfür wurden vielfach Zinseffekte angeführt. Bei Steigerungen des Zinsniveaus zwischen zwei Basisjahren würden sich aus dem Minimumabgleich ungerechtfertigte Nachteile für Netzbetreiber ergeben. Auch sei es Netzbetreibern nicht möglich, Pachtentgelte periodengerecht exakt auf Basis in der Kostenprüfung anerkennungsfähiger Kosten zu ermitteln. Denn sowohl externe Faktoren wie der Eigenkapitalzins als auch interne Parameter wie Neuinvestitionen seien bei Festlegung des Pachtentgelts noch nicht bekannt. Es wurde vorgetragen, dass der Minimumabgleich in der Folge eine Benachteiligung von Pachtmodellen bedeute, die Regulatorik aber keine Organisationsform schlechterstellen dürfe.

33 Die Aufgabe des Minimumabgleichs wurde teilweise auch abgelehnt, da sie zur Folge haben könne, dass Kosten anerkannt werden, die tatsächlich nicht anfielen. Es gebe dann keine Möglichkeit eines Mehrjahresabgleichs mehr und die Kosten von Verpächtern seien alleinig auf Grundlage der Basisjahrdaten zu ermitteln.

34 Verschiedentlich wird eine Schlechterstellung von Pachtverhältnissen in Bezug auf die Eigenkapitalverzinsung moniert. Das negative Eigenkapital auf Ebene des Pächters und Netzbetreibers werde mit dem höheren Zinssatz für Neuanlagen in Abzug gebracht, während das an anderer Stelle als Gegenposition vorhandene positive Eigenkapital mit dem niedrigeren Mischzinssatz verzinst werde. Im Ergebnis führe dies dazu, dass Netzbetreiber im Pachtmodell, die nicht über ausreichendes Eigenkapital verfügen, um bilanziertes Abzugskapital auszugleichen, einen Nachteil erleiden.

35 Vielfach aufgegriffen wurde auch die angekündigte Beschränkung der anerkennungsfähigen aufwandsgleichen Kosten im Rahmen von Pachtverhältnissen auf bestimmte Ausnahmefälle. So wurde vorgetragen, dass bestimmte aufwandsgleiche Kostenpositionen im Pachtverhältnis

aufträten, die nicht mit etwaigen (zusätzlichen) Dienstleistungen in Verbindung gebracht werden könnten. Als Beispiele wurden sog. Pachtnebenkosten wie Grundsteuer, Wasser-, Abwasser- oder sonstige öffentliche Gebühren, die Kosten des Jahresabschlusses, Geschäftsführergehälter und die Gewerbesteuer angeführt. Teilweise wurde zudem vorgeschlagen, einen Auffangtatbestand für unvorhersehbare Betriebskostenpositionen im Zusammenhang mit der Verpachtung einzuführen. Eine Verkomplizierung durch zusätzliche Dienstleistungsverträge, um diese Kosten geltend machen zu können, sei hingegen zu vermeiden. Darüber hinaus wurde vorgetragen, dass die Kürzung von Kostenpositionen, die sich aus Pachtverträgen ergeben, nicht mit dem Grundsatz der Vertragsautonomie vereinbar sei. Auch wurde gefordert, dass Kosten aus Dauerschuldverhältnissen bzw. Bestandsverträgen, die beim Übergang des Pachtvermögens bereits existierten, beibehalten werden müssten.

36 Es stelle sich die Frage, ob Dienstleistung und Verpachtung nicht auch in einem einzelnen Vertrag geregelt werden können. Auch insofern genüge der Tätigkeitsabschluss nach § 6b EnWG, der die Kosten für Dienstleistung und Pacht durch verbundene Unternehmen (bei Unternehmensidentität zusammengefasst) transparent darstelle. Aus Effizienzgründen sei ein Wegfall der Aufteilung der Leistungen auf zwei Erhebungsbögen nebst Berichten angemessen.

37 Durch die Ermöglichung typengemischter Dienstleistungs- und Pachtverträge würde auch die Benachteiligung von Netzbetreibern im Dienstleistungs-/Pachtmodell gegenüber Netzbetreibern mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden im vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen im Kapitalkostenabgleich entfallen. Auch die Benachteiligung von Dienstleistern beim Ansatz von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenteilen solle entfallen.

38 Zudem seien weitere Konkretisierungen unterschiedlicher Fallkonstellationen notwendig, z.B. hinsichtlich der Erbringung von Leistungen außerhalb des eigenen Netzgebiets.

39 Im Hinblick auf Dienstleistungsverhältnisse wurde die vorgesehene Verschlankung der Prüfpraxis begrüßt. Als weitere Vereinfachung wurde gefordert, die Kostenprüfung durch Nichtaufgriffsgrenzen auf werthaltige Dienstleistungen zu beschränken. Auch wurde vielfach gefordert, den Minimumabgleich für Dienstleistungsverhältnisse ebenfalls aufzugeben. Es solle lediglich auf die Betriebsnotwendigkeit der Kosten abgestellt werden. Insofern wurde auch eingewendet, dass Dienstleistungen oftmals nicht periodenscharf abgerechnet würden, weshalb der Aufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung höher ausfallen könne, als das vertraglich vereinbarte Entgelt. Die Anwendung eines unbereinigten Minimumabgleichs in

Kombination mit einem WACC-Ansatz könne zu einer asymmetrischen und nachteiligen Berücksichtigung der Dienstleistungskosten führen. Es werde nicht berücksichtigt, dass eine enge Beziehung zu den CAPEX der Dienstleistung bestehe, insbesondere Software, Hardware und Lizenzen. Auch würden sich Zinssteigerungen in Bezug auf die Kapitalkosten der Dienstleister ergeben.

40 Der Minimumabgleich sei insbesondere für verbundene Dienstleister entbehrlich, die aufgrund der Festlegung nach § 6b EnWG transparent im Tätigkeitsabschluss sämtliche Leistungen gegenüber dem Netzbetreiber auswiesen. Aufgrund der steigenden Zinsen sei zudem auch nicht mehr davon auszugehen, dass der Minimumabgleich weiterhin nur Einzelfälle betreffe.

41 Zudem wurde in Frage gestellt, wie die Kostenprüfung bei nicht konzernverbundenen Dienstleistern gestaltet werden soll. Insofern wurde teilweise vorgeschlagen, die Betriebsnotwendigkeit grundsätzlich anzunehmen. Eine Prüfung im Hinblick auf die Angemessenheit und korrekte Beauftragung solle nur in „kritischen Fällen“ vorgenommen werden.

42 Verschiedentlich wurde moniert, der Maßstab der Marktgerechtigkeit nach Tenorziffer 6 S. 2 sei nicht hinreichend bestimmt. Es wurde vorgetragen, dass die Marktgerechtigkeit oftmals nicht durch die Vornahme von Ausschreibungen belegt werden könne, da die von den Netzbetreibern beanspruchten Dienstleistungen regelmäßig nicht am Markt verfügbar seien. Auch würden keine vergleichbaren Dienstleistungen vermarktet, deren Preise als Vergleichsmaßstab dienen könnten. Sofern eine Ausschreibung stattfinde, solle diese indes als Beleg der Marktgerechtigkeit ausreichen. Auf eine weitere Prüfung sei in dem Fall zu verzichten. Teilweise wurde dagegen vorgetragen, die Marktgerechtigkeit dürfe kein separater Prüfpunkt sein. Vielmehr solle mit der Kostenprüfung auf Grundlage der vorgelegten Unterlagen in Bezug auf die Dienstleistung auch die Marktgerechtigkeit abgedeckt sein.

43 Weiterhin wurde der Ausschluss von Gewinnaufschlägen für Dienstleistungen konzernverbundener Unternehmen nach Tenorziffer 6 S. 4 kritisiert. Gewinnaufschläge seien am Markt völlig üblich. Die Regelung stehe damit im Widerspruch zum Grundsatz der Marktgerechtigkeit nach Tenorziffer 6 S. 2. Es wurde gefordert, dass Gewinnaufschläge jedenfalls dann anerkannt werden, wenn die nach Maßgabe der StromNEF geprüften Kosten das verrechnete Dienstleistungsentgelt nicht unterschreiten. Insofern wurde darauf hingewiesen, dass die Erbringung der Leistung durch den Netzbetreiber selbst regelmäßig

teurer ausfallen würde als Dienstleistungen durch Konzernunternehmen, die auf ein größeres Know-how zurückgriffen und sich Synergieeffekte nutzbar machten.

3.7. Zu den aufwandsgleichen Kosten (Tenorziffer 7)

44 Teilweise wird die konsequente Anwendung des Begriffs "Betriebskosten" anstelle von aufwandsgleichen Kosten im Rahmen der Festlegung angeregt.

45 **Fremdkapitalzinsen:** Der Ansatz der Beschlusskammer, dass im Falle der Einführung eines WACC der Ansatz von Fremdkapitalzinsen in den aufwandsgleichen Kosten nicht sachgerecht ist, wurde im Grundsatz einhellig anerkannt. Teilweise wurde vorgetragen, dass auch künftig Transaktions- und Finanzierungsnebenkosten zusätzlich zu decken seien. Es wird auf Stellungnahmen zur Methodenfestlegung Kapitalverzinsung verwiesen. Das WACC-Modell bedeute nach vereinzelt geäußerter Auffassung einen grundlegenden Systemwechsel, der das Potential habe, die Finanzierungsbasis des regulierten Netzbetriebs spürbar zu schwächen. Es seien Übergangsregelungen für bestehende Finanzierungen erforderlich, die den Anforderungen des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes genügen und den Vertrauensschutz von bestehenden Rechtspositionen ausreichend beachten. Hierzu werden sehr vereinzelt auch individuelle Betroffenheiten vorgetragen. So führt ein Netzbetreiber ausführlich zu einer im Jahr 2011 ausgegebenen langfristigen Anleihe und den individuellen Folgewirkungen aus. Eine Umschuldung sei nicht möglich. Es komme im Ergebnis zu einer unangemessenen Absenkung der Eigenkapitalrendite. Die geplante Ausgestaltung des WACC-Modells führe individuell dazu, dass sich die Bonitätseinschätzungen durch Ratingagenturen verschlechtern, keine neuen Finanzinvestoren gefunden werden könnten und dass die umfangreichen Investitionen für die Energiewende nicht mehr möglich seien. Erforderlich sei daher eine „Übergangsregelung für den Ausgleich für bisher anerkannte (aufwandgleiche) Fremdkapitalzinsen aus bestehenden langfristigen Finanzverbindlichkeiten“. Dies könnte mittels einer spezifischen Härtefallregelung erfolgen, die auch einem europäischen Vergleich standhalte. Teilweise wird auch allgemeiner vorgetragen. Es gebe Netzbetreiber, die aufgrund von rechtlich zulässigen Gegebenheiten aus der Vergangenheit faktisch nicht in der Lage seien, eine derartige Umstellung ihrer Finanzierung im breiten Rahmen umzusetzen. Je nach Darlehensstruktur eines Netzbetreiber sei es möglich, dass die tatsächlichen Zinsaufwendungen für Darlehen über der FK-Komponente des WACC liegen. Dies sei insbesondere dann der Fall, wenn für betriebsnotwendige Investitionen Darlehen in Zeiten mit marktübergreifend hohen Fremdkapitalzinsen aufgenommen wurden. Daher wird vereinzelt

eine übergangsweise Anerkennung der Kostendifferenz zwischen den tatsächlichen Fremdkapitalkosten und der FK-Komponente des WACC gefordert, sofern nachgewiesen werden kann, dass eine günstigere Darlehensaufnahme nicht möglich war. Als Nachweis eines zum Aufnahmezeitpunkt marktüblichen Zinssatz seien unter anderem Vergleichsangebote verschiedener Banken geeignet, von denen das günstigste ausgewählt wurde. Vereinzelt wird auch vorgeschlagen, dass für die 5. und 6. Regulierungsperiode höhere tatsächliche Fremdkapitalkosten im Ausgangsniveau anerkannt werden sollen, wenn der Netzbetreiber darlegt, dass er in den Jahren vor Festlegung der Strom/GasNEF und der Methodenfestlegung Kapitalverzinsung Fremdkapital zu höheren und marktüblichen Zinsen aufgenommen hat als im WACC unterstellt.

46 Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) spricht sich gegen eine Ausgleichs- oder Übergangsregelung aus. Es sei Aufgabe der Anreizregulierung, wettbewerbsanaloge Entgelte zu simulieren. Wenn auf Wettbewerbsmärkten Unternehmen zu ungünstigen Zeitpunkten Fremdkapital aufnehmen oder aus anderen Gründen hohe Fremdkapitalkosten haben, liege dies in der Verantwortung des Unternehmens. Eine Überwälzung auf die Nachfrager sei im Wettbewerb hingegen ausgeschlossen, sofern nicht sehr viele Unternehmen gleich gehandelt haben. Die betroffenen Unternehmen müssten dann mit einer geringeren Eigenkapitalverzinsung auskommen, so wie dies auch auf Wettbewerbsmärkten der Fall wäre.

47 Vielfach wird auf ein zusätzliches Risiko für Netzbetreiber durch den WACC hingewiesen, dem insbesondere durch die Festlegung eines angemessenen Fremdkapitalzinses zu begegnen sei. Einige Netzbetreiber führen aus, dass die Zinsänderungseffekte bei der Bewertung der Rückstellungen nicht durch den Fremdkapitalkostensatz aufgefangen werden würden. Außerdem fordern Sie weiterhin eine Abbildung der vollständigen Erträge und Aufwendungen aus der regelmäßigen Neubewertung als KA_{nEu}, da nicht alle Netzbetreiber ihre Pensionsrückstellungen ausfinanziert hätten. Nur so ließe sich ein einheitlicher WACC für alle Netzbetreiber feststellen. Andere Netzbetreiber befürworten hierfür ein Wahlmodell, bei dem die Netzbetreiber einmalig festlegen können, ob die Aufwendungen aus der regelmäßigen Neubewertung der Rückstellungen aufwandsgleich bzw. innerhalb der KA_{nEu} berücksichtigt werden, oder innerhalb des WACC und ansonsten unberücksichtigt bleiben.

48 **Durchlaufende Posten:** Im Hinblick auf die Nichtberücksichtigung durchlaufender Posten wurden vielfach Bedenken geäußert. Teilweise wird zugestanden, dass es sich bei

energiewirtschaftlichen Themen wie Umlagen oder Konzessionsabgaben sowie Teilen der Kosten für Differenzbilanzkreise tatsächlich um durchlaufende Posten handle. Die Aussage, es sei eine Nichtanerkennung von Kosten und Erlösen vorgesehen, die sich im "Zeitverlauf regelmäßig vollständig ausgleichen", sei jedoch unbestimmt und in der Absolutheit nicht zutreffend. Für Sachverhalte, bei denen der Netzbetreiber als Zahlungsdrehscheibe fungiert - wie z. B. Umlagen, EEG- und KWK-G-Ausgleichszahlungen und Konzessionsabgabe – sei dieser Ansatz nachvollziehbar. Zu Umlagesachverhalten wurde zudem vorgetragen, dass administrative Kosten, z.B. für die operative Abwicklung von Umlagen, auch künftig anzuerkennen seien. Die Kosten der operativen Umsetzung könnten sich mangels Gegenposition bereits sachlogisch nicht ausgleichen und seien deshalb nicht als durchlaufende Posten zu betrachten. Umlagen seien zudem auch künftig abzufragen, da sie mit maßgeblich für die erforderliche Liquidität und das betriebsnotwendige Umlaufvermögen seien. Die Abwicklung der Umlagesachverhalte sei unmittelbar an das reguläre Netzgeschäft gekoppelt, der Netzbetreiber könne sich diesem nicht entziehen. Diese von außen auferlegte Aufgabe sei auch deshalb unter dem Grundsatz der betriebsnotwendigen Kosten zu verstehen.

49 Zwar wird die Klarstellung in der Festlegungsbegründung begrüßt, dass Netzbetreiber Sondersachverhalte aus dem Differenzbilanzkreis im Rahmen der Kostenprüfung geltend machen können. Häufig wurde in diesem Zusammenhang vorgetragen, dass Mehrkosten für Mehr- und Mindermengenausgleiche und Differenzbilanzkreise anzuerkennen seien, da sie sich zunehmend negativ auf die Kosten auswirkten und kein Ausgleich im Zeitablauf zu beobachten sei. Als Gründe für eine Kostenanerkennung werden volatiler werdende Energiepreise sowie die ebenfalls volatile Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern wie auch die politische Lage angeführt, die sich auf die Prognosen auswirkten. Jedenfalls sei insgesamt eine Anerkennungsmöglichkeit von Sondersachverhalten unabdingbar. Aufgrund von Bilanzkreiskündigungen könne es bei den Differenzbilanzkreiskosten zu Besonderheiten kommen (z.B.: Stromio, reBAP-Preisspitzen, Aufwendungen für Ausgleichsenergie aus der Stromvermarktung). Bei der Ausgleichsenergie seien Mengenprognosen und deren Abbildung in Profilen heute deutlich erschwert. Das Verhalten der Kunden sei zunehmend unvorhersehbarer und entziehe sich fortschreitend einer genauen Prognostizierbarkeit (Gründe: Wärmepumpen, Speicher, Photovoltaik, E-Mobilität). Selbst wenn sich die Mengen bei der Anwendung von Standardlastprofilen eventuell über die Zeit weitestgehend ausgleichen, komme es jedenfalls bei den Preisen zu einem strukturell und dauerhaft negativen Effekt für die Netzbetreiber, der nicht im zeitlichen Verlauf ausgeglichen werde.

Während der Ausgleich mit dem Lieferanten zum Mehr-/Mindermengenpreis erfolge, werde die überschüssige Energie zum aktuellen Börsenpreis verkauft (schwankende Preise für Ausgleichsenergie je Viertelstunde). Das Delta zwischen prognostizierter Profilmenge und geringerer Abnahme (durch hohe PV-Erzeugung und entsprechenden Selbstverbrauch) müsse an der Börse zu sehr niedrigen Preisen verkauft werden. Der Mehr- und Mindermengenpreis berücksichtige demgegenüber keine netzbetreiberspezifische Preisfindung und habe keinen Bezug zur Mengenverteilung der realen Differenzbilanzkreisabrechnung. Diese Preisdifferenz stelle ein strukturelles Problem dar und betreffe alle Netzbetreiber. Dies werde z.B. am Beispiel von PV-Einspeisung und Überschusseinspeisung ins Netz deutlich. Insbesondere mit dem starken Zubau von EE-Anlagen ab 2022 sei dieser Effekt deutlich sichtbarer geworden. Eine „perfekte Prognose“ sei unerreichbar. Die Lastprofile der Netzbetreiber könnten diese Veränderungen nicht mehr abbilden. Auch individuelle Lastprofile oder die Einführung der kürzlich vom BDEW vorgestellten neuen Lastprofile könnten nur einen Teil des Risikos abfangen, da diese wissenschaftlich prognostizierten Profile es nicht schaffen, das sich stark im Wandel befindliche Verbrauchsverhalten für jede Viertelstunde vorherzusehen. Es verbleibe eine Kostenbelastung beim Netzbetreiber. Hier sei ein Mechanismus zu entwickeln, der im Zeitablauf entstehende Differenzen sachgerecht ausgleicht. Da durch die ex-post Vorgehensweise im analytischen Verfahren per se keine Kosten und Erlöse für den Differenzbilanzkreis anfallen, greife die pauschale Kürzung der bei der Anwendung des synthetischen Verfahrens anfallenden Kosten und Erlöse in die gesetzlich zulässige unternehmerische Freiheit ein und würde die Netzbetreiber faktisch zur Anwendung des analytischen Verfahrens zwingen. Zudem würde bei der Anwendung des analytischen Verfahrens lediglich das Risiko gegebenenfalls anfallender Kosten (bei Leistungsabweichung) von einem Bilanzkreisverantwortlichen (Marktrolle Verteilnetzbetreiber) auf einen anderen Bilanzkreisverantwortlichen (Marktrolle Lieferant) umverteilt. Darüber hinaus müsse die Anerkennung von Kosten/Erlösen zwingend von der zukünftigen Ausgestaltung der MaBIS-HUB (Verfahren BK6-24-210) abhängig gemacht werden. Beim Mehr-Mindermengenmechanismus werde explizit nur der Gasbereich benannt, so dass sich die Frage stelle, ob im Strombereich die Aufwendungen und Erträge anerkennungsfähig seien. Hierzu sei eine Klarstellung wünschenswert.

50 **Verlustenergie:** Das Erfordernis einer § 10 StromNEV (Verlustenergie) ersetzenden Regelung in der Festlegung wurde von den Stellungnahmen weitestgehend nicht gesehen. Vielmehr sei eine angemessene Praxis bei der Anerkennung von Verlustenergiekosten in den Vordergrund

zu stellen. Teilweise wurde vorgetragen, dass das bisherige System sich bewährt habe und schlicht fortzusetzen sei. Insbesondere sollten Verlustenergiekosten auch künftig als volatil eingestuft werden. Mitunter wurden Ergänzungen des bisherigen Ansatzes zur Berücksichtigung von Effekten der Energiewende gefordert. Genannt wurden z.B. erschwerte Prognosen. Auch sei der Ansatz der Verlustenergie nicht allein basierend auf den Absatzmengen zu ermitteln, sondern unter zusätzlicher Berücksichtigung der zunehmenden dezentralen, volatilen Einspeisemengen. Teilweise gab es auch die Forderung, die Kosten für die Beschaffung „grüner" Verlustenergie wälzbar zu machen. Teilweise wurde zudem vorgetragen, es handele sich bei der Mengenprüfung um einen Partialbenchmark, der im Ergebnis zu einer inkonsistenten, doppelten Effizienzprüfung mit verzerrenden Auswirkungen auf die Effizienzwerte der Netzbetreiber führe.

51 **Anlagenabgänge:** Die Aufnahme einer expliziten Regelung zu den Anlagenabgängen sei zu begrüßen. Hinsichtlich der Behandlung der Anlagenabgänge wurde in den Stellungnahmen zum Konsultationsdokument Tenorierung mit Erwägungen das Vorliegen von unklaren Regelungen geltend gemacht. Es werde ein denkbarer methodischer Wechsel zur Berücksichtigung kalkulatorischer Verluste beschrieben. Die Formulierung „zum Ende der im Basisjahr laufenden Regulierungsperiode" in Tenorziffer 7, Satz 6 sei nicht nachvollziehbar. Die Formulierung sei mit Blick auf die bisherige Verwaltungspraxis zu den Anlagenabgängen redaktionell klarzustellen. Es bedürfe noch einiger Konkretisierungen, um eine sachgerechte Regelung zu erreichen. Eine Refinanzierung des verbleibenden kalkulatorischen Restwerts im Sinne einer geschlossenen Regelung sei sichergestellt, wenn die Gesamtheit der Anlagenabgänge seit dem letzten Basisjahr bis 31.12. des aktuellen Basisjahrs betrachtet werden (z.B. Strom 1.1.22 bis 31.12.26). Die Restwerte der abgegangenen Anlagen sollten bis 31.12. des letzten Jahres der Regulierungsperiode ermittelt und aufsummiert werden (Strom 31.12.2028). Für die dann folgende Regulierungsperiode solle 1/5 bzw. künftig 1/3 im Ausgangsniveau angesetzt werden. Bei den Erlösen sei analog zu verfahren. Klarstellend sei zu ergänzen, dass die Regelung nicht für Netzabgänge infolge von Konzessionswechseln anzuwenden ist. Nach Ansicht einer Landesregulierungsbehörde sei die Regelung zu den Anlagenabgängen grundsätzlich zu begrüßen; allerdings gebe es teilweise in den Ländern eine abweichende gefestigte Verfahrensweise. Hier sollte also eine Kann-Regelung geprüft werden. Zudem sei vor den Worten „zum Ende der im Basisjahr laufenden Regulierungsperiode" das Wort „bis" einzufügen, was auch dem Begründungstext entspräche.

52 Vereinzelt wird vorgetragen, Anlagenabgänge sollten einheitlich bei Strom- und Gasnetzen Berücksichtigung finden. Führend sollte hierbei das in der GasNEF vorgesehene Vorgehen (Berücksichtigung im Kapitalkostenabgleich) sein, wegen der voraussichtlich höheren Anlagenabgänge aufgrund des anstehenden Rückbaus der Gasnetze.

53 Des Weiteren wird kritisiert, dass eine Anwendung der Grundsätze zu Besonderheiten des Basisjahres auf die mit den Anlagenabgängen in Verbindung stehenden Erlöse und Erträge beim Verweis in die Festlegung RAMEN nicht vorgesehen sei. Hier bedürfe es einer Regelung von sog. negativen Besonderheiten des Basisjahres, d.h. einmalig im Basisjahr besonders gering ausfallender Aufwendungen bzw. einmalig besonders hoch ausfallender Erlöse oder Erträge. Nur durch einen einheitlichen Maßstab für die Behandlung von positiven und negativen Besonderheiten des Basisjahres könne dem gesetzlichen Ziel entsprochen werden, betriebsnotwendige Netzkosten und damit ein repräsentatives Ausgangsniveau für die gesamte Regulierungsperiode zu ermitteln.

54 Eine Landesregulierungsbehörde trägt vor, dass eine unterschiedliche Behandlung von Anlagenabgängen im Strom- und im Gasbereich gegenüber den Netzbetreibern in ihrer Zuständigkeit schwer zu rechtfertigen sei. Bisher würden Anlagenabgänge im KKAuf bzw. Regulierungskonto jährlich geprüft und berücksichtigt. In der Kostenprüfung würden darüber hinaus Anlagenabgänge für Anlagen, die vor dem letzten Basisjahr angeschafft werden, geprüft und berücksichtigt. Daher solle es eine Möglichkeit für die Landesregulierungsbehörden geben, von der Regelung der Festlegung abzuweichen und die bisherige Verwaltungspraxis fortzuführen.

55 **Redispatch:** Aufgrund des Verweises auf eine gesonderte Festlegung erschließe sich der Mehrwert der beabsichtigten Regelung nicht. Eine sachgerechte Auseinandersetzung mit der von der BNetzA beabsichtigten „Vergleichmäßigung“ der Redispatch-Kosten sei daher bereits im Ansatz nicht möglich und müsse einem separaten Festlegungsverfahren vorbehalten bleiben. Teilweise wird eine Berücksichtigung von Redispatchkosten in den Effizienzvergleich als positiv und notwendig angesehen und den Überlegungen zu einer Vergleichmäßigung der Kosten könne gefolgt werden. Mit Blick auf die vorgesehene separate Festlegung zur Vergleichmäßigung bedürfe es wegen der Volatilität der Preise lediglich einer Vergleichmäßigung der Preiskomponente. Daneben sei die tatsächliche Menge heranzuziehen, um mögliche Effizienzanstrengungen der Netzbetreiber zu bewirken.

56 Andererseits wird vorgetragen, dass eine Einbeziehung von Redispatchkosten in den Effizienzvergleich nicht überzeugend sei, so dass jedwede Vergleichmäßigung abzulehnen sei.

3.8. Zur Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung (Tenorziffer 8)

57 Die Abschaffung des Mischsystems aus Nettosubstanzerhaltung und Realkapitalerhaltung wird überwiegend -teilweise auch uneingeschränkt - begrüßt. Die prüfungsintensive und individuelle Ermittlung der Kapitalverzinsung würde durch den WACC-Ansatz abgelöst. Dies sei im Hinblick auf das Auslaufen der Altanlagen im Sinne eines zukunftsgerichteten Regulierungsrahmens zu begrüßen. Teilweise wird die Umstellung auf ein reines Realkapitalerhaltungskonzept nachvollzogen, jedoch nicht als vordinglich eingeschätzt. Zudem wird darauf hingewiesen, dass die Einführung der WACC-Methodik nicht zwingend ein reines Realkapitalerhaltungskonzept voraussetzt.

58 Teilweise wird von Netzbetreiberseite vorgebracht, dass die Komplexitätsreduktion und die Reduktion von Rechtsstreitigkeiten nicht der alleinige Maßstab für Entscheidungen im Rahmen der Neufestlegung des Regulierungsrahmens sein sollten. Im Rahmen der Kapitalkostenermittlung könnte auch eine sachlich begründete Festlegung der Preisindizes methodisch korrekt unter Zuhilfenahme wissenschaftlicher Begründungen durchgeführt werden. In diesem Zusammenhang wurde zudem die Frage aufgeworfen, wie zukünftig der Effizienzvergleich auf Grundlage von standardisierten Kapitalkosten oder die Bestimmung des Xgen erfolgen solle, da für deren Bestimmung auch Preisindizes benötigt würden. Insgesamt stelle die Umstellung aber einen guten Kompromiss zwischen Einzelfallgerechtigkeit und pauschalem Vorgehen dar.

59 Vereinzelt wird vorgebracht, die Preisindizes könnten unter Beachtung der gerichtlichen Ausführungen rechtssicher festgelegt werden. Darüber hinaus sei die im Eckpunktepapier angesprochene Komplexitätsreduktion und Bürokratieentlastung in Frage zu stellen, da für die Änderung bestehender Prozesse, z.B. in Anlagenbuchhaltung und IT-Systemen, Aufwand anfallen würde. Das Vorhaben, einen Kompensationsmechanismus für Zwecke des Nachteilsausgleichs einzuführen, wird grundsätzlich begrüßt. Voraussetzung für diesen sei allerdings, eine Schlechterstellung im Vergleich zum Status-Quo zu vermeiden. Der von der Beschlusskammer vorgeschlagene Kompensationsmechanismus wurde grundsätzlich überwiegend positiv bewertet. Die Berücksichtigung eines netzbetreiberspezifischen Eigenkapitalanteils bei der Tagesneuwertbewertung von Altanlagen – maximal in Höhe von

40 % - wird allerdings überwiegend kritisch gesehen. Die Berücksichtigung der individuellen Eigenkapitalquote hätte zur Folge, dass Netzbetreiber sämtliche Bilanzpositionen nochmals im Basisjahr umfassend darlegen und diese durch die Regulierungsbehörden aufwendig überprüft werden müssten. Dies liefe den mit dem WACC-Ansatz verfolgten Zielen zuwider, die Vereinfachung würden deutlich verspätet wirken. Zudem käme dem kommenden Basisjahr bei der Berücksichtigung der individuellen Eigenkapitalquote sogar eine herausragende Bedeutung zu, da über die im Basisjahr ermittelte Quote die Restwerte zu Tagesneuwerten als Euro-Betrag maßgeblich für alle nachfolgenden Berechnungen der Restwerte und Abschreibungsbeträge fixiert würde. Stattdessen könnte man auch mit Blick auf die Besonderheit des Geschäftsjahres bedenken, Eigenkapitalquoten aus früheren Kostenprüfungen mit einzubeziehen, um zu einer sachgerechten Quote zu gelangen. Zudem würden bei einem Abstellen auf die netzbetreiberindividuelle Eigenkapitalquote keine Anreize zur Wahl einer effizienten Finanzierung für die 5. Regulierungsperiode gesetzt werden.

60 Weiterhin wurde im Hinblick auf die individuelle Eigenkapitalquote auf Wechselwirkungen mit der Festlegung KANU 2.0 hingewiesen. Die Anwendung von geänderten Abschreibungsmodalitäten gemäß der Festlegung KANU 2.0 führe zu geringeren Restwerten, welche wiederum zu einem Absinken des kalkulatorischen Eigenkapitals unter 40% führen könnte. Bei Weiterverwendung dieser ergäben sich Verzerrungen. Aus diesen Gründen wurde vielfach angeregt, im Rahmen der Übergangsregelung pauschal eine Eigenkapitalquote von 40% zu berücksichtigen. Dies würde Verwaltungsaufwand vermeiden und dann zu sachgerechten Ergebnissen führen, wenn die Eigenkapitalquote in den Basisjahren 2025 und 2026 niedriger als in Vorjahren ausfallen würde.

61 Vereinzelnd wurde die vollständige Berücksichtigung der Tagesneuwerte zu 100% gefordert, da durch die im WACC festzulegende Quotierung der Anteile der FK- und EK-Zinsen nachfolgend sichergestellt würde, dass nur der eigenfinanzierte Anteil der Altanlagen im Rahmen der Verzinsung als Eigenkapital berücksichtigt werde.

62 Teilweise wurde vorgetragen, dass zusätzlich zu dem von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Ausgleichsmechanismus eine Übergangsregelung dergestalt aufzunehmen sei, dass für die Jahre zwischen Basisjahr und Beginn der fünften Regulierungsperiode der bereits beschiedene Kapitalkostenabzug so anzupassen sei, dass die fortgeführten Kapitalkosten auf Basis der eingefrorenen Tagesneuwerte und unter Anwendung des

Nominalzinses neu zu berechnen seien. Die Differenz sei dann als Zuschlag auf die Erlösobergrenzen zu berücksichtigen.

63 Im Zusammenhang mit der Kompensationsregelung wurde um Klarstellung erbeten, welcher Nominalzins bei der Verzinsung der kalkulatorischen Restwerte im Rahmen der angedachten Übergangsregelung zur Anwendung kommen solle.

64 Vereinzelnd wurde die von der Bundesnetzagentur angedachte Übergangsregelung abgelehnt, da diese lediglich einmalig zur Anwendung komme und zu pauschal sei. Sie würde in Abhängigkeit von der Altersstruktur der Anlagen zum Nachteil für die Unternehmen führen. Stattdessen sei alternativ eine Barwertermittlung im Zeitpunkt der Systemumstellung und anschließend die Auflösung als Sondersachverhalt im Regulierungskonto vorzunehmen. Optional könne dies mit dem von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Kompensationsmechanismus ergänzt werden, wobei der bereits berücksichtigte Barwert im Umstellungszeitpunkt bei der Ermittlung der Anschaffungs-/Herstellungskosten mit einbezogen werden müsste.

65 Einzelne Netzbetreiber lehnten den vorgeschlagenen Systemwechsel ab. Ein maximal präziser Ausgleichmechanismus würde die Kapitalkostenermittlung nach dem alten als auch nach dem neuen System erforderlich machen, was zu einer Komplexitätszunahme in der Umstellungsphase führe. Zudem spreche die Endlichkeit des aktuellen Systems gegen eine Umstellung, da Neuanlagen schon derzeit vollständig innerhalb der Realkapitalerhaltung abgebildet werden. Langfristig finde eine Vereinfachung somit schon ohne zusätzliche Eingriffe statt. Auch sei der Zeitpunkt der Umstellung nicht gut gewählt, da die nach § 6a StromNEV herangezogenen Preisindizes in den letzten Jahren eine signifikante Erhöhung erfahren hätten. Insgesamt rechtfertige die geringe langfristige Komplexitätsreduktion den Umstellungsprozess nicht.

66 Von Seiten einer Landesregulierungsbehörde wird darauf hingewiesen, dass ein erheblicher Investitionsanteil aus den Jahren zwischen der Wiedervereinigung und 2006 stamme. Diese Anlagen seien bisher auf Basis von Tagesneuwerten bewertet worden. Dem müsse zur Vermeidung einer wirtschaftlichen Benachteiligung ostdeutscher Netzbetreiber Rechnung getragen werden. Der vorgeschlagene Kompensationsmechanismus wird in diesem Punkt als unzureichend angesehen. Stattdessen wird eine klarere und verbindlichere Regelung gefordert, die diesen Punkt aufgreife. Eine andere Regulierungsbehörde unterstützt die vorgeschlagene Umstellung und unterstreicht in diesem Zusammenhang, dass das

Kapitalerhaltungssystem der Nettosubstanzerhaltung nicht mit dem zukünftigen Investitionsverhalten in Einklang zu bringen sei. Allerdings sei der angedachte Kompensationsmechanismus zu konkretisieren und transparent zu kommunizieren. Eine weitere Regulierungsbehörde sieht im Zusammenhang mit der geplanten Übergangsregelung einen erheblichen Mehraufwand, was dem Vereinfachungsgedanken zuwiderlaufen würde. Die Übergangsregelung müsse vor diesem Hintergrund deutlich vereinfacht werden. Andere Landesregulierungsbehörden begrüßen die Abschaffung des Mischsystems und sehen im vorgeschlagenen Kompensationsmechanismus eine angemessene Lösung zur Kompensation möglicher Vermögensnachteile.

67 Nach Veröffentlichung des Tenor-Entwurfs (Januar 2025) wurde die Umstellung auf ein reines Realkapitalerhaltungskonzept mit dem angedachten Kompensationsmechanismus von dem Großteil der Stellungnehmenden ohne inhaltliche Ergänzungen weiterhin begrüßt. Vereinzelt wurde im Hinblick auf den Kompensationsmechanismus eine Übergangsregelung gefordert, die dem Umstand Rechnung trägt, dass die letztmalige Tagesneuwert-Bewertung im Basisjahr der 5. Regulierungsperiode (2025 bzw. 2026) stattfinden soll, die Regulierungsperiode allerdings erst später beginnt. Die Anwendung des Nominalzinses sei ab dem Zeitpunkt der Umstellung und nicht erst mit dem Beginn der 5. Regulierungsperiode notwendig. Für diesen (Übergangs-)Zeitraum sei die Anpassung des Kapitalkostenabzugs der betreffenden Jahre der 4. Regulierungsperiode so abzubilden, dass der bereits beschiedene Kapitalkostenabzug neu zu berechnen und die Differenz zum beschiedenen Kapitalkostenabzug als Aufschlag auf die bereits beschiedene EOG anzusetzen sei.

68 Von anderer Seite wird die Fortführung der Berücksichtigung der Preisentwicklung für den Zeitraum vom Basisjahr bis zum Beginn der 5. Regulierungsperiode gefordert, die nach dem alten ARegV-Regime über die EOG-Formel stattgefunden hat. Es ginge nicht lediglich um eine zeitliche Verschiebung, sondern tatsächlich um den finalen Verlust der Preisentwicklung von zwei Jahren. Diese Refinanzierungslücke sei derart zu schließen, dass die letztmalige Tagesneuwert-Bewertung zum Zeitpunkt des Beginns der fünften Regulierungsperiode und nicht zum Basisjahr stattfinden müsse. Diese Preisentwicklung sei in Ermangelung der konkreten Werte für den VPI dabei pauschal zu berücksichtigen.

69 Dieser Punkt wurde auch vermehrt nach Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs angesprochen. Die in diesem Zusammenhang von der Beschlusskammer vorgetragene Begründung, dass aufgrund des Basisjahrprinzips ein anderer Bewertungsstichtag nicht

angezeigt sei, überzeuge in diesem Zusammenhang nicht. Einerseits handele es sich bei der Umstellung um eine einmalige Anpassung, die einen angemessenen wirtschaftlichen Ausgleich von wirtschaftlichen Nachteilen zu gewährleisten habe, und nicht um eine systematisch wiederkehrende Thematik in einem laufenden Regulierungssystem mit Zeitverzug. Anderseits werde auch an anderer Stelle – so bei der Berücksichtigung von Restwerten im Zusammenhang mit Anlagenabgängen - systematisch vom Basisjahrprinzip abgewichen und auf die Ermittlung von Werten bis zum Ende der Regulierungsperiode abgestellt. Auch das Argument der Beschlusskammer, dass die einschlägige Preisentwicklung innerhalb der anlagenspezifischen Preisindizes bis zum Ende der Regulierungsperiode zum Zeitpunkt der Umstellung nicht bekannt sei und daher Prognosen angestellt werden müssten, stelle kein Ausschlusskriterium für eine wirtschaftlich angemessene Ausgleichszahlung dar. Vorrangig vor der Berücksichtigung der tatsächlich stattgefundenen Preisentwicklung müsse die Vermeidung von wirtschaftlichen Nachteilen stehen. Es sollte zudem auch systemkonform möglich sein, eine pauschale Prognose für die Preissteigerungen der zwei Jahre nach dem Basisjahr zu treffen. Die könne bspw. durch den Ansatz eines längerfristigen Durchschnittwertes oder des jährlichen Inflationsziels der Europäischen Zentralbank (EZB) in Höhe von 2% erfolgen. Dabei stelle das Inflationsziel der EZB einen klaren Anker für die Inflationserwartungen dar. Da die Inflationsentwicklung durch die Inflationserwartung getrieben sei, sei das Inflationsziel der EZB auch eine angemessene Prognose.

70 Das Einfrieren der Tagesneuwerte auf Basis der Jahre 2025 bzw. 2026 wird vereinzelt kritisch gesehen, da eine Refinanzierung fraglich sei und der Anteil der Altanlagen einen durchaus relevanten Teil ausmache. Insofern sei der Umstellungszeitpunkt zu überprüfen. Der Umstieg auf ein reines Realkapitalerhaltungsmodell könne auch später realisiert werden.

71 Weiterhin wird von einzelnen Netzbetreibern vorgetragen, der angelegte Kompensationsmechanismus sei nicht per se barwertneutral, sondern dies hänge vielmehr von Zufällen ab. Für den Fall, dass sich die Entwicklungen von VPI und Tagesneuwerten nicht entsprechen, könnten massive negative Effekte für den Netzbetreiber drohen. Auch die Annahme, dass sich die anlagengruppenspezifische Preisentwicklung und die Preisentwicklung des Verbraucherpreisindizes entsprechen, führt nicht zwangsläufig zu einem barwertneutralen Ergebnis. Entscheidend sei hier die Entwicklung bzw. Ausprägung von Verbraucherpreisindizes und anlagengruppenspezifischen Preisen in den einzelnen Jahren der Gesamtnutzungsdauer unabhängig davon, ob sich über die Gesamtnutzungsdauer die

Preisentwicklungen ausgleichen. Ein Netzbetreiber nimmt beispielhafte Vergleichsrechnungen unter Annahme zukünftiger Entwicklungen von VPI und Preisindizes für einzelne Anlagen vor, um seine Aussagen zu unterstützen. In diesem Zusammenhang wird auch vorgetragen, dass sich die unterstellte Barwertneutralität im Rahmen einer vorgenommenen Kontrollrechnung nur in einer einzigen konkreten Konstellation einstellen würde. Dies bedeute, dass es rein zufällig sei, ob sich diese einstellen würde oder nicht. Auf Grundlage dieser Annahme dürfe die Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens mit entsprechenden Auswirkungen auf den Unternehmenswert nicht beruhen. Bei unterschiedlicher Entwicklung von anlagengruppenspezifischer und allgemeiner Preisentwicklung wären signifikante Barwertveränderungen zu verzeichnen, was zu erheblichen finanziellen Risiken führen könne. Bei Nichtentsprechen der Tagesneuwertentwicklung einer Anlage und der beschriebenen Parametrierung führe die Umstellung auf das neue Regulierungsregime zu negativen Effekten. Auch führe die Annahme, dass sich die Entwicklung des VPI und die anlagenspezifische Preisentwicklung in einem hinreichend langen Zeitraum entsprechen, nicht zu einem barwertneutralen Ergebnis.

72 Weiter wird ausgeführt, dass aus Vereinfachungsgründen die vorgesehene Anwendung eines WACC für die letztmalige Berechnung des Restbuchwerts mittels Kombination aus Tagesneuwert und Anschaffungs-/Herstellungskosten als richtig anzusehen sei. Hierin könne allerdings keine weitere Kompensation gesehen werden, da in keiner Weise die Fälle berücksichtigt wurden, in welchen Netzbetreiber bereits aufgrund der Begrenzung der EK-Quote nach § 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV nach einem solchen WACC bewertetet wurden. Es solle daher ein Kompensationselement eingeführt werden, welches sicherstellt, dass kein Netzbetreiber durch die Umstellung Nachteile erleide.

73 Ein Netzbetreiber führt weiterhin aus, dass die unterstellte Ausgleichswirkung zur Realkapitalerhaltung nicht nachvollziehbar sei. Ein tatsächlicher Ausgleich für entfallende Indexierungen sei weder rechnerisch noch methodisch erkennbar. Die behauptete Barwertneutralität trete nur unter sehr engen idealtypischen Voraussetzungen auf und sei in der Praxis kaum gegeben. Zudem sei ungeklärt, wie sich der Systemwechsel auf bestehende Finanzierungen auswirke. Viele Kreditverträge und Covenants wären auf Basis von Annahmen zukünftiger Cashflows kalkuliert. Ein durch den Systemwechsel herbeigeführter veränderter Erlösverlauf könne Verschiebungen verursachen, was zu Bonitätsrisiken oder Covenants-Brüchen führen. Hinsichtlich der Berücksichtigung der Höhe der Eigenkapital- bzw. der

Fremdkapitalquote wird angeregt, dass sich bei der Festlegung einer Fremdkapitalquote am internationalen Umfeld zu orientieren, anstatt automatisch die Höchstgrenze bei 60% zu setzen.

74 Auch die Netznutzerseite ist der Auffassung, dass die Umstellung auf Realkapitalerhaltung eine sinnvolle Vorgehensweise ist. Der 1:1-Ersatz von Anlagen sei bereits bei der Einführung der ARegV keine sachgerechte Annahme gewesen. Zudem habe die Nettosubstanzerhaltung zu höheren Kosten in der Vergangenheit geführt. Insofern sei in Bezug auf eine Kompensationsregelung nicht nachvollziehbar, warum ein Nachteilsausgleich zugunsten der Netzbetreiber in die Zukunft fortgeschrieben werden solle. Die Beschlusskammer solle deshalb auf eine Übergangsregelung verzichten.

75 Auch der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) unterstützt den Vorschlag zur Verwendung einer einheitlichen Erhaltungskonzeption und teilt die in diesem Zusammenhang die von der Beschlusskammer vorgetragenen Argumente, wobei er die Aspekte Komplexitätsreduktion, Akzeptanzerhöhung bei Politik/Presse/Öffentlichkeit und im Kreis internationaler Investoren hervorhebt. Aus Sicht des WAR sind beide Erhaltungskonzeptionen – eine Vereinheitlichung vorausgesetzt – geeignet, wobei für die Realkapitalerhaltung spreche, dass diese schon als alleinige Methode im Rahmen der StromNEV/GasNEV vorgesehen war, im Gasbereich keine nennenswerten Neuinvestitionen mehr erfolgen und im Strombereich die relative Bedeutung der Neuinvestitionen bereits aktuell besonders hoch ist.

76 Auch die Gewährung einer Nachteilskompensation ist für den WAR nachvollziehbar. Allerdings bringe eine Systemumstellung immer die Möglichkeit, dass sich hierdurch einzelne Marktteilnehmer nach der Systemumstellung besser oder schlechter stellen als im alten System. Insofern gebe es keinen ökonomischen „Automatismus“ einer vollständigen Kompensation aufgrund eines systemumstellungsbedingten Nachteils. Die Systemumstellung habe zudem aus juristischer Perspektive im Rahmen der verfassungsrechtlichen Grenzen zu erfolgen. Unter der Prämisse, dass ein entsprechender Nachteilsausgleich erfolgt, befürwortet der WAR den von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Tagesneuwertansatz. Er ist aus Sicht des WAR ökonomisch und praktisch adäquat, um das gewünschte Ziel zu erreichen.

3.9. Zu den kalkulatorischen Abschreibungen (Strom) inkl. Anlage 1 StromNEF (Anlagengruppen und Nutzungsdauern)

77 Im Wesentlichen tragen die Stellungnahmen im Bereich der StromNEF zur Aktualisierung der Anlagengruppen und zu den Nutzungsdauern und der Frage der Abschaffung der Spannweiten vor. Der BDEW und der VKU haben bereits in einem frühen Stadium des Verfahrens detaillierte Vorschläge dazu gemacht, wie die derzeitige Anlage 1 StromNEV überarbeitet werden könnte.

3.9.1 Anlagengruppen

78 Es werden Einschätzungen zur Abbildung von Erzeugungsanlagen im Anlagevermögen des Netzbetreibers abgegeben. Nach §11b EnWG können Netzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen Eigentümer von Energiespeichern werden. Energiespeicher sollten daher im Anlagevermögen des Netzbetreibers abgebildet werden. Es solle eine Differenzierung nach Speichertechnologie mit verschiedenen Nutzungsdauern geben oder eine Anlagengruppe mit einer Nutzungsdauerspanne (von 8-15 Jahren). Aufgrund unterschiedlicher Speichertechnologien und ihrer spezifischen Eigenschaften sei jedoch ein weiterer Austausch mit der Branche erforderlich, um eine präzise Abgrenzung der Nutzungsdauern und möglichen Aufteilung dieser Anlagengruppe sicherzustellen.

79 Notstromaggregate sollten im Anlagevermögen des Netzbetreibers in einer eigenen Anlagengruppe abgebildet werden. Alternativ käme eine Zusammenfassung mit der Anlagengruppe „III 2.8 fahrbare Stromaggregate“ (Anlage 1 StromNEV) infrage. Diese könne die Bezeichnung „Stationäre und mobile Stromaggregate“ erhalten, mit einer Nutzungsdauerbandbreite von 13-25 Jahren.

80 EE-Anlagen auf Betriebsgebäuden sollten im Anlagevermögen des Netzbetreibers enthalten sein. Vorgeschlagen wird eine eigene Anlagengruppe mit einer Nutzungsdauerbandbreite von 20-25 Jahren. Einige Konsultationsteilnehmer unterscheiden nach den Kriterien der Betriebsnotwendigkeit und der Betriebsart. Demnach sollen nur freiwillig errichtete EE-Anlagen auf Betriebsgebäuden, die zur Reduzierung des Eigenverbrauchs dienen und nicht in das Stromnetz einspeisen, im Anlagevermögen des Netzbetreibers berücksichtigt werden. Die Kostenminderungen im Betriebsverbrauch (Strombezug) werden direkt kostenmindernd berücksichtigt. Verpflichtend errichtete EE-Anlagen auf Betriebsgebäuden, die ausschließlich in das Stromnetz einspeisen, seien nicht betriebsnotwendig und somit nicht dem Netzbetrieb, sondern der Tätigkeit “Sonstige” zuzuordnen. Verpflichtend errichtete EE-Anlagen auf Betriebsgebäuden, die sowohl der Senkung des Eigenverbrauchs als auch zur Netzeinspeisung

dienen, sind in der Tätigkeit “Sonstige” auszuweisen. Dabei bestehe die Möglichkeit, die im Zusammenhang mit dem Eigenverbrauch entstehenden Kosten in den regulierten Bereich zu verrechnen.

81 Eine Aktualisierung der Anlagengruppen und Nutzungsdauern aufgrund des technischen Fortschritts und des zunehmenden Einsatzes von Digitaltechnik wird begrüßt. Insbesondere die Verwendung digitaler- und softwarebasierter Technik sowie innovativer Leitungsarten (z. B. Lichtwellenleiter) führe zu sinkenden technischen Nutzungsdauern. Alternativ könnte man über eine zusätzliche Anlagenklasse „digitale Netztechnik“ als Sammler mit entsprechend niedriger Nutzungsdauer nachdenken. Zu beachten sei jedoch, dass die Einführung neuer Betriebsmittelklassen ggf. anlagenbezogene Einzelprüfungen erforderlich mache, die einen zusätzlichen Aufwand erzeugen. Vereinzelt wird vorgetragen, dass eine beispielhafte Aufzählung "digitaler" Anlagen hilfreich sei.

82 Es sollte eine neue Anlagengruppe für Funk- und Steuertechnik, die unter 450 MHz oder Tetra Funk fallen, geschaffen werden. Bisher sei für diese Anlagengruppen nur ein umständliches Aufteilen auf mehrere Anlagengruppen erforderlich gewesen.

83 In dem Abschnitt "Fortleitungs- und Verteilungsanlagen" sollte für Netzleitsysteme eine eigene Anlagengruppe eingeführt werden, mit einer Nutzungsdauer von 6-10 Jahren. Infolge der Digitalisierung sei das Leitsystem nicht der Anlagengruppe der "Schutz und Leittechnik" zuordenbar. Auch eine Zuordnung zu Anlagengruppe "Software" sei aufgrund der Nutzungsdauer von 3-5 Jahren nicht sachgerecht, da sie die tatsächliche Nutzungsdauer stark unterschreite.

84 Auch sei eine separate Anlagengruppe „Leittechnik NS“ mit kürzeren Nutzungsdauern von 5-8 Jahren zu begrüßen, den gerade im Hinblick auf die Entwicklungen zu § 14a EnWG (steuerbare Verbrauchseinrichtungen) seien kürzere Nutzungsdauern anzusetzen als für die Ebenen HS und MS.

85 Aufgrund der Vielfältigkeit der aktivierten Anlagengüter in der Anlagengruppe „Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen“ sollte die Anlagengruppe klarstellend auf “Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen, sonstige Bauten” erweitert werden. Zudem würden hier bislang u.a. auch Schrankenanlagen und Zäune aktiviert. Diese Art der Anlagen erreichten die aktuell festgelegte kalkulatorische Nutzungsdauer von 25 – 35 Jahren jedoch nicht. Vor diesem Hintergrund sollte die kalkulatorische Nutzungsdauer auf 15 - 25 Jahre verkürzt werden.

86 Die Anlagengruppe „Gleisanlagen, Eisenbahnwagen“ könne entfallen, da diese nur historisch bedingt noch vorhanden sei. Heutzutage fänden z. B. Trafotransporte hauptsächlich über die Straße statt.

87 In der Anlagengruppe „Werkzeuge/Geräte“ würden u.a. digitale Analyse -, Prüfungs- und Messgeräte sowie Wärmebildkameras aktiviert, die softwareseitig nicht die aktuelle kalkulatorische Nutzungsdauer von 14 - 18 Jahren erreichten. Des Weiteren würden in dieser Anlagegruppe auch kleinere Maschinen aktiviert z. B. Bohrhammer /Schrauber, die bei gewerblicher Nutzung nicht die angestrebte kalkulatorische Nutzungsdauer von 14 Jahren erreichten. Aus diesen Gründen sollte die kalkulatorische Nutzungsdauer auf 5 - 10 Jahre verkürzt werden. Zudem wird eine Zusammenfassung mit der Anlagengruppe „Geschäftsausstattung“ vorgeschlagen.

88 Für die Anlagengruppe „Schutz- und Messeinrichtungen“ sollte eine neue Anlagengruppe mit dem Zusatz “Digitaltechnik” eingeführt werden, um den kürzeren technischen Nutzungsdauern Rechnung zu tragen. Anstelle der aktuellen kalkulatorischen Nutzungsdauer von 25 - 30 Jahren sei die Nutzungsdauer auf 10 - 15 Jahre (bzw. analog 10 Jahre, digital 8 Jahre) abgesenkt werden. Hintergrund seien deutlich kürzere Produktzyklen und meist Ersatzteilgarantien, die auf 10 Jahre begrenzt seien. Auch Softwareänderungen/Updates beschränkten die tatsächliche Lebensdauer der Geräte auf kürzere Zeiträume. Neue digitale Schutzgeräte seien für einen sicheren, fehlerfreien Betrieb spätestens in dem o. g. Zeitraum von 10 - 15 Jahren auszutauschen.

89 Mit der gleichen Begründung sei auch für die Anlagengruppe „III. 2.3.9 MS&NS Schutztechnik“ eine neue Anlagengruppe mit dem Zusatz “Digitaltechnik” einzuführen, um den kürzeren technischen Nutzungsdauern Rechnung zu tragen. Anstelle der aktuellen kalkulatorischen Nutzungsdauer von 25 - 30 Jahren sollte die Nutzungsdauer auf 8 bzw. 10 - 15 Jahre abgesenkt werden.

90 Darüber hinaus sei auch für Ortsnetzstationen (enthalten in der Anlagengruppe 2.3 Stationen mit elektrischen Einrichtungen, Ortsnetzstationen mit bisheriger Nutzungsdauerspanne 30-40 Jahre), konsistent zu Rundsteueranlagen, eine weitere Differenzierung hinsichtlich digitaler und analoger Technik vorzunehmen, da sich auch hier künftige Nutzungsdauern unterscheiden dürften. Für digitale Ortsnetzstationen erscheine eine kürzere Nutzungsdauerspanne von 15-25 Jahre plausibel.

91 Die von der Beschlusskammer vorgeschlagene Beseitigung der Anlagengruppe “Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke” und damit zusammenhängend die zukünftige Aktivierung in den Anlagengruppen „Analoge Ortsnetzstationen“ oder „Digitale Ortsnetzstationen“ wird abgelehnt. Die geforderte Trennung zwischen analoger und digitaler Ortsnetztechnik habe sich im Wesentlichen auf die Sekundärtechnik innerhalb der Ortsnetzstation und nicht auf die darin enthaltenen Transformatoren bezogen. Der darin enthaltene Transformator sollte weiterhin in der Anlagengruppe „Ortsnetz-Transformatoren“ aktiviert werden können. Die damit gewonnene Trennung zwischen Transformator und Sekundärtechnik (analog und digital) erhöhe die Transparenz im Sachanlagevermögen und spiegele die erwartete technische Lebensdauer wider.

92 Die aktuell festgelegte kalkulatorische Nutzungsdauer in Höhe von 20 – 25 Jahren für die Anlagengruppe „Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger“ sei grundsätzlich passend. Im Rahmen des vorgeschriebenen Smart-Meter-Rollouts bis zum Jahr 2032 ergäben sich jedoch bereits jetzt kalkulatorische Buchverluste für die im Zwischenzeitraum verbauten alten Zählersysteme. Zur Sicherstellung der Refinanzierung seien die entstehenden kalkulatorischen Buchverluste in der Kostenprüfung anzuerkennen. Ebenfalls sei zur vollständigen Amortisation der konventionellen Zähltechnik eine Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern für kommende Investitionen und für das Bestandsvermögen in Anlehnung an KANU bis zum 31.12.2031 zu ermöglichen.

93 Die Beibehaltung der kalkulatorischen Nutzungsdauer in Höhe von 20 Jahren für die Anlagengruppe Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger wird teilweise kritisch gesehen. In einem sich nicht ändernden Anwendungsgebiet sei dies grundsätzlich in Ordnung. Jedoch ergäben sich im Rahmen des vorgeschriebenen Smart-Meter-Rollouts bis zum Jahr 2032 bereits jetzt kalkulatorische Buchverluste für die im Zwischenzeitraum verbauten alten Zählersysteme. Zur Sicherstellung der Refinanzierung müssten die entstehenden kalkulatorischen Buchverluste von der Bundesnetzagentur in der Kostenprüfung anerkannt werden. Ebenfalls sollte zur vollständigen Amortisation der konventionellen Zähltechnik eine Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern für kommende Investitionen und für das Bestandsvermögen in Anlehnung an KANU bis zum 31.12.2031 möglich sein. Aus einer Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauer würde sich eine sachgerechtere und damit auch zeitnähere Refinanzierung ergeben, indem drohende hohe Sonderabschreibungen in den Jahren 2031/2032 verstetigt werden.

94 Bei der Anlagengruppe „Telefonleitungen“ seien in Bezug auf konventionelle kabelgebundene Telefonleitungen die kalkulatorischen Nutzungsdauern von 30 – 40 Jahren weiterhin passend. Jedoch würden heutzutage innovative Lichtwellenleiterkabel verlegt, für die noch keine technischen Erfahrungswerte aus der Praxis vorlägen. Eine kalkulatorische Nutzungsdauer in Höhe von 30 Jahren werde als technisch kritisch angesehen, so dass eine Reduzierung auf 15-25 Jahre angebracht erscheine. In diesem Zusammenhang wird auch eine Umbenennung der Anlagengruppe, beispielsweise in „Kommunikationsleitungen“, vorgeschlagen. Ebenfalls lägen für die funktechnischen Komponenten (TETRA-Funk, öffentlicher Mobilfunk) wenige technische Erfahrungen aus der Praxis vor. Erfahrungen aus anderen Anwendungsfällen ließen eher Nutzungsdauern im Bereich von 10 - 15 Jahren erwarten.

95 Die Anlagengruppen „moderne Messeinrichtungen“ und „Smart-Meter-Gateway“ könne nach einer Auffassung entfallen, da diese nicht erlösobergrenzenrelevant sind. Teilweise wird vorgetragen, diese seien aufgrund von Betriebsmessungen beizubehalten, mit einer Nutzungsdauer von 8 Jahren.

96 Zu der Frage der Umstellung auf die Anlagengruppen der neuen Anlage 1 StromNEF wurde um Klarstellung gebeten, wann der Wechsel zu den neuen Anlagengruppen erfolgen soll (im - und damit ab dem - Basisjahr oder erst nachträglich über den KKAuf).

97 Teilweise wird vertreten, die Einführung der neuen digitalen Anlagengruppen sei kurzfristig notwendig und umsetzbar. Derartige digitale Anlagen seien bereits im Einsatz und würden verstärkt in den kommenden Jahren zur Umsetzung dynamischer Netzführung eingesetzt, um die Anforderungen der Festlegung nach § 14a EnWG und dynamische Netz- bzw. Verbrauchersignale erfüllen zu können.

98 Eine Berücksichtigung solcher Anlagen sollte bereits in der 4. Regulierungsperiode (ab 2024) stattfinden. Die Nutzungsdauern der noch geltenden Anlagengruppen seien unrealistisch lang. Ein erheblicher Mehraufwand auf Seiten der Regulierungsbehörden sei nicht zu erkennen. Bereits ab dem 01.01.2026 sollten für die Ermittlung des Ausgangsniveaus die zukünftig geltenden Anlagengruppen und Nutzungsdauern zur Anwendung gebracht werden können. Vor dem Hintergrund der Ermittlung der Erlösobergrenze für die 5. Regulierungsperiode auf Basis der Festlegungen RAMEN und StromNEF sei der 01.01.2029 für die Gültigkeit der Anlage 1 inkonsistent. Spätestens jedoch zum 01.01.2027 sollten die neuen Anlagengruppen und Nutzungsdauern zur Anwendung kommen, um im Kapitalkostenaufschlag für die

5. Regulierungsperiode unterschiedliche Nutzungsdauern in unterschiedlichen Jahresscheiben für gleiche Anlagengruppen zu vermeiden.

99 Eine Umbuchung bestehender Anlagengüter in die neuen Anlagengruppen sollte ermöglicht werden. Alternativ könnten für KKauf-Anträge für die 4. Regulierungsperiode, die noch nicht abschließend im Regulierungskonto geprüft wurden, die neuen Anlagengruppen bereits in Betracht gezogen werden. Der jeweilige Restbuchwert des Anlagenguts würde dann umgebucht und entsprechend der neuen Restnutzungsdauer abgeschrieben.

100 Auch sollten Umbuchungen zwischen Anlagengruppen zulässig sein, da Neuzuordnungen im handelsrechtlichen Jahresabschluss Umgruppierungen in der kalkulatorischen Anlagenbuchhaltung nach sich ziehen können. Ein Verbot würde erhebliche Softwareanpassungen mit entsprechenden Kosten verursachen.

101 Anlagengruppen, die sowohl in der Anlage 1 StromNEF, als auch in der Anlage 1 GasNEF existieren (Allgemeine Anlagen), sollten die gleiche Nutzungsdauer vorweisen, vorzugsweise die kürzere Nutzungsdauer aus der StromNEF. Durch Abweichungen zwischen Strom und Gas würden die Netzbetreiber vor große Herausforderungen (z.B. Schlüsselungen) gestellt.

3.9.2 Zur Abschaffung der Nutzungsdauer-Spannen (Anlage 1 StromNEF)

102 Die Abschaffung der Nutzungsdauerspannen wird zum Teil abgelehnt. Wenn es je Anlagengruppe dennoch nur einen Wert geben solle, dann solle sich dieser am unteren Rand orientieren, zum Teil werden auch Nutzungsdauern deutlich unter dem heutigen unteren Rand als sachgerecht angesehen. In mehreren Anlagengruppen gebe es das Problem, dass Komponenten zunehmend digitalisiert würden. Dies spreche eher dafür, dass die Nutzungsdauerspannen beibehalten und eher nach unten erweitert werden sollten. Gerade mit Blick auf die Energiewende und die zunehmende Digitalisierung sollten die individuellen Kenntnisse über die eigenen Netzanlagen und die Einschätzung einer realistischen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer nicht durch eine Vereinheitlichung eingeschränkt werden.

103 Die unterschiedliche Vorgehensweise zwischen Strom und Gas sei nicht nachvollziehbar. Es gebe neben der Vereinfachung keine sachlichen Gründe für eine Herabsetzung auf den unteren Rand. Dagegen spreche, dass die unternehmerische Entscheidungsfreiheit eingeschränkt werde und es werde das Prinzip der Stetigkeit bei denjenigen Unternehmen durchbrochen, die derzeit nicht den unteren Rand anwenden.

104 Teilweise wird die Möglichkeit zur Vereinheitlichung der Nutzungsdauern je Netzbetreiber/Verpächter aus Vereinfachungsgründen begrüßt. Als Umstellungszeitpunkt biete sich das Basisjahr oder für aufnehmende Netzbetreiber das Jahr einer Netzübernahme an. Eine Abschaffung der Spannweiten dürfe nicht dazu führen, dass es zu einem Verlust von Restbuchwerten oder Abschreibungsscheiben komme. Vorgeschlagen wird daher ein Nutzungsdauerwechsel zum Beginn der fünften Regulierungsperiode zum 01.01.2029.

105 Es sei zudem fraglich, welche Gründe, die in der Vergangenheit für das Vorliegen unterschiedlicher Netz-IDs sprachen, zukünftig entfallen werden. Netzübergänge gäbe es z.B. auch zukünftig.

106 Eine Sonderabschreibung bei einer rückwirkenden Umstellung auf den unteren Rand würde aufgrund der Auswirkung auf den Effizienzvergleich zu einer deutlichen Verschlechterung des status quo für die betroffenen Netzbetreiber führen. Eine regulatorisch anerkennungsfähige Sonderabschreibung könne über mehrere Jahre verteilt werden.

107 Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen der immateriellen Anlagegüter wird für eine einheitliche Lösung plädiert. Die Differenzierung nach Baukostenzuschüssen und sonstigen immateriellen Anlagegütern sei nicht notwendig. Zur generellen Vereinfachung und leichteren Abbildung sollte hier grundsätzlich auf die handelsrechtlichen Werte zurückgegriffen werden.

3.10. Zur kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung

3.10.1 WACC allgemein

108 Die Einführung einer pauschalen Gesamtkapitalverzinsung (WACC-Ansatz) und das damit verbundene Ziel, ein schlüssiges und sachgerechtes pauschaliertes Verfahren herzuleiten, wird in der großen Mehrheit der Stellungnahmen begrüßt. Auch der WAR begrüßt die Adaption der WACC-Methodik als internationales best practice und die damit einhergehenden Vorteile. Dies sind nach seiner Ansicht insbesondere die Anreize zur Optimierung der Kapitalkosten, die höhere Transparenz und stärkere Nachvollziehbarkeit sowie die Vereinfachungspotenziale, welche auch zum Bürokratieabbau beitragen. Aus Sicht der Netzbetreiber wäre die Sicherstellung einer angemessenen, kapitalmarktadäquaten und zukunftstauglichen Kapitalverzinsung dafür Voraussetzung. Dafür sei es nötig, wirtschaftliche Neutralität herzustellen und jegliche strukturelle Verschlechterung der Kapitalverzinsung auszuschließen. In diesem Zusammenhang wird vor möglichen negativen Auswirkungen des Systemwechsels

gewarnt und die Notwendigkeit betont, die Verzinsungsbedingungen zu verbessern und unnötigen Verwaltungsaufwand zu vermeiden.

109 Die Ziele der kalkulatorischen Kapitalverzinsung, unnötigen Verwaltungsaufwand zu vermeiden und höhere Transparenz und Vergleichbarkeit herzustellen, werden netzbetreiberseitig ebenfalls geteilt. Außerdem führe eine Beschleunigung der Verfahren auch zu größerer Rechtssicherheit, was ebenfalls zu begrüßen sei. Gesteigerte Transparenz der Kapitalkostenermittlung könnte auch positiv auf (internationale) Kapitalgeber sowie auf Kredit-Ratings wirken.

110 Einige wenige Netzbetreiber adressieren in ihren Stellungnahmen, dass die Einführung eines WACC auch negative Effekte haben könnte, bzw. wirtschaftliche Risiken entstünden, da die tatsächlichen Fremdkapitalkosten auch die pauschalierte Fremdkapitalverzinsung übersteigen könnten, was wiederum die Rendite schmälern würde.

111 Weitere Stellungnahmen Beteiligter begrüßen, dass die Bundesnetzagentur offen nach Regelungen suche, die angemessene Netzentgelte begründen und dabei ungerechtfertigte Besserstellungen nicht fortschreiben sollte.

112 Für eine sachgerechte wissenschaftliche Herleitung des WACC in seiner konkreten Ausgestaltung müsse nach Ansicht der Netzbetreiber sowohl methodische Konsistenz gewahrt werden, als auch die Ergebnisse dauerhaft verprobt werden.

113 Ein Netzbetreiber hat vorgetragen, dass es einer Übergangsregelung bedürfe, die in der Vergangenheit langfristig eingegangene Finanzverbindlichkeiten zum Gegenstand haben müsse.

3.10.2 Behandlung von Zuschüssen

114 Zahlreiche Netzbetreiber tragen vor, dass die vorgesehenen Berücksichtigungen aller Zuschüsse im Rahmen eines Netto-WACC eine Abkehr von der bisherigen Einordnung der Zuschüsse darstelle. Dies wird als wirtschaftlich nachteilig bewertet. Einige Netzbetreiber sehen das Vertrauen in den Regulierungsrahmen als geschädigt an und verweisen in Teilen auch auf den Schutz des Eigentums aus Art. 14 GG.

115 Die geplante Ermittlung der Verzinsungsbasis, welche sich aus dem um Zuschüsse reduzierten betriebsnotwendigen Vermögen ergeben soll, wird durch die Netzbetreiber kritisiert, da dies die Verzinsungsbasis erheblich reduziere und wirtschaftliche Nachteile für Netzbetreiber mit sich bringe. Diese ergäben sich daraus, dass durch den Abzug eine niedrigere (Netto-

)Verzinsungsbasis mit der Eigenkapitalquote multipliziert werden würde und dadurch in Folge ein niedrigeres, zu verzinsendes Eigenkapital bestimmt würde.

116 Die wirtschaftlich nachteilige Wirkung habe weiterhin zur Folge, dass sich die Eigenkapitalverzinsung reduziere und sich daraus eine Verschlechterung der Investitionsbedingungen ergäbe. In dem Zeitraum, in dem Zuschüsse eine Finanzierungswirkung entfalten (also zur Deckung von Investitionsausgaben beitragen), müssten die Netzbetreiber hierdurch ausgelöst zugleich eine liquiditätswirksame Zinslast in Form reduzierter Erlösobergrenzen tragen. Zuschüsse verhielten sich damit ökonomisch äquivalent zu einem zinsbelasteten Fremdkapitalinstrument.

117 Die verschlechterten Investitionsbedingungen stünden auch im Widerspruch zur beabsichtigten Lenkungswirkung insbesondere der Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge. Netzbetreiber hätten weniger Anreize, Zuschüsse zu erheben, da sich die Aufnahme von Schulden als zusätzliches Fremdkapital als günstiger erweisen würde. Insoweit sei ein langfristiger Übergangszeitraum für die Neuausrichtung notwendig. Dieser solle, angelehnt an die Auflösungsdauer der Zuschüsse, 20 Jahre betragen.

118 Einige Netzbetreiber führen weiter aus, dass die Behandlung der Zuschüsse ihre erwarteten Projektrenditen schmälern würden und somit rückwirkend die Grundlagen ihrer Finanzierungsentscheidungen zu ihren Ungunsten verändert würden. Zuschüsse seien in der Vergangenheit im berechtigten Vertrauen auf ihre gegenwärtige Berücksichtigung innerhalb der Bestimmung der Kapitalverzinsung eingeworben bzw. erhoben worden. Weiterhin führe dies in der Folge zur Antizipation derartiger Umstellungen und damit zu Zurückhaltung bei Investitionen und damit letztlich zu Verzögerungen beim Netzausbau.

119 Begründet wird die Ablehnung der Netto-WACC-Betrachtung auch damit, dass Zuschüsse bilanziell keinen Eigenkapitalcharakter aufwiesen, da sie die entsprechenden Kriterien (Nachrangigkeit und Verlustbeteiligung bis zur vollen Höhe, Erfolgsabhängigkeit der Vergütung, Längerfristigkeit der Kapitalüberlassung) nicht erfüllten. Bei den Zuschüssen handele es sich sogar um im Insolvenzfall vorrangig behandeltes Kapital vor allen anderen Eigen- und Fremdkapitalgebern. Die Rückzahlung über die Auflösung beginne zudem bereits im Jahr der Vereinnahmung. Demnach könnten sie, da sie kein Eigenkapital seien, auch nicht anteilig eigenkapitalmindernd wirken.

120 Da die Zuschüsse vollumfänglich als Fremdkapital einzustufen seien, würden sie gerade nicht das notwendige Eigenkapital reduzieren. Vielmehr bestünde der Eigenkapitalbedarf

unabhängig von der Vereinnahmung von Zuschüssen. Demnach sei der Effekt, der sich aus der Verwendung einer Netto-Verzinsungsbasis ergibt, zu korrigieren, um eine umstellungsbedingte Verschlechterung der Eigenkapitalverzinsung zu vermeiden. Dies sei auch nötig, um Inkonsistenzen in der Ableitung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes durch das CAPM zu verhindern. Ein Ausgleich dort über erhöhte Eigenkapitalquoten verlagere bei genauerer Betrachtung die Diskussion nur in die Ermittlung des Zinssatzes, denn bei einer Ableitung des Eigenkapitalzinssatzes für den WACC wirke sich bei konsistenter Vorgehensweise die erhöhte Eigenkapitalquote mindernd auf den Eigenkapitalzinssatz aus und kompensiere damit wiederum den Ausgleich des Nachteils.

121 Die Qualifikation der Zuschüsse als reines Fremdkapital, welches keinen Eigenkapital-ersetzenden Charakter hat, wird wie folgt begründet: Aus den Zuschüssen erwachse eine Verpflichtung gegenüber den Netznutzern, als Gegenleistung zukünftig den Zugang zum Netz zur Verfügung zu stellen. Diese werde wirtschaftlich über den 20-jährigen Auflösungszeitraum an die Netznutzer zurückgegeben, da die Auflösung die Netzkosten und damit die Entgelte mindere. Selbst im Falle einer Insolvenz würde ein zukünftiger Netzbetreiber aufgrund der regulatorischen Vorgaben weiterhin die Rückzahlung der in der Vergangenheit bezahlten Zuschüsse an die Kunden durch Verminderung der Netzentgelte leisten müssen. Es handle sich daher um eine Verbindlichkeit, die selbst im Insolvenzfall bestehen bleibe. Daher seien diese Zuschüsse wirtschaftlich nicht als Eigenkapital zu bewerten.

122 Aus dem Handelsgesetzbuch ergebe sich für Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge die Qualifikation als Fremdkapital, da sie nicht der Eigenkapitaldefinition aus § 272 Abs. 1 bis 5 HGB entsprächen.

123 Auch die Wirkung der Zuschüsse zeige, dass im Zeitablauf kein Eigenkapital geschaffen werde, da die Erträge aus der Auflösung der Zuschüsse wiederum die Erlösobergrenze mindern. Zutreffend sei aber, dass die Zuschüsse den Marktwert des Unternehmens beeinflussen. Dies sei aber vergleichbar mit Darlehen oder Rückstellungen und hätte keinen eigenkapitalersetzenden Charakter. Zuschüsse seien vielmehr eine Lieferungs- und Leistungsbeziehung. Netzkunden erhielten temporär günstigere Netzentgelte und bezahlten dies vorab. Über die Totalperiode seien die Zuschüsse also demnach – vorbehaltlich der Zinseffekte – liquiditätsneutral. Sie stünden den Netzbetreibern also nur temporär zur Verfügung. Da kein expliziter Zins vereinbart sei, stelle sich hier dieselbe Frage wie z.B. bei

Rückstellungen für Pensionsverpflichtungen. Dafür komme auf Grund des fehlenden Eigenkapitalcharakters wiederum nur der Fremdkapitalzinssatz in Frage.

124 Dazu wird auch vorgetragen, dass den Investoren ein entgangener Kapitalrückfluss entstünde, der durch alternative Kapitalverwendung realisiert werden könnte. Die Zuschüsse stellten im ökonomischen Sinne gerade kein kostenfreies, sondern ein zinstragendes Kapitalinstrument dar, das der Netzbetreiber und seine Investoren nicht frei verwenden oder kompensieren könnte.

125 Infolgedessen wird netzbetreiberseitig vielfach vorgeschlagen, den WACC-Zinssatz auf die Brutto-Verzinsungsbasis anzuwenden und die Verzinsung in einem zweiten Schritt um die nicht anfallenden Fremdkapitalzinsen für die Zuschüsse zu korrigieren.

126 Der WAR vertritt die Position, dass der vorgeschlagene Abzug der Zuschüsse von der Verzinsungsbasis ökonomisch richtig und konsistent mit dem WACC-Ansatz sei. Die bisherige Verordnungsregelung sei ökonomisch weniger geeignet. Allein aus der Tatsache, dass der bisherige Rechtsrahmen zu besseren Ergebnissen für die Netzbetreiber führte, lasse sich kein Anspruch auf einen Nachteilsausgleich begründen.

3.10.3 Verzinsung von Anlagen im Bau

127 Die Einbeziehung der Kapitalkosten, die aus Anlagen im Bau resultieren, in die Aufwandsparameter wurde vereinzelt als nicht sachgerecht und inkonsistent bezeichnet. So würden diese Kosten im Basisjahr in der drei Jahre später beginnenden Regulierungsperiode aufgrund der Regelungen im Kapitalkostenabzug nicht erlöswirksam. Es stünden den Anlagen im Bau im Basisjahr auch noch keine Strukturparameter gegenüber und seien daher bei der Versorgungsaufgabe nicht repräsentiert. Der Einbezug würde Netzbetreiber benachteiligen, die im Basisjahr aufgrund überdurchschnittlich hoher Neuinvestitionen (z.B. für vorausschauenden Netzausbau) hohe entsprechende Bestände aufweisen. Die Anlagen im Bau sollten im Ausgangsniveau unberücksichtigt bleiben und lediglich im Kapitalkostenaufschlag in dann vorhandener Höhe berücksichtigt werden.

128 Teilweise wird vorgetragen, dass, soweit für das Jahr, in welchem Anlagen im Bau in Fertiganlagen umgebucht werden, nur noch die Bestände an Fertiganlagen der regulatorischen Verzinsung zugeführt werden, daraus eine systematische Schlechterstellung im Vergleich zum Status quo der Regulatorik ergäbe, welche bisher auch die Verzinsung dieser Anlagen im Bau vorsieht. Der Vorschlag der Bundesnetzagentur führe nur dann zu keiner ungerechtfertigten Schlechterstellung der Netzbetreiber, wenn auch bei den Anlagen im Bau

die Zugangsfiktion zum 01.01. im ersten Jahr des Auftretens durchgeführt wird. Die bisherige Regulierungspraxis sei das Ergebnis höchstrichterlicher Rechtsprechung (vgl. EnVR 43/14), wonach es insgesamt nicht zu Mehrfachverzinsungen komme. Dahingehend solle der Vorschlag überprüft werden, damit Rechtstreitigkeiten möglichst vermieden werden. Dies sei auch unter dem Aspekt zu sehen, dass Anlagen im Bau für Netzbetreiber aufgrund der zunehmenden Komplexität und Dauer von Bauprojekten zunehmend an Bedeutung gewinnen.

129 Teilweise wird der Behandlung von Anlagen im Bau jedoch auch zugestimmt und darauf hingewiesen, dass dies von den Landesregulierungsbehörden teils schon so praktiziert wurde.

130 Vereinzelt wird vorgetragen, dass Anlagen im Bau gerade bei großen und kapitalintensiven Projekten teilweise über längere Zeiträume Kapital binden würden, welches Finanzierungskosten auslöse. Die Verzinsung von Anlagen im Bau sollte daher weiterhin erfolgen. Eine kalkulatorische Wertkorrektur sollte nur auf Anlagen beschränkt werden, die noch im selben Jahr fertiggestellt würden, da diese bereits im kalkulatorischen Sachanlagevermögen abgebildet seien. Auf diese Weise würden Doppelansätze verhindert, aber die Finanzierungsstabilität nicht eingeschränkt.

131 Von einem Netzbetreiber wurde argumentiert, dass die Verzinsung der Anlagen im Bau aufgrund der Wirkweise des Kapitalkostenabzugs aus der Erlösobergrenze entfernt würde und damit nicht erlöswirksam würde. Daher sei es auch nicht sachgerecht, dass sie eine Auswirkung auf den Effizienzvergleich haben.

132 In einer Stellungnahme wurde demgegenüber gefordert, dass Anlagen im Bau grundsätzlich nicht zu berücksichtigen seien, da Verzinsungskosten hieraus im Wettbewerb nicht angesetzt werden können. Erst mit Inbetriebnahme könnten im Wettbewerb Erlöse erzielt werden.

3.10.4 Umlaufvermögen

133 Es wird allgemein festgestellt, dass sämtliche Regelungen vornehmlich auf große Netzbetreiber abgestellt zu sein scheinen. Zu beachten sei, dass von den Regelungen auch eine Vielzahl von kleinen Netzbetreibern betroffen seien, deren Gegebenheiten zu beachten seien.

134 Die Pauschalierung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens im Bereich der Forderungen und der Kasse sowie das Anerkennen der Vorräte wird grundsätzlich begrüßt und als sachgerecht bewertet. Besagte Pauschalierung stelle eine Vereinfachung des Regulierungssystems dar, auch vor dem Hintergrund der bisherigen Regulierungspraxis mit Cash Flow-Rechnungen etc. Die Berücksichtigung der Vorräte in vollem Umfang der

handelsrechtlichen Werte sei weiterhin notwendig. Dies begründe sich aus den aktuell tendenziell langen Lieferzeiten, die ansonsten die Erfüllung der Versorgungsaufgabe beeinträchtigen würden. Es wird sich teilweise aber auch dafür ausgesprochen, die Vorräte nicht individuell anzuerkennen, sondern ebenfalls pauschaliert zu berücksichtigen.

135 Eine Landesregulierungsbehörde spricht sich dafür aus, wegen der Umstellung auf den WACC-Ansatz wie in anderen europäischen Ländern auf den Ansatz des Umlaufvermögens zu verzichten. Soweit man dies aus Kontinuitätsgründen beibehält, sollten insbesondere die Bilanzwerte der Vorräte eher nicht berücksichtigt werden, da deren Betriebsnotwendigkeit sehr konfliktträchtig sei.

136 Tatsächlich sei die aktuell stattfindende Prüfung des Umlaufvermögens für die Unternehmen mit erheblichem Aufwand verbunden, da der Nachweis des Umfangs der einzelnen Positionen des Umlaufvermögens insbesondere bei integrierten Unternehmen technisch nur schwer umzusetzen sei.

137 Sorgfältig zu untersuchen seien die dabei anzusetzenden Quoten. Eine Quote von 1/24 der Umsatzerlöse für Forderungen und Kassenbestand falle zu gering aus. Zum einen hänge diese Quote mit dem Zahlungsziel zusammen, welches einerseits durch den Prozess der Abrechnung und Rechnungstellung, andererseits durch Zahlungsverspätungen und Zahlungsausfälle deutlich höher ausfalle, als dies die Quote von 1/24 unterstelle. Dies betreffe nicht nur interne Forderungen, sondern insbesondere Forderungen gegenüber Dritten, deren Zahlungsziel durch die Netzbetreiber nicht oder nicht entscheidend beeinflusst werden könne. Weiterhin ergebe ein kursorischer Branchenvergleich eine deutlich höhere durchschnittliche Umlaufvermögensquote (ohne Vorräte), was ebenfalls auf die generelle Notwendigkeit einer höheren Quote hindeute. Vor diesem Hintergrund überzeuge der Verweis auf fehlende Beschwerdeverfahren nicht. Der Anteil von 1/24 des Ausgangsniveaus für die Höhe des Umlaufvermögens und auch die Verwendung des Kostenausgangsniveaus als Bezugsgröße und Bemessungsgrundlage für diesen Anteil wird als nicht ausreichend begründet angesehen. So wird der Annahme, es bestünden keine tatsächlichen Anhaltspunkte für die Erforderlichkeit einer Quote, die 1/24 der Netzkosten übersteigt, ausdrücklich widersprochen. Bei der Abrechnung von Netzentgelten handele es sich um ein nachschüssiges Abrechnungssystem, d.h. der Netzbetreiber sei hinsichtlich seiner Leistung in Vorleistung getreten. Dadurch verlängere sich der übliche zweiwöchige Vorfinanzierungszeitraum (1/24) auf insgesamt sechs Wochen (3/24). Sämtliche Forderungen des Netzbetreibers müssten in Liquidität

umgewandelt werden, um laufende Rechnungen zu begleichen bzw. Zahlungsverpflichtungen nachkommen zu können. In der Praxis komme es immer wieder zu Verzögerungen beim Zahlungseingang für die Rechnungen. Netzkunden dürften nicht aufgrund einer schlechten Zahlungsmoral von der Netznutzung ausgeschlossen werden. Der Ansatz von 1/24 entspreche damit dem Ideal, dass alle Netzkunden ihren Zahlungsverpflichtungen pünktlich nachkommen. Also müsse der Ansatz einer Quote i.H.v. 3/24, mindestens jedoch i.H.v. 1/12, erfolgen.

138 Wenn bei wettbewerblichen Unternehmen im Gegensatz zu regulierten Unternehmen ein hoher Anreiz bestünde, das vorgehaltene Umlaufvermögen zu minimieren, sei davon auszugehen, dass in wettbewerblichen Unternehmen das vorgehaltene Umlaufvermögen betriebsnotwendig und effizient sei. Es seien jedoch keine nachvollziehbaren Gründe erkennbar, warum dies für Netzbetreiber nicht ebenso gelten sollte. Ausgehend von der über mehrere Regulierungsperioden etablierten Prüfpraxis der Bundesnetzagentur habe kein Netzbetreiber davon ausgehen können, überhöhtes Umlaufvermögen verzinst zu bekommen. Damit gebe es bei den Netzbetreibern hinsichtlich des Umlaufvermögensbestands keine anderen Anreize als bei wettbewerblichen Unternehmen. Trotzdem zeige sich, dass die tatsächlichen Bestände an Umlaufvermögen bei den Netzbetreibern die Kappungsgrenzen der Vergangenheit oftmals deutlich übersteigen, so dass davon auszugehen sei, dass niedrigere Bestände nicht realisierbar sind, ohne die Liquidität des Netzbetreibers zu gefährden.

139 Liquidität müsse jederzeit vorhanden sein, d.h. auch Sondersituationen müssten abgedeckt werden. Die angedachte Quote von 1/24 impliziere aber, dass lediglich ein halber Monat Mittelrückfluss ständig zur Verfügung stehen soll. Dies widerspreche dem Rhythmus von monatlichen Mittelrückflüssen in Form von Abschlägen. Die Zahlungen eines Monats zudem nochmals durchschnittlich zu betrachten, um auf eine Quote von 1/24 zu kommen, sei als stark idealisiert und lediglich theoretisch, aber nicht praktisch zu bewerten. Das gelte umso mehr für mittlere bis kleine Unternehmen, die keine sich ausgleichende große Masse ans Zahlungen aufweisen. Eine Quote von 1/12 werde realen Bedingungen gerechter.

140 Die Quote von 1/24 widerspreche zudem Vorgaben der BK6 zum Lieferantenrahmenvertrag. Die entsprechenden Regelungen beinhalteten monatliche nachschüssige Abschlagszahlungen, so dass frühestens am 01. des dem Leistungsaustausch folgenden Monats die Zahlungen erfolgen könnten. Die Höhe werde im Durchschnitt nicht unter 1/12 der Netzkosten liegen können, da sonst unzulässige Zwischenabrechnungen notwendig

wären. Bei der Abrechnung von Netzentgelten handele es sich um ein Konzept der Vorleistung des Netzbetreibers. Die nachschüssigen Zahlungen der Netzkunden erfolgen für die zum Zeitpunkt der Rechnungsstellung bereits erbrachte energetische Durchleitung. Dies habe zur Folge, dass sich seine Vorfinanzierungszeit auf insgesamt sechs Wochen (3/24) erstrecke und nicht auf zwei Wochen (1/24). Unterjährig schwankende, asynchrone Ein- und Auszahlungen führten kurzfristig oftmals zu deutlich höheren kurzfristigen Finanzierungserfordernissen. Das zeitliche Auseinanderfallen von Einnahmen und Ausgaben sei zu überbrücken. Infolge des nach der ARegV systembedingten Zeitversatzes zwischen tatsächlich entstandenen Kosten und deren Anerkennung in den Netzerlösen resultierten zusätzliche Unsicherheiten.

141 Es wird bezweifelt, dass ein Vergleich der von der Bundesnetzagentur anerkannten Beträge mit 1/24 der Netzkosten aus den jüngsten Kostenprüfungen als Beleg für die Quote angesehen werden kann. Das bedeute, die Bundesnetzagentur begründe ihre künftige Systematik mit dem regulatorischen Vorgehen der vergangenen Jahre, was einen klassischen Zirkelschluss darstelle. Zudem wird eine transparentere und ausführliche Darstellung der dahinterstehenden Analyse gewünscht, um die Argumentation nachvollziehen zu können.

142 Außerdem seien Netzbetreiber gemäß Konzessionsabgabeverordnung verpflichtet, die Konzessionsabgabe zuzüglich zu ihren Netzentgelten zu vereinbaren und an die Kommunen abzuführen. Somit seien Netzbetreiber gerade aufgrund ihrer Situation als staatlich reguliertes natürliches Monopol gezwungen, höhere Forderungsbestände hinzunehmen und somit auch entsprechend zwischen zu finanzieren.

143 Zudem seien in den Forderungen neben den Netznutzungsabrechnungen auch die betriebsnotwendigen Forderungen aus der Abrechnung der Hausanschlüsse sowie der Baukostenzuschüsse enthalten. Es handele sich hierbei um Forderungsbestände, die in gleicher Höhe auch als Abzugskapital in der Position "Netzanschlusskostenbeiträge, Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse“ berücksichtigt würden. Aus diesem Grund müssten diese Forderungen im Umlaufvermögen entsprechend berücksichtigt werden, um eine asymmetrische Kürzung zu vermeiden.

144 Der pauschale Ansatz des Umlaufvermögens sei als Nettoumlaufvermögen zu verstehen. Um ein sachgerechtes Nettoumlaufvermögen zu ermitteln, müsse selbstverständlich aber auf den gesamten Bestand an Forderungen abgestellt werden, die sich aus dem Netzbetrieb ergeben. Daher sei hier auf den Bilanzwert abzustellen.

145 Die Vereinfachung wird zwar im Rahmen des WACC-Modells begrüßt, aber es dürfe nicht zu einer materiellen Verschlechterung der Verzinsungsbasis kommen. Der Ansatz der jüngsten Verwaltungspraxis unterschreite im internationalen Vergleich signifikant die durchschnittlichen Werte anderer der Kostenorientierung unterliegender Netzbetreiber. Aus dem EWeRK-Gutachten zum Stichtag 2021 ergäben sich Medianwerte von etwa 2/12 des Umsatzes für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und 2/12 des Umsatzes für den Liquiditätsbestand. Die Mittelwerte seien noch höher.

146 Des Weiteren wird die Bemessungsgrundlage für die pauschale Ermittlung des Umlaufvermögens kritisiert. Alternative Bezugsgrößen für die Pauschale des Umlaufvermögens müssten tiefergehend in Betracht gezogen und bewertet wurden. Auch die Bereinigung der Bemessungsgrundlage um Kosten aus Verpächter- und Dienstleistungsbeziehungen wird für nicht sachgerecht gehalten, da diese Zahlungsflüsse für den Netzbetreiber nach sich ziehen. Die Liquidität des Netzbetreibers würde negativ beeinflusst. Es sollte sowohl beim Netzbetreiber als auch bei den Dienstleistern und Verpächtern die Berechnung des pauschalen Umlaufvermögens stets auf den vollständigen anerkannten Netzkosten erfolgen und beim Netzbetreiber sollten keine Kürzungen vorgenommen werden.

147 So wird vorgetragen, dass Netzbetreiber im Pachtmodell systematisch schlechter gestellt würden, wenn ein Abzug der Netzkosten der Verpächter aus der Bezugsbasis erfolgt. Dies widerspreche auch einem an anderer Stelle geäußerten Grundsatz der Beschlusskammer, dass bei der Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter Kosten in der Höhe Berücksichtigung finden sollen, wie sie anfielen, wenn der Netzbetreiber selbst Eigentümer der Anlagen wäre. Werde jedoch die Bemessungsgrundlage beim Netzbetreiber im Pachtmodell reduziert, was unterstelle, dass dem Verpächter zusätzlicher Liquiditätsbedarf zugestanden wird, so erhalte dieser im Pachtmodell geringere Erlöse, als wenn er selbst Eigentümer wäre. Diese Ungleichbehandlung werde auch nicht dadurch aufgehoben, dass entsprechende Pauschalen für Umlaufvermögen bei den Verpächtern berücksichtigt werden, denn auf den Verpächter entfallende Anteile der Erlösobergrenze würden diesen i.d.R. in gleicher Höhe über die Pacht vergütet und seien somit nicht ergebniswirksam beim Netzbetreiber.

148 Weiter wird argumentiert, dass die vorgesehene Regelung dem Grundgedanken des NEST-Prozesses widerspreche, eine Vereinfachung der Regulierung zu erreichen. Durch eine solche Vorgehensweise würden komplexe Querbezüge zwischen den einzelnen im Kostenantrag

abgebildeten Marktrollen entstehen. Die Ermittlung der kalkulatorischen Verzinsung wäre damit hinsichtlich des Aspekts des Umlaufvermögens weitaus komplexer als bisher. So könne die Verzinsungsbasis eines Netzbetreibers erst dann festgestellt und Teil der zu ermittelnden und beantragenden Verzinsung werden, wenn dies bereits abschließend für alle Verpächter und Dienstleister erfolgt ist. Dies liege in vielen Fällen, z.B. bei Fremdpachtgebieten, jedoch gar nicht in der Hand des Netzbetreibers, der hier auf externe Zuarbeit angewiesen sei, auf die er nur begrenzt Einfluss nehmen könne.

149 Auch sei unklar, welche inhaltliche Begründung für Querbezüge zwischen dem Umlaufvermögen des Netzbetreibers auf der einen und dem der Verpächter und Dienstleister auf der anderen Seite bestehen sollen. So werde beispielhaft der Bedarf an Umlaufvermögen beim Netzbetreiber nicht dadurch geringer, dass ein Verpächter infolge von Investitionen höhere Netzkosten hat. Eher sei das Gegenteil der Fall, weil der Netzbetreiber höhere Netznutzungsentgelte abrechnen müsse.

150 Eine Kürzung der Bezugsbasis für das Umlaufvermögen sei daher nicht vorzunehmen und die entsprechende Regelung in Satz 8 ersatzlos zu streichen. Hilfsweise könnte auch die frühere Regulierungspraxis überführt werden, nach der Verpächter i.d.R. kein pauschales Umlaufvermögen anerkannt bekommen, so dass beim Netzbetreiber der ungekürzte Wert wirksam wird.

151 Die von der Bundesnetzagentur angeführte Begründung für die Berechnungslogik der Pauschale beruhe insbesondere auf den Fristigkeiten der Zahlungsströme für die Netznutzung. Kosten, die den Netzbetreibern im Rahmen von Dienstleistungs- oder Pachtverhältnissen entstehen, seien jedoch Bestandteil der zugestandenen Erlösobergrenze und gingen insofern auch in die Netzentgelte ein. Sie seien somit Teil der vorzuhaltenden Liquidität im Rahmen der Netzentgeltabrechnungen. Entsprechend sei eine Korrektur beim Netzbetreiber um Dienstleistungs- oder Verpachtungskosten zur Bestimmung der Grundlage für die pauschale Ermittlung des Nettoumlaufvermögens sachlich falsch und stünde auch im Widerspruch zur Argumentation der Behörde selbst. Sofern die Bundesnetzagentur an der beschriebenen Verfahrensweise festhalten sollte, sei für die Rollen Verpächter und Dienstleister der Anteil des Umlaufvermögens jedenfalls separat anzuerkennen.

152 Die Verwendung der Umsatzerlöse würde sicherstellen, dass die Anerkennung des Umlaufvermögens in direktem Verhältnis zur wirtschaftlichen Realität des Unternehmens stehe und eine realistischere Verzinsungsbasis bilde. Dies werde auch nicht geschmälert durch

das Gegenargument der Beschlusskammer, dass die Umsatzerlöse im Gegensatz zu den Netzkosten eine höhere jährliche Schwankung aufweisen, denn dies gelte für zahlreiche andere Bilanz- und GuV-Positionen, die im Rahmen der Kostenprüfung zu betrachten sind, in gleicher Weise. Genauso wie es für diese Positionen über die Regelungen zu Besonderheiten des Basisjahres eine etablierte Handhabung gebe, könnten auch die Umsatzerlöse unter dieser Maßgabe betrachtet und notwendigenfalls angepasst werden.

153 Andererseits sei sowohl prozessual als auch inhaltlich die Heranziehung der Netzkosten in Form des „geprüften Ausgangsniveaus des Basisjahres“ mit erheblichen Unwägbarkeiten verbunden. Prozessual liege in vielen Fällen für Verpächter und Dienstleister kein „geprüftes“ Ausgangsniveau des letzten Basisjahres vor, da sie im letzten Basisjahr oftmals noch nicht existiert haben. Inhaltlich würden, wenn auf das geprüfte Ausgangsniveau rekurriert wird, Veränderungen zwischen dem vorhergehenden und dem aktuellen Basisjahr ausgeblendet, die jedoch für die den Bedarf an Umlaufvermögen determinierenden Zahlungsströme ausschlaggebend seien. Damit werden für die 5. Regulierungsperiode die Verhältnisse entweder aus dem Basisjahr 2026, möglicherweise (wenn noch kein geprüftes Ausgangsniveau für 2026 vorliegt) sogar aus dem Basisjahr 2021 zu Grunde gelegt, mithin also mit einem potenziellen Zeitverzug von bis zu 12 Jahren in die EOG eingepreist. Darüber hinaus wird teilweise gefordert, das Umlaufvermögen zu dynamisieren.

154 Bei der Abrechnung der Netzentgelte fielen auch Umlagen und Steuern, wie etwa die Umsatzsteuer i.H.v. 19 %, an. Nur die Gesamtumsatzerlöse inkl. Steuern, EEG/KWK etc. würden auch entsprechend in der Bilanz ausgewiesen und korrespondierten sachgerecht mit den betriebsnotwendigen bilanziellen Beständen an kurzfristiger Liquidität. Damit entfiele auch der Zirkelbezug. Die anerkannten Netzkosten seien auch nicht allein die Basis, auf der sich insbesondere die bilanziellen Forderungen ergäben. Ferner seien die kostenmindernden Erlöse zu berücksichtigen, da sie Forderungsbestände bewirken würden. Nur die ungekürzten Gesamtumsatzerlöse stünden in sachgerechter direkter Beziehung mit den betriebsnotwendigen bilanziellen Beständen kurzfristiger Liquidität und seien als sachlich korrekter Basiswert heranzuziehen. Dies führe auch zu einer Vereinfachung und Verschlankung des Prüf- und Verwaltungsaufwandes.

155 Ein wesentlicher Treiber für die Notwendigkeit des Vorhaltens von Liquidität seien dabei insbesondere Ein- und Auszahlungsunterschiede aus gesetzlich definierten Wälzungsprozessen, wie dem EEG-Vergütungsprozess. Dieser betriebliche Prozess sei zwar

mit Bezug auf die Höhe der Netzkosten “durchlaufend”, aber keineswegs bezüglich der vorzuhaltenden Bestände an Liquidität und deren Finanzierungskosten.

156 Als denkbare sachgerechte Alternative für die Bezugsbasis käme auch die Regulierte Verzinsungsbasis (RVB) selbst in Betracht. Dieser Ansatz werde unter anderem von der italienischen Regulierungsbehörde im Rahmen des dort implementierten WACC-Konzeptes praktiziert. Damit wächst mit zunehmender RVB infolge ansteigender Investitionstätigkeit auch das vorzuhaltende Umlaufvermögen an. Ein geeigneter Prozentsatz für das Umlaufvermögen bezogen auf die RVB würde diese Entwicklung adäquat abbilden.

157 Ein pauschaler Ansatz von 1/24 der Netzkosten für das übrige Umlaufvermögen wird als gerechtfertigt angesehen, soweit vorher eine Saldierung zwischen den Forderungen der Netzbetreiber und korrespondieren zinslosen Verbindlichkeiten vorweggenommen wurde; ansonsten sei die Pauschale nicht ausreichend.

158 Soweit es im WACC-Ansatz zur Anerkennung eines positiven Netto-Umlaufvermögens kommt, wird die pauschale Regelung begrüßt.

159 Zudem wird eine jährliche Dynamisierung in Zusammenhang mit der dynamisch wachsenden Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber gefordert, teils wird ein zusätzlicher prozentualer Wert auf Neuanlagen vorgeschlagen.

160 Die vorgesehene Fortführung des Ansatzes von 1/24 des geprüften Ausgangsniveaus wird netznutzerseitig als sachgerecht angesehen. Die Möglichkeit, eine höhere Quote im Einzelfall zu ermöglichen, sollte nicht vorgesehen werden, da anderenfalls die angestrebte Vereinfachung entfiele.

161 Zudem blieben die Darstellungen zum Umlaufvermögen in Bezug auf das auf Seite 16 ff. des Eckpunktepapiers erläuterte WACC-Konzept unklar. In einem WACC-Ansatz sei zwingend das (ggf. pauschal anzusetzende) Nettoumlaufvermögen bzw. Net Working Capital in der regulierten Verzinsungsbasis zu berücksichtigen. Sollte der pauschale Ansatz des „Umlaufvermögens“ entgegen den Aussagen der BNetzA im Expertenaustausch am 08.07.2024 nicht dem Nettoumlaufvermögen entsprechen, würde sich die pauschale Anerkennung des betriebsnotwendigen Vermögens i.H.v. 1/24 des geprüften Ausgangsniveaus sogar als deutlich zu niedrig erweisen.

3.11. Zum Zinsbonus

162 Die Netzbetreiber begrüßen im Grundsatz die Idee eines Zinsbonus, welcher dazu anreizen soll, vermehrt Zuschüsse zu vereinnahmen. Diese Mittel seien notwendig, um steigenden Kosten des Netzausbaus zu begegnen. Die konkrete Ausgestaltung und die Höhe des Zinsbonus sei aber nicht ausreichend, um effektiv Anreize zu setzen. Hier wird u.a. auf vermeintliche Nachteile durch die Behandlung bei der Bestimmung der pauschalen Gesamtkapitalverzinsung (s.o.) verwiesen.

163 Die Bonusquote könne sich beispielsweise an der kalkulatorischen Eigenkapitalquote orientieren und demnach auf 40% angehoben werden. Auch höhere Quoten wären denkbar. Die Anwendung des Bonus sollte aus Sicht einiger Stellungnahmen zudem unbegrenzt sein, also bis zur vollständigen Auflösung der Zuschüsse über 20 Jahre gelten.

164 Neben Kritik an der Höhe der Bonusquote sowie der Begrenzung des Anwendungszeitraums wird auch eine Ausweitung des Bonus auf Netzanschlusskostenbeiträge angeregt. Dafür spreche die vergleichbare Wirkung auf die Kapazitätsnachfrage der Anschlussnehmer und die ebenfalls kostensenkende Wirkung, die damit einhergehe. In einigen Stellungnahmen der Netzbetreiber wird dazu auch vorgetragen, dass Netzbetreiber zwar nach § 9 NAV berechtigt, aber nicht verpflichtet seien, Netzanschlusskostenbeiträge zu erheben. Auch eine Anwendung des Bonus bereits vor Beginn der 5. Regulierungsperiode wird von Netzbetreibern gefordert.

165 Von Seiten der Netznutzer wird der Zweck der Bonusregelung in Frage gestellt, bedeute sie doch eine zusätzliche, über Netzentgelte zu finanzierende Kostenposition. Stattdessen sei eine Pflicht zur Erhebung von Baukostenzuschüssen möglich.

166 Außerdem wird von verschiedenen Seiten auf Probleme im Konzessionswettbewerb verwiesen. So seien Netzbetreiber, welche Baukostenzuschüsse oder Netzanschlusskostenbeiträge erheben, im Konzessionsverfahren benachteiligt. Teilweise sei die Erhebung von Baukostenzuschüssen sogar konzessionsvertraglich ausgeschlossen.

3.12. Zur kalkulatorischen Gewerbesteuer

167 Der im Eckpunktepapier der Beschlusskammer aus dem Juli 2024 vorgeschlagene Ansatz einer tatsächlichen Gewerbesteuer anstatt der bislang in § 8 StromNEV geregelten kalkulatorischen Gewerbesteuer wurde von Netzbetreiberseite abgelehnt.

168 Ein vielfach auftretendes Argument ist der mit der Umstellung einhergehende zusätzliche Verwaltungsaufwand, der die Vereinfachungen an anderen Stellen wieder aufzehre. Der

Ansatz stehe den Zwecken der Transparenz und Einfachheit sowie dem Bürokratieabbau entgegen. Dies wird damit begründet, dass Sondereffekte, wie etwa witterungs- oder konjunkturbedingte Schwankungen der Erlöse, Steuernachzahlungen oder Gutschriften sowie Effekte aus Veränderungen des Unternehmens, eine jährliche Betrachtung der Gewerbesteueraufwände erforderlich machten. Teilweise wird dabei vorgetragen, Netzbetreiber in einem Querverbund / einer steuerlichen Organschaft würden besonders benachteiligt. Sie müssten für diese jährliche Betrachtung unter hohem Aufwand (für eigentlich in Summe verlustträchtige Konzerne) eine fiktive Steuer des Netzbetriebs ermitteln. Dabei sei eine Schlüsselung sehr schwierig. Der von der Bundesnetzagentur eingebrachte Umsatz als Grundlage für den Schlüssel sei unsachgerecht, weil für eine sachgerechte Schlüsselung die Basisgröße des Schlüssels proportional zu den geschlüsselten Kosten sein müsse. Dies treffe auf den Umsatz nicht zu. Allein der Ertrag sei sachgerecht.

169 Neben der Schlüsselung im Verbund müsse eine weitere Schlüsselung der Gewerbesteuer auf Gemeindeebene stattfinden, um die Gewerbesteuer auf die einzelnen Standortkommunen des Netzbetreibers zu verteilen. Im Zuge dessen sei erwartbar, dass es gegenüber dem aktuellen Status-quo Verlierer und Gewinner auf der kommunalen Seite geben werde.

170 Daneben wird vertreten, die „Deckelung“ der ansetzbaren Gewerbesteuerkosten wäre aufgrund des Einflusses anderer Unternehmensteile europarechtswidrig, weil die Verluste anderer hierdurch ergebnisrelevant würden.

171 Die Ermittlung des dem Netzbetreiber zuzuordnenden Anteils an der gezahlten Gewerbesteuer als Obergrenze sei angesichts des buchhalterischen Unbundlings nicht einfach. Die BNetzA weiche mit dem Abstellen auf die anteiligen Gewerbesteuerzahlungen von den Prinzipien des § 6b Abs. 3 S. 5 EnWG und § 4 Abs. 2 StromNEV ab. Zur Heranziehung der tatsächlichen Gewerbesteuer müsse der entsprechende Aufwand in die Gewinn- und Verlustrechnung eingehen und hierfür zunächst ermittelt werden, da der Aufwand – nicht eine etwaige Zahlung –maßgeblich für die Netzkostenermittlung sei. Das Abstellen auf die Zahlungen würde zu unsachgerechten Zufallsergebnissen führen. Auch das Abstellen auf den Gewerbesteueraufwand des Netzbetreibers ermögliche indes keine sachgerechte Zuordnung, weil diese Aufwandsposition aus den Gewinnen und Verlusten verschiedener Tätigkeitsbereiche resultiere. Es verbiete sich insbesondere, auf die Gewerbesteuerzahlungen des Organträgers in der ertragsteuerlichen Organschaft oder des Querverbunds im steuerlich Querverbund abzustellen, da es sich um Summengrößen handele, die sich aus der Saldierung

verschiedener Tätigkeiten/Gesellschaften ergeben und nicht die dem Netzbereich zuzuordnende Gewerbesteuerlast widerspiegle.

172 Eine Umstellung auf die tatsächliche Gewerbesteuerlast des Tätigkeitsbereichs Netz sei methodisch zu begrüßen, wenn sie konsequent und den in der Ökonomie entwickelten Prinzipien zu Ertragsteuern als Zweckaufwand entsprechend umgesetzt würde. Es sei kein Sachgrund ersichtlich, warum für die Bestimmung der Gewerbsteuer als Netzkostenposition eine Kostenposition rein fiktiv berechnet wird, die in der Realität gar nicht existiert, anstatt auf die real existente Netzkostenposition Gewerbesteuer abzustellen.

173 Der Ansatz, soweit erforderlich Schlüsselungen vorzunehmen, um den Gewerbesteueraufwand des Tätigkeitsbereichs Netzbetrieb zu ermitteln, entspreche der Grundregel des bisherigen § 5 Abs. 1 StromNEV. Sofern für die Gewerbesteuerberechnung eines Rechtsträgers, wie beispielsweise bei der ertragsteuerlichen Organschaft, die Ergebnisse anderer Rechtsträger hinzugerechnet werden müssen, führe dies zu signifikanten Verzerrungen der Aufwandsstruktur, weil die Gewerbesteuerschuld von Organträger und Organgesellschaft dann nicht mehr der Gewerbesteuer auf den je eigenen Gewerbeertrag entsprächen. Der Gewerbesteueraufwand wäre in diesen Fällen losgelöst von der Gewerbesteuerermittlung anderer Tätigkeitsbereiche nach Maßgabe der §§ 8 ff. GewStG auf Grundlage des Vor-Steuer-Gewinns zu ermitteln. Eine alternative Schlüsselung wäre angesichts dieser Direktzuordnungsmöglichkeit den nach § 6b Abs. 3 S. 5 EnWG nicht möglich.

174 Während teilweise mit den Schwierigkeiten der Kostenabgrenzung im Querverbund bzw. in der Organschaft argumentiert wurde (s.o.), wurde auch vielfach vorgetragen, diese Organisationsformen würden bei einer Umstellung aufgekündigt. Es entstehe zusätzlicher Verwaltungsaufwand mit dem Ziel, die Gewerbesteuer einnehmen zu können. Dies würde die Rendite nicht erhöhen, sondern lediglich eine Deckung der Gewerbesteueraufwände ermöglichen, und dabei die Gesamteffizienz der Unternehmen verringern. In Bezug auf die Kündigung von Querverbünden / Organschaften wird dabei auch moniert, dass die zugrunde liegenden Verträge nicht jeder Zeit ohne Weiteres kündbar seien. Eine Kündigung ohne Berücksichtigung steuerrechtlicher Fristen könne zu nachträglich anfallenden Steuern für bereits vergangene Jahre führen. Sofern die Kündigung eines Ergebnisabführungsvertrags zum Basisjahr nicht gelinge, sei die Geltendmachung von entsprechenden Kosten für die gesamte Regulierungsperiode ausgeschlossen.

175 Auch würden sich aus dem Basisjahrprinzip angesichts der starken Schwankungen von Gewerbesteuerzahlungen Zeitverzüge ergeben, die sich negativ für die Netzbetreiber auswirkten. Deshalb wird teilweise vertreten, ein etwaiger nicht kalkulatorischer Gewerbesteueransatz müsse als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenart behandelt werden.

176 Darüber hinaus wird vorgebracht, dass selbst bei reinen Stromnetzbetreibern immer Abweichungen zwischen der kalkulatorischen und der tatsächlichen Gewerbesteuer bestünden, aus Gründen, die sich regulatorisch nicht auswirken dürften. Als Beispiele wurden etwa Unterschiede zwischen den Systemen der Steuerbilanz und Handelsbilanz bzw. der regulatorischen Bilanz, die Auswirkungen des Erreichens der Effizienzvorgaben und die Unterdeckung von Kosten angeführt. Die steuerlichen Besonderheiten würden von den Netzbetreibern voraussichtlich unterschiedlich in die Regulatorik übergeleitet, was zu unsachgerechten Ungleichbehandlungen führen könne.

177 Eine Reihe von Netzbetreibern vertritt zudem die Ansicht, die Annahme, es werde wohlmöglich deutlich mehr kalkulatorische Gewerbesteuer vereinnahmt als tatsächlich gezahlt werde, sei nicht hinreichend validiert. Die möglichen Einsparungen aus der Umstellung seien im Verhältnis zu den Auswirkungen auf die Netzbetreiber zu gering. Es sei auch nicht sichergestellt, dass überhaupt eine Netzkostensenkung erreicht werden könne. Sollten die tatsächlichen Gewerbesteueransätze die kalkulatorischen Ansätze übersteigen, werde sogar der gegenteilige Effekt eintreten.

178 Oftmals wird darüber hinaus vorgetragen, die Umstellung werde sich negativ auf die Rendite der Netzbetreiber auswirken. Mit den Einnahmen aus der kalkulatorischen Gewerbesteuer sei in der Finanzplanung bereits gerechnet worden. Es entstünden Finanzierungslücken. Durch die geschmälerte Renditeerwartung würde die Attraktivität für Investitionen in die Netze stark verringert. Dies gelte insbesondere, soweit vom Ansatz einer kalkulatorischen Gewerbesteuer im Kapitalkostenaufschlag in Gänze abgesehen werde. Es wird insofern vorgetragen, eine Regulatorik ohne Gewerbesteueransatz im Kapitalkostenaufschlag würde nicht wettbewerbsgerechte Regularien auferlegen und im Widerspruch zu § 21 EnWG stehen. Auch der BGH habe festgestellt, die kalkulatorische Gewerbesteuer sei Teil der kalkulatorischen Kostenrechnung, die die Entgeltbildung unter funktionierenden Wettbewerbsbedingungen simulieren solle.

179 Zudem wird die Auffassung vertreten, die Bundesnetzagentur habe den Begriff der tatsächlichen Gewerbesteuer nicht hinreichend definiert. Dessen ungeachtet sei der Ansatz

der tatsächlichen Gewerbesteuer auch unüblich. Internationaler Standard sei eine Berücksichtigung im Rahmen des WACC mit einem einheitlichen Steuerfaktor für Köperschafts- und Gewerbesteuer. Dies sei ausweislich der Eigenkapitalzinsfestlegung auch die Sicht der Bundesnetzagentur gewesen. In diesem Beschluss sei der gesonderte Ansatz der kalkulatorischen Gewerbesteuer mit verordnungsrechtlichen Sonderregeln begründet worden.

180 Die Abkehr der Bundesnetzagentur vom Ansatz der tatsächlichen Gewerbesteuer mit der Veröffentlichung des Tenorentwurfs nebst Erwägungen wurde mitunter von Netznutzerseite kritisiert. Es sei keine nachvollziehbare Begründung hierfür erfolgt, sondern pauschal auf zutreffende Argumente aus zahlreichen Stellungnahmen verwiesen worden. Auch sei die „inhaltleere“ Formulierung der systematischen Konsistenz im Zusammenhang mit dem WACC-Ansatz nicht nachvollziehbar. Soweit für das Abrücken vom Ansatz der tatsächlich gezahlten Gewerbesteuer auf den Grundsatz der Verfahrensökonomie verwiesen wird, gehe dies ins Leere. Inwieweit es mit den Vorgaben der §§ 1, 21 EnWG vereinbar sein soll, dass die Netznutzer Kosten zahlen sollen, die gar nicht angefallen sind, ist nicht erkennbar. Mit diesem Argument könne stets ein Ansatz zugunsten der Netzbetreiber bevorzugt werden. Die Vereinbarkeit des Ansatzes mit §§ 1, 21 EnWG sei hieraus aber nicht erkennbar. Die Bundesnetzagentur berücksichtige die Interessen der Netznutzer hier eindeutig nicht. Insoweit liege ein Ermessensausfall vor.

181 Weitere Stellungnahmen problematisieren die Berechnungsweise der kalkulatorischen Gewerbesteuer. Es wurde vorgetragen, bei der Berechnung müsse künftig berücksichtigt werden, dass die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung einen Gewinn nach Steuern darstelle. Deshalb müsse zunächst eine Rückrechnung auf die Eigenkapitalverzinsung vor Gewerbesteuer erfolgen und deren Ergebnis mit dem Gewerbesteuersatz multipliziert werden (sog. „im Hundert“-Ansatz). In den Anfangszeiten der Regulierung sei die Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer durch schlichte Multiplikation der Eigenkapitalverzinsung mit dem Gewerbesteuersatz („vom Hundert“-Ansatz) noch zutreffend gewesen, da bis zum 31.12.2007 die Gewerbesteuer im steuerrechtlichen Sinne als Betriebsausgabe angesetzt worden sei. Im Rahmen des Unternehmenssteuerreformgesetz 2008 habe der Gesetzgeber mit Wirkung ab 01.01.2008 die Gewerbesteuer allerdings als nicht abzugsfähige Betriebsausgabe eingeführt, was die tatsächliche Gewerbesteuerbelastung erhöhe.

182 Außerdem wurde vorgetragen, es sei zu beachten, dass die tatsächliche Gewerbesteuerbelastung selbst bei einem Wechsel auf den „im Hundert"-Ansatz systematisch höher sei als die kalkulatorische Gewerbesteuer, weil das GewStG eine Vielzahl von Hinzurechnungen vorsehe. Es könne zu einer systematischen Unterdeckung kommen.

183 Die durch die Beschlusskammer angeführte Rechtsprechung des BGH müsse der Wahl des „im Hundert"-Ansatzes nicht im Weg stehen, da sie im Kontext der StromNEV ergangen sei.

184 Teilweise wurde darauf verwiesen, dass auch im Hinblick auf die Körperschaftssteuer im Rahmen der Eigenkapitalzinsermittlung ein „im Hundert"-Ansatz zur Anwendung komme. Dies sei in der Konsequenz auch auf die Gewerbesteuer zu übertragen. Der durch die GBK angestrebte Gleichlauf mit den internationalen Kapitalmärkten werde sonst gerade nicht gewährleistet.

185 Darüber hinaus ergebe sich aus dem Tenor nicht, ob künftig ein deutschlandweit einheitlicher Gewerbesteuerhebesatz Anwendung finden soll oder weiterhin die tatsächlichen, netzbetreiberindividuellen Hebesätze zur Anwendung kommen. Insofern bedürfe es einer Klarstellung.

186 Der WAR hat in seiner Stellungnahme vorgetragen, der im Festlegungsentwurf enthaltene Ansatz wirke sich sehr zugunsten der Netzbetreiber aus. Die Gewerbesteuer werde zu 100% berücksichtigt. Dadurch könnten bei effizienter Betriebsführung alle Netzbetreiber die festgelegte Eigenkapitalverzinsung nach Steuern erreichen. Dies gelinge Unternehmen auf echten Wettbewerbsmärkten gemäß der empirischen Evidenz nicht. Vielmehr verbleibe auf Wettbewerbsmärkten ein Teil der Steuerlast bei den Unternehmen. Dieser Teil liege nach empirischen Untersuchungen bei ca. 60%, die auf die Arbeitnehmer und Kapitalgeber gewälzt würden.

3.13. Zu den kostenmindernden Erlösen und Erträgen

187 Die Beibehaltung der auf 20 Jahre aufzulösenden BKZ und Netzanschlusskostenbeiträge wird begrüßt.

188 Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber seien die kalkulatorischen Auflösungsdauern von Zuschüssen an die handelsrechtlichen Nutzungsdauern anzugleichen, welche im Durchschnitt eher im Bereich von 35-40 Jahren liegen. Ohne eine solche Anpassung erfolge ein vorzeitiger Kapitalabfluss und entsprechend erhöhter Bedarf zur Nachfinanzierung, welcher den für die Übertragungsnetzbetreiber ohnehin enormen Mehrfinanzierungsbedarf zusätzlich belasten

würde. Die vorgeschlagene Möglichkeit zur kalkulatorischen Abschreibung von einem aktivisch gekürzten Anschaffungs- und Herstellungswert stelle keine sachgerechte Lösung dar.

189 Es sei grundsätzlich nachvollziehbar und sachgerecht, alle vereinnahmten Zuschüsse als kostenmindernde Erlöse und Erträge zu berücksichtigen. Daher bestünden grundsätzlich keine Einwände, zukünftig Investitionszuschüsse in den Katalog der kostenmindernden Erlöse und Erträge aufzunehmen.

190 Ein Netzbetreiber weist im Hinblick auf die Ausführungen der Beschlusskammer in der Begründung zu Tenorziffer 13 darauf hin, dass Baukostenzuschüsse gemäß des Festlegungsentwurfs mit Opportunitätskosten verminderter Eigenkapitalverzinsung behaftet seien. Sie lösten mittelbar Finanzierungskosten aus, weil sie bislang planbare Mittelrückflüsse aus der Eigenkapitalverzinsung reduzieren. Die Entscheidung für Baukostenzuschüsse sei folglich nur dann effizient und wettbewerbsanalog, wenn der Zinsbonus die Opportunitätskosten im Gesamtkontext abfedert. Hätte ein wettbewerblich agierendes Unternehmen die Möglichkeit, Baukostenzuschüsse zu vereinnahmen, würde es dies auch nur unter Berücksichtigung vorstehender Überlegung tun.

191 Hinsichtlich der Investitionszuschüsse wird teilweise vertreten, dass nach deren Charakter differenziert werden müsse; nur noch diejenigen Investitionszuschüsse seien kalkulatorisch analog zu BKZ zu behandeln, die ebenfalls einen zur Gegenleistung verpflichtenden Charakter aufweisen und zu passivieren sind. Manchen Investitionszuschüssen hingegen stehe keine Leistungsverpflichtung gegenüber, so dass es keiner Passivierung bedarf und diese oftmals aktivisch zu kürzen seien. Eine genaue Definition bzw. Abgrenzung solle mit dem IDW abgestimmt werden.

192 Teilweise wird vorgetragen, netzbetreiberindividuelle Zuschüsse mit eindeutigem Bezug zum Anlagevermögen sollten analog zur regulatorischen Nutzungsdauern aufgelöst werden dürfen. Dies gelte insbesondere mit Blick auf den Transfer von Anlagen von einem Tätigkeitsbereich in einen anderen (vgl. § 12 Abs. 2 WasserstoffNEV).

193 Es wird darauf hingewiesen, dass Zinserträge in einem WACC-Modell nicht mehr kostenmindernd anzusetzen seien, korrespondierend mit der Nichtberücksichtigung von Finanzanlagen in der regulierten Verzinsungsbasis.

194 Vereinzelt wird die Auffassung vertreten, eine Anpassung der Auflösungsdauer sollte auch in der StromNEF verankert werden; die Synchronisierung der Auflösungsdauer mit der Nutzungsdauer des jeweiligen Anlagegutes wäre wünschenswert.

195 Nach Auffassung einer Landesregulierungsbehörde bedeute eine Abweichung von dem 20-jährigen Auflösungszeitraum für die Zuschüsse höhere Erlöse und damit eine größere Entlastung für die Netzkunden, allerdings für die Netzbetreiber auch einen geringeren Restwert mit entsprechender Steigerung seines Verzinsungsergebnisses.

3.14. Zur periodenübergreifenden Saldierung

196 Zu den Regelungen hinsichtlich der periodenübergreifenden Saldierung im Falle von Entgeltgenehmigungen ist nur vereinzelt Stellung genommen worden.

197 Es wird vorgetragen, dass für die Verzinsung der Differenzsalden aus Kosten und Erlösen mit einem „angemessenen Zinssatz“ das Niveau des Fremdkapitalzinssatzes entsprechend der Ziffer 14.4 der Tenorierung RAMEN aufgrund der sachlichen Vergleichbarkeit als geeignet angesehen werde. Der Verweis auf Tenorziffer 14.4 der RAMEN-Festlegung sei auch in Satz 3 aufzunehmen, nicht nur in Satz 2 der Tenorziffer 14.

198 Eine Regulierungsbehörde regt an, einen Gleichlauf mit dem Regulierungskonto beim Abbau des durchschnittlichen Differenzbetrages herzustellen.

4. Anhörung des Festlegungsentwurfs

199 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde durch Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs am 18.06.2025 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur sowie am 25.06.2025 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur die Gelegenheit gegeben, zu der beabsichtigten Festlegung Stellung zu nehmen. Zugleich wurde den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Dem Bundeskartellamt wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

5. Weiterer Verfahrensablauf

200 Der Länderausschuss wurde gemäß § 54 Abs. 3 EnWG förmlich befasst. Die Große Beschlusskammer Energie hatte dem Länderausschuss hierzu den Beschlussentwurf am 30.10.2025 übersandt. Das Benehmen des Länderausschusses wurde nach § 54 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG am 13.11.2025 hergestellt.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Zuständigkeit

201 Die in dieser Festlegung getroffenen Entscheidungen fallen gemäß § § 54 Abs. 3 S. 3 1. Alt EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Es handelt sich um eine bundesweit einheitliche Festlegung zu Regelungen zu den Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der für den Netzzugang erhobenen Entgelte.

202 Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer Energie ergibt sich aus § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG. Die Große Beschlusskammer trifft bundesweit einheitliche Festlegungen zu den Bedingungen und Methoden für den Netzzugang und zu den Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte nach den §§ 20 bis 23a, 24 bis 24b sowie 28o Abs. 3 EnWG. Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 i.V.m. Abs. 3 S. 3 1. Alt EnWG.

2. Adressaten der Festlegung

203 Die Festlegung richtet sich gemäß Tenorziffer 1 grundsätzlich bundesweit an alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen (vgl. Tenorziffern 1 und 2 zum Anwendungsbereich).

3. Ermächtigungsgrundlage

204 Die Vorgaben der Festlegung ergehen auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 Nr. 1 a), b), c), d) und f) EnWG und § 21a Abs. 1 S. 1, Abs. 2, Abs. 3 S. 1, S. 3 Nr. 1 und 2 EnWG.

205 Gemäß § 29 Abs. 1 EnWG kann eine Festlegung durch die Regulierungsbehörde gegenüber allen Netzbetreibern, hier allen Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen, erfolgen.

4. Europäischer Rechtsrahmen

206 Der aktuell gültige europäische Rechtsrahmen sieht die folgenden, hier einschlägigen materiell-rechtlichen Netzentgeltmaßstäbe vor, die in verschiedenen Vorschriften der relevanten Rechtsakte konkretisiert werden.

207 Zu den Zuständigkeiten der Regulierungsbehörden in Bezug auf die Regulierung von Elektrizitätsverteilernetzen zählt es, anhand transparenter Methoden die Entgelte oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen, Art. 59 Abs. 1 lit. a) VO (EU) 2019/944. Unter diese Zuständigkeit ist sowohl die Regelung der Netzentgeltsystematik als auch der Methoden zur Ermittlung der zulässigen Erlöse, die bei der

Netzentgeltermittlung einkalkuliert werden können, zu subsumieren. Den Regulierungsbehörden wird dabei durch den sekundärrechtlichen Gesamtrahmen materiell wie auch bei der Verfahrensgestaltung weites Ermessen zugebilligt.

208 Im Verfahren RAMEN beabsichtigt die BNetzA in Ausübung ihres Ermessens für die Regulierung von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern eine Anreizregulierung festzulegen. In der vorliegenden Methodenfestlegung wird – darauf aufbauend - die Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus geregelt, das innerhalb dieses Anreizregulierungssystems Ausgangspunkt für die Bildung von Erlösobergrenzen ist. Auch im Hinblick auf diesen Teilaspekt der Regulierungszuständigkeit nach Art. 59 Abs. 1 lit. a) VO (EU) 2019/944 hat die Beschlusskammer ein weites Ermessen. Gleichwohl bestehen gewisse Leitplanken. Diese ergeben sich teils aus speziellen materiellen Regelungen, teils aus den Normen, die die Ziele und der Regulierungsbehörden regeln, sowie teilweise aus generellen Regelungen und Prinzipen des europäischen Rechts. Nachfolgend werden die sich aus der Rechtsordnung der Europäischen Union ergebenden materiellen Vorgaben, die für die vorliegende Festlegung Relevanz haben, zusammenfassend dargestellt.

4.1. Grundsatz der Kostenorientierung

209 Von wesentlicher Bedeutung ist der Grundsatz der Kostenorientierung. Die Netzentgelte dürfen ausschließlich tatsächliche Kosten des Netzbetriebs berücksichtigen und keine Kosten mit dem Netzbetrieb nicht zusammenhängender Zwecke umfassen, Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1, 2 VO (EU) 2019/943. Unter diese allgemeine Regelung fällt auch das ergänzend verschiedentlich formulierte Ziel der Verhinderung von Quersubventionen, Art. 59 Abs. 1 lit. j) RL (EU) 2019/944.

210 Aus dem Wortlaut (Widerspiegeln der Ist-Kosten bzw. Kostenorientierung) lässt sich bereits ableiten, dass ein Voll- oder Istkostenmaßstab nicht gemeint ist, sondern vielmehr eine Kostenorientierung. Die Kostenansätze zur Ermittlung der Netzentgelte sollen die tatsächlichen Kosten des Netzbetriebs nicht übersteigen. Hingegen können sie durchaus unterschritten werden. Insofern sind die weiteren flankierenden Maßgaben für die Netzentgeltermittlung zu beachten, insbesondere die Kosteneffizienz und der Verbraucherschutz. Hieraus ergibt sich für die vorliegende Festlegung, dass die tatsächlichen Kosten, die sich aus den handelsrechtlichen Ansätzen des Basisjahres ergeben, grundsätzlich als Obergrenze gelten. Jedoch sind auch Abweichungen von diesem Grundsatz denkbar, sofern

dies in der Gesamtabwägung der Förderung der Regulierungsziele dienlich sein kann, z.B. zur Anreizung eines effizienten Verhaltens durch die Gewährung eines etwaigen Bonus.

4.2. Kosteneffizienz

211 Hinzu kommt das Prinzip der Kosteneffizienz. Die Netzkosten sind nur anerkennungsfähig, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1, 2 VO (EU) 2019/943. Ineffiziente Kostenansätze dürfen dementsprechend nicht an die Netznutzer weitergewälzt werden. Im Hinblick auf die Ermittlung und den Abbau von Ineffizienzen trifft der europäische Gesetzgeber indes keine konkreten Vorgaben. Den Regulierungsbehörden steht es dementsprechend offen, im Rahmen ihres Ermessens und unter Berücksichtigung des nationalen regulatorischen Gesamtrahmens entsprechende Ansätze zu wählen. Geeignet sind innerhalb der hiesigen Systematik sowohl ein allgemeiner Kostenbenchmark als auch (vorgelagerte) Effizienzprüfungen bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus.

212 Der Effizienzgrundsatz erfordert auch die Schaffung eines regulatorischen Rahmens, der effizientes Verhalten der Netzbetreiber fördert. Die Setzung von Effizienzanreizen gegenüber Netzbetreibern zählt zu den allgemeinen Zielen der Regulierung, Art. 58 lit. f) RL (EU) 2019/944. Ein Ausfluss dieser Zielbestimmung im Strombereich ist das Postulat der Effizienzanreizung durch die Deckung der Kosten für antizipatorische Investitionen und der Förderung effizienter und zeitnaher Investitionen, einschließlich Lösungen zur Optimierung des bestehenden Netzes, nach Art. 18 Abs. 2 lit. a) und d) VO (EU) 2019/943. Ebenso dienen dem Zweck der Effizienzsteigerung die in Art. 18 Abs. 2 lit. c) VO (EU) 2019/943 gebotenen Unterstützung der Nutzung von Flexibilitätsleistungen und Ermöglichung der Nutzung flexibler Anschlüsse über die Tarifmethoden. Darüber hinaus fällt darunter das Gebot, Forschung und Innovationen zur Optimierung des effizienten Netzbetriebs zu ermöglichen, Art. 18 Abs, 2 lit. d), e), g) VO (EU) 2019/943.

4.3. Verbraucherfreundlichkeit

213 Mit der Sicherstellung der Betriebsnotwendigkeit und der Kosteneffizienz geht zudem auch die Förderung der weiteren Zielvorgabe des Verbraucherschutzes und der damit verbundenen Erschwinglichkeit der Energieversorgung einher, die sowohl zu den allgemeinen Zielen des europäischen Primärrechts als auch zu den speziellen Zielen des europäischen Energiewirtschaftsrechts zählt, Art. 169 AEUV, 3 Abs. 3 EUV, 1 Abs. 2 S. 1, 58 lit. d) und g) RL (EU) 2019/944, 1 lit. e), 2. Erwägungsgrund VO (EU) 2019/943.

4.4. Weitere Ziele der Entgeltregulierung

214 Weitere Zielbestimmungen mit Relevanz für die Ermittlung von Netzentgelten sind insbesondere Energieeffizienz (Art. 194 Abs. 1 lit. c) AEUV, 18 Abs. 2 lit. a) VO (EU) 2019/943, Anhang XIII, Ziffer 1 RL (EU) 2023/955), Versorgungssicherheit (Art. 1 lit. a), Art. 18 Abs. 2 lit. b) VO (EU) 2019/943, 9 Abs. 2, 58 lit. h) RL (EU) 2019/944) und Umweltverträglichkeit (Art. 1 lit. a), b), 18 Abs. 2 lit. a), f) VO (EU) 2019/943, 9 Abs. 1 und 2, 58 lit. a), d), e) RL (EU) 2019/944) sowie die Förderung von Flexibilität (Anhang XIII Ziffer 2. a) RL (EU) 2023/1791, Art. 18 Abs. 2 lit. g) VO (EU) 2019/943). Insofern ist jedoch zu beachten, dass die materiellen Regelungen mit Bezug zu Tariffragen angesichts der Offenheit des europäischen Rechts hinsichtlich der Ausgestaltung des Regulierungsrahmens einen hohen Abstraktionsgrad aufweisen. Das vorliegende Verfahren ist nicht geeignet, alle bestehenden Ziele einer konkreten Umsetzung zuzuführen. Insofern ist zu beachten, dass die vorliegende Festlegung sich in ein System einbettet, das letztlich durch eine Vielzahl von Festlegungen konstituiert wird. Der Regelungsgegenstand dieser Festlegung eignet sich für die Verfolgung bestimmter Ziele des Europarechts, die in den Abschnitten 4.1 bis 4.3 genannt wurden, eher als für die sonstigen Ziele der Entgeltregulierung. Denn entsprechende geeignete Mechanismen, wie z.B. eine etwaige Qualitätsregulierung, Netzentgeltanreize, etc. liegen außerhalb des Regelungsgegenstands dieser Festlegung. Gleichwohl müssen diese Zielbestimmungen auch vorliegend – soweit sie betroffen sein können – in den Abwägungsentscheidungen angemessen gewichtet werden.

215 Soweit vorgetragen wird, dass das europäische Recht der Regulierungsbehörde nicht ausdrücklich ein Ermessen zuweise, wird verkannt, dass dieses keine Ermächtigungsgrundlagen beinhaltet. Neben den materiellen Regelungen, die die Regulierungsbehörde selbstverständlich (teils unmittelbar) binden, finden sich im europäischen Rechtsrahmen Normen, die die Aufgaben und Ziele der Regulierungsbehörden postulieren. Ermessensregelungen sind indessen Teil der Ermächtigungsnormen, deren Formulierung der europäische Gesetzgeber den Mitgliedstaaten überlässt. Dessen ungeachtet zeigen die einschlägigen europäischen Regelungen, dass den Regulierungsbehörden ein weites Ermessen zuzumessen ist. Einer Verengung über die materiell-rechtlichen Vorgaben des europäischen Rechts hinaus durch den jeweiligen nationalen Gesetzgeber sind angesichts der Rechtsprechung des EuGH zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden Grenzen gesetzt.

216 Der Vortrag, die einschlägigen Richtlinien und Verordnungen beinhalteten Regelungen für die Netzentgeltsystematik, jedoch keine zur Anreizregulierung, weshalb kein unmittelbarer Rückschluss hinsichtlich der Kostenanerkennung im Zuge der Anreizregulierung daraus geführt werden könne, geht fehl. Vielmehr haben die einschlägigen Normen einen umfassenden Charakter und betreffen sämtliche Schritte hin zur Bildung von Netzentgelten, also auch schon die Entscheidung darüber, welche Kosten über Netzentgelte refinanziert werden können. Dies verdeutlicht etwa Art. 18 Abs. 1 S. 1 VO (EU) 2019/943, mit dem Erfordernis, dass die Entgelte die Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden. Naturgemäß kann dies nicht erst in der Netzentgeltsystematik umgesetzt werden, sondern vorgelagert bei der Bestimmung der Kostenbasis. Ähnliches wird auch durch Art. 18 Abs. 8 S. 1 VO (EU) 2019/943 zum Ausdruck gebracht, wonach die Tarifmethoden den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern Anreize für den kosteneffizientesten Betrieb und Ausbau ihrer Netze bieten müssen. Naturgemäß ist dieser Passus auf den allgemeinen Regulierungsrahmen zu beziehen und nicht erst auf die Netzentgeltsystematik.

217 Durchaus zutreffend ist, dass die Anreizregulierung als solche im europäischen Recht – wenn auch unstreitig zulässig – nicht explizit vorgegeben ist. Der Rückschluss, für die Ausgestaltung der Anreizregulierung sei deshalb allein das nationale Recht maßgeblich, trifft jedoch nicht zu. Vielmehr müssen die nationalen Regelungen nach der Rechtsprechung des EuGH wie auch der höchstrichterlichen deutschen Rechtsprechung im Sinne des effet utile-Prinzips in der Weise ausgelegt und angewendet werden, dass den europäischen Regelungen maximale Entfaltung zukommt. Regelungen des nationalen Rechts, die dem europäischen Rechtsrahmen widersprechen, dürften angesichts des Anwendungsvorrangs zugunsten des Rechts der Europäischen Union nach der Rechtsprechung von EuGH und BVerfG, durch die Regulierungsbehörden zudem gar nicht angewendet werden. Solche Widersprüche sind jedoch nicht ersichtlich. Vielmehr stehen die Regelungen des EnWG im Einklang mit den oben genannten Prinzipien des europäischen Rechts. Der Verweis auf die Bindung an das nationale Recht führt deshalb zu keiner abweichenden Bewertung.

218 Nicht nachvollziehbar ist zudem der Hinweis, dass der Verbraucherschutz als flankierende Maßgabe für die Netzentgeltermittlung nicht in den europäischen Grundlagen angelegt sei, zumal die einschlägigen Regelungen benannt sind und deren Bindungswirkung unstreitig ist.

5. Nationaler Rechtsrahmen

219 Der Gesetzgeber hat die europarechtlichen Vorgaben in den §§ 21, 21a EnWG umgesetzt, die wiederum, der Rechtsprechung des EuGH entsprechend, weitreichende Festlegungsermächtigungen für die Bundesnetzagentur vorsehen.

220 Daneben benennt § 1 EnWG allgemeine Zwecke des Energierechts sowie allgemeine Ziele der Regulierung, wobei es sich im Wesentlichen ebenfalls um Wiederholungen von Zielen des Unionsrechts handelt. Nach § 1 EnWG ist der Zweck des EnWG eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.

221 Gemäß § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 2 EnWG kann die Bundesnetzagentur insbesondere Regelungen treffen zur Bestimmung eines Ausgangsniveaus oder einer Kostenbasis. In diesem Zusammenhang kann sie gemäß § 21 Abs. 3 S. 4 insbesondere Regelungen treffen

> "zu den Kosten für die Netzentgeltermittlung hinsichtlich des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen und den Elektrizitätsversorgungsnetzen, insbesondere
>
> zur Bestimmung betriebsnotwendiger Netzkosten ausgehend von den Tätigkeitsabschlüssen nach § 6b Absatz 3, beispielsweise zu aufwandsgleichen Kostenpositionen, zu kalkulatorischen Abschreibungen, zu einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, zur kalkulatorischen Gewerbesteuer und zu kostenmindernden Erlösen und Erträgen,
>
> (...)
>
> zu Einzel- und Gemeinkosten einschließlich der Sachgerechtigkeit von Schlüsselungen,
>
> zur Bestimmung von Kosten oder Kostenbestandteilen, die auf Grund einer Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter beziehungsweise auf Grund einer Dienstleistungserbringung anfallen (...)."

222 Gemäß § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG werden die Entgelte für den Netzzugang auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers (Grundsatz der Betriebsnotwendigkeit) entsprechen müssen, gebildet. Der Grundsatz der Betriebsnotwendigkeit gilt, unbeschadet besonderer Festlegungsregelungen, für die Prüfung jeglicher Netzkosten. Die Regelungen berücksichtigen dabei Anreize für eine

effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

223 Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen nicht berücksichtigt werden (§ 21 Abs. 2 S. 3 EnWG). Dieser Grundsatz ist dabei eine Ausprägung der europarechtlichen Vorgabe, wonach die Entgelte die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck zu bringen haben, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (Art. 18 Abs. 1 Strom-VO). Das Kriterium der Kosteneffizienz und das Merkmal der Wettbewerbsanalogie sind dabei zwei Seiten derselben Medaille. Im Wettbewerb setzt sich der effiziente Anbieter durch, so dass sich der Wettbewerbspreis im Gleichgewicht auf dem Niveau der Kosten eines effizienten Betreibers einpendelt. Wenn nur diese effizienten, sich im Wettbewerb einstellenden Kosten anerkannt werden, ist damit automatisch ein Anreiz zu einer effizienten Leistungserbringung verbunden.[3]

224 Die notwendigen Investitionen in die Netze müssen so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG).

225 Dabei ist die Beschlusskammer nicht an die Wertungen durch den Verordnungsgeber des außer Kraft tretenden Rechtsrahmens gebunden. Eine solche indirekte Bindung wäre mit der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18, nicht vereinbar, wonach die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Strom-RL) sowie Art. 41 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 78 Gas-RL) geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist. Vor diesem Hintergrund sind die ökonomischen Auswirkungen von Veränderungen gegenüber dem Status quo kein geeigneter Maßstab zur Beurteilung der Rechtmäßigkeit der in dieser Festlegung getroffenen Regelungen. Es besteht weder für die Netzbetreiber noch die Netznutzer ein Anspruch, dass im Ergebnis der Status quo wirtschaftlich erhalten bleibt. Dies heißt nicht, dass das ökonomische Gesamtergebnis des Regulierungssystems ohne Bedeutung wäre. Vielmehr muss dieses die Vorgaben des europäischen und nationalen Rechtsrahmens gewährleisten. Hierzu zählt mit Blick auf das ökonomische Gesamtergebnis insbesondere die Gewährleistung der Lebensfähigkeit der Netze (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG) sowie eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung des eingesetzten Kapitals (§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) (s.o.). Beides wird durch den in der

[3] Groebel, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, 4. Aufl. 2023, § 21 Rn. 68.

Festlegung RAMEN bestimmen Regulierungsrahmen in Verbindung mit den relevanten Methodenfestlegungen, insbesondere zur vorliegenden Ermittlung des Ausgangsniveaus (StromNEF), zum Effizienzvergleich, zur Kapitalverzinsung, zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor sowie zur Qualitätsregulierung, gewährleistet.

226 Die festgelegten Methoden müssen den Stand der Wissenschaft berücksichtigen (§ 21 Abs. 3 S. 2 EnWG) und sicherstellen, dass eine Quersubventionierung zwischen den Transport-, Verteilungs- und Versorgungstätigkeiten oder anderen Tätigkeiten inner- oder außerhalb des einschlägigen Sektors verhindert wird (§ 21 Abs. 3 S. 3 EnWG).

6. Rechtsrahmen auf Grundlage von RAMEN

227 In der Festlegung RAMEN sind Grundlagen für die Bestimmung des Ausgangsniveaus in der Anreizregulierung in Tenorziffer 5 angelegt. Auf die Regelungen in Tenorziffer 5 RAMEN nebst Begründungen wird daher verwiesen. Nähere, diese allgemeinen Vorgaben ausfüllende Bestimmungen trifft die vorliegende Festlegung.

7. Adressaten (Tenorziffer 1)

228 Adressaten des Festlegungsverfahrens sind die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen (§ 3 Nr. 3 EnWG[4]). Aus dem Anwendungsbereich der Festlegung RAMEN folgt, dass Übertragungsnetzbetreiber (§ 3 Nr. 10 EnWG[5]) nicht Adressaten dieser Festlegung sind, und zwar weder solche ohne noch solche mit Regelzonenverantwortung nach § 3 Nr. 10a EnWG[6]. Dies schließt auch selbstständige Betreiber von grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen nach § 3 Nr. 31 EnWG[7] vom Anwendungsbereich dieser Festlegung aus. Aufgrund der starken Sonderentwicklungen und Investitionsbedarfe sowie der Systemaufgaben für Deutschland und im Europäischen Binnenmarkt erscheint es hier in größerem Umfang sinnvoll, von der bisherigen Regulierungssystematik abzuweichen.

[4] § 3 Nr. 9 EnWG in der Fassung des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, BR-Drs. 383/25.

[5] § 3 Nr. 16 EnWG in der Fassung des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, BR-Drs. 383/25.

[6] § 3 Nr. 17 EnWG in der Fassung des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, BR-Drs. 383/25.

[7] § 3 Nr. 54 EnWG in der Fassung des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, BR-Drs. 383/25.

Zugleich bietet die überschaubare Anzahl an Betreibern von Übertragungsnetzen vielfältigere regulatorische Ansätze, um diesen starken Sonderentwicklungen zu begegnen. Die stark auseinanderlaufenden Perspektiven und Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen legen nahe, dass eine Fortführung des Gleichklangs der Kostenregulierung zukünftig nicht mehr sachgerecht erscheint, sondern vielmehr das kostenregulatorische System bei den Betreibern von Übertragungsnetzen im Vergleich zum System der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zwangsläufig auseinanderlaufen muss. Diesem Umstand soll durch eine eigene Festlegung Rechnung getragen werden. Soweit Regelungen der vorliegenden Festlegung auch auf Übertragungsnetzbetreiber Anwendung finden sollen, wird dies in der Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber (GBK-25-01-1#2) geregelt und auf die hiesige Festlegung verwiesen.

229 Für Netzbetreiber, die geschlossene Verteilernetze (§ 110 EnWG) betreiben, ist der Anwendungsbereich der Festlegung auf einzelne Tenorziffern beschränkt (s.u. zur Tenorziffer 2 Satz 2).

8. Anwendungsbereich (Tenorziffer 2)

230 Tenorziffer 2 definiert den Anwendungsbereich der Festlegung.

231 Ziel der StromNEF ist die Ausgestaltung der Regelungen, anhand derer das Ausgangsniveau für die Bestimmung einer Erlösobergrenze ermittelt werden soll. Der Beginn des zeitlichen Anwendungsbereichs der Festlegung ist der 5. Regulierungsperiode vorgelagert. Das erste Basisjahr, in dem die neuen Regelungen zur Anwendung kommen, ist im Bereich der Elektrizitätsverteilernetze das Jahr 2026. Der Systematik des Anreizregulierungsmodells folgend treten die Regelungen dieser Festlegung also nicht erst nach Außerkrafttreten der ARegV und der StromNEV in Kraft, sondern beanspruchen zeitlich aufgrund der vorgelagerten Kostenprüfung bereits während der 4. Regulierungsperiode mit Auswirkungen auf die 5. Regulierungsperiode Geltung. Insoweit kommt die Abweichungskompetenz gemäß § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG vorliegend nicht zur Anwendung, denn die verordnungsrechtlichen Regelungen für die vierte Regulierungsperiode bleiben materiell von der vorliegenden Festlegung unangetastet.

232 Hierbei hat die Beschlusskammer die oben dargestellten europäischen und nationalen rechtlichen Vorgaben zugrunde gelegt und die darin enthaltenen Leitplanken und Wertungen bei der Ausübung des ihr zustehenden Beurteilungs- und Ermessensspielraums- wie in der Begründung der jeweiligen Tenorziffern ausführlich dargestellt wird – abgewogen und

berücksichtigt. Insbesondere hat sie die in § 1 EnWG genannten Zwecke sowie die Vorgaben des § 21 EnWG berücksichtigt.

233 Die festgelegten Methoden berücksichtigen den Stand der Wissenschaft (§§ 21 Abs. 3 S. 2, 73 Abs. 1b S. 2 EnWG). Die an die Bundesnetzagentur im Rahmen des unbestimmten Rechtsbegriffes des Stands der Wissenschaft gestellten Anforderungen hat die Rechtsprechung (hinsichtlich der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nach § 9 Abs. 3 S. 1 ARegV) wie folgt definiert: Die Bundesnetzagentur müsse ermitteln, welche wissenschaftlich anerkannten Verfahren grundsätzlich in Betracht kämen und deren jeweilige Vor- und Nachteile gegeneinander abwägen, ohne dass sie vor der Entscheidung für eine bestimmte Methode alle möglicherweise geeigneten, in der Wissenschaft diskutierten Verfahren und Modelle umfassend aufarbeiten und in allen Einzelheiten auf ihre Anwendbarkeit, die konkrete Modellierbarkeit, die Verlässlichkeit und die Robustheit danach zu gewinnender Ergebnisse überprüfen müsste. Dem ist die Beschlusskammer umfassend nachgekommen. Die Beschlusskammer hat sich mit den von den Marktteilnehmern eingebrachten Argumenten und methodischen Vorschlägen auseinandergesetzt und diese gewürdigt sowie selbst die wissenschaftliche Diskussion zu spezifischen Fragen ausgewertet. Die grundsätzlichen anerkannten wissenschaftlichen Methoden sowie die Abwägung deren jeweiliger Vor- und Nachteile werden in der vorliegenden Entscheidung bei den jeweiligen Fragestellungen dargestellt und die Wahl der Methodik umfassend begründet. Damit wird die Beschlusskammer auch den in § 73 Abs. 1b S. 1 EnWG genannten Anforderungen an die Begründung einer Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG gerecht.

234 Zugleich sollen mit dieser Festlegung grundlegende Kostenprüfungsmethoden für Entgeltgenehmigungsverfahren gemäß § 23a EnWG erlassen werden. Der auf Übergangsfälle beschränkte Anwendungsbereich für Entgeltgenehmigungen ergibt sich aus der Festlegung RAMEN. Erstmals beansprucht diese Festlegung Geltung für Genehmigungsanträge nach § 23a EnWG, die sich auf die Entgelte des Jahres 2029 beziehen. Gemäß § 23a Abs. 2 S. 1 EnWG ist die Genehmigung zu erteilen, soweit die Entgelte den Anforderungen einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 21 EnWG entsprechen. Eine solche Grundlage bildet die vorliegende Festlegung. Im Verfahren zur Entgeltgenehmigung bieten somit die hier in Bezug genommenen Tenorziffern der Festlegung StromNEF die Basis für die erforderliche Kostenprüfung.

235 Satz 2 stellt klar, dass die materiellen Regelungen zur Kostenbestimmung auch für geschlossene Verteilernetze (§ 110 EnWG) Geltung beanspruchen, wenn diese im Rahmen eines Überprüfungsverfahrens gemäß § 110 Abs. 4 EnWG zur Disposition stehen. Für diese findet aber keine ex-ante-Kostenprüfung im Sinne dieser Festlegung statt. Anwendbar sind für Betreiber geschlossener Verteilernetze, insoweit vergleichbar mit den Entgeltgenehmigungsverfahren, die Regelungen zu Plankosten in Tenorziffer 3, so dass der Verweis aufgrund eines Hinweises im Rahmen der Konsultation erweitert wird.

9. Netzkostenermittlung durch Kostenprüfung (Tenorziffer 3)

236 Hauptregelungsgegenstand dieser Festlegungsverfahren ist die Methodik zur Bestimmung eines Ausgangsniveaus im Rahmen der Anreizregulierung. Das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen erfolgt durch die Regulierungsbehörden weiterhin durch eine Kostenprüfung. Dabei ist der Beschlusskammer bewusst, dass mit der Verkürzung der Regulierungsperioden auch noch schwerpunkt-orientierte Kostenprüfungen einhergehen müssen. Die vorliegenden Regelungen zur Kostenprüfung bieten insoweit hinreichende Flexibilität. Soweit Netzbetreiber auf umfangreiche Abfragen im Rahmen der zurückliegenden Datenerhebungsfestlegungen im Vorfeld der Kostenprüfung hinweisen, besteht hier aus Sicht der Beschlusskammer künftig Potential, um die Kostenprüfung auch bei verkürzten Regulierungsperioden effizient durchführen zu können.

237 Der Netzbetreiber nimmt nach Maßgabe dieser Festlegung eine Kostenartenrechnung vor, die von der Regulierungsbehörde unter Anwendung der hier geregelten Maßstäbe geprüft wird. § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 11 EnWG sieht vor, dass die Regulierungsbehörde insoweit Festlegungen zur Datenerhebung vor Beginn der Kostenprüfung treffen kann. In diesen kann die für die Kostenprüfung erforderliche Datengrundlage näher ausgestaltet werden.

238 Das für die Kostenprüfung relevante Basisjahr ergibt sich aus der Festlegung RAMEN.

239 Tenorziffer 3.2 Satz 2 stellt klar, dass Plankosten im Ausgangsniveau weiterhin nicht berücksichtigungsfähig sind. In den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier wurde dies unterschiedlich beurteilt. Von Netznutzerseite wird der Ausschluss von Plankosten begrüßt. Der Ausschluss wird hingegen netzbetreiberseitig kritisch gesehen. Unter Abwägung der gegenläufigen Interessenlagen sieht die Beschlusskammer im Rahmen ihres Ermessens von einer Berücksichtigung von Plankosten im Sinne von „gesicherten Erkenntnissen“ im Ausgangsniveau der Anreizregulierung ab.

240 Die Erfahrung der letzten Regulierungsperioden zeigt, dass eine Änderung dieses Prüfungsgrundsatzes nicht geboten ist. Erwartungen und realer Eintritt von Kostenveränderungen liegen zu häufig nicht beieinander. Plankosten würden im Rahmen von Kostenprüfungen von Netzbetreibern ggf. nur bei Kostensteigerungen, nicht aber bei Senkungen vorgetragen und in den kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nicht abgeglichen. Sie hätten damit einen Effekt auf die gesamte Regulierungsperiode. Gerade wegen der stark schwankenden Kostenentwicklungen sind Plankosten jedoch nicht für die Dauer einer Regulierungsperiode zuverlässig abschätzbar. Eine vergangenheitsbezogene Kostenprüfung ist daher sachgerecht. Die Gründe hierfür sind auch in einem künftigen System von Bedeutung. Im Rahmen der Anreizregulierung sichert der Ausschluss von Plankosten eine einheitliche Kostengrundlage, auch mit Blick auf den Effizienzvergleich. Die Datenlage für das Ausgangsniveau ist nur dann belastbar, wenn sie auf einem von Wirtschaftsprüfern geprüften Geschäftsjahr beruht. Im System der Anreizregulierung wird die Fortentwicklung des Kostenniveaus im Zeitablauf zudem in wesentlichen Bereichen durch diverse Anpassungsmechanismen nach der Regulierungsformel berücksichtigt (vgl. Festlegung RAMEN). So führt das System des Kapitalkostenaufschlags zu einer jährlichen Anpassung der Erlösobergrenze der investiven Kosten, sogar auf Basis von Planwerten. Die Festlegung RAMEN sieht für die fünfte Regulierungsperiode die Möglichkeit einer jährlichen OPEX-Anpassung aufbauend auf dem Effizienzvergleich und ab der sechsten Regulierungsperiode eine reguläre Kostenprüfung in einem dreijährigen Turnus vor.

241 Ein Plankostenansatz für das Ausgangsniveau wäre hingegen systemfremd und hält auch dem Vergleich eines Verhaltens im Wettbewerb nicht stand. Durch die Statuierung von Kostenanteilen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen und jährlich anpassbar sind (KA_{nEu}) sowie von sog. volatilen Kostenanteilen wird zudem bei bestimmten Kostenanteilen bereits das Erfordernis einer jährlichen Anpassbarkeit im System berücksichtigt. Außerdem wird verkannt, dass sich Netzbetreiber bereits in den vergangenen Regulierungsperioden Basisjahreffekte zu Nutze gemacht haben und auch weiterhin versuchen werden, ihre Kosten an dem jeweiligen Basisjahr auszurichten, soweit dies möglich ist. Eine dauerhafte Erhöhung des Kostenniveaus durch Erwartungen ohne einen jährlichen Abgleich würde in wettbewerblichen Märkten nicht eintreten. Auch dies spricht gegen einen Plankostenansatz, der insoweit zu einer ungerechtfertigten Besserstellung führen würde.

242 Der Einwand in der Konsultation, dass insbesondere bei sich zeitlich verzögernden Kostenprüfungen im Falle von Kostenentwicklungen nach dem Basisjahr nicht mehr von „Plankosten“ gesprochen werden könne, verfängt nicht. Dann käme es zu nicht zu rechtfertigenden Ungleichbehandlungen zwischen Netzbetreibern im Rahmen der eigentlich auf einheitlichen Maßstäben fußenden Kostenprüfung, wenn es für eine Anerkennung bestimmter Kosten nach dem Basisjahr darauf ankäme, wie viel Zeit nach dem Basisjahr bereits verstrichen ist und daher Kosten nach dem Basisjahr schon feststehen. Dabei würde es sich um eine Ungleichbehandlung zwischen den Netzbetreibern ohne sachlichen Grund handeln. Dem wird gerade durch das einheitliche Basisjahrprinzip begegnet.

243 Für den Fall einer Verkürzung der Regulierungsperioden ab der sechsten Regulierungsperiode auf drei Jahre wird aus heutiger Sicht zudem ein kürzerer Abstand zwischen den Kostenprüfungen auch ohne zusätzliche OPEX-Anpassung dafür Sorge tragen, dass ein auskömmliches Kostenniveau bestimmt werden kann. Auch dann erscheint zum gegenwärtigen Zeitpunkt eine Berücksichtigung von Plankosten im Ausgangsniveau als unsachgemäß. Soweit zudem vorgetragen wird, bei den Erlösen und Erträgen hingegen werde sogar die Möglichkeit von "Plan"-Erlösen explizit in der Festlegung RAMEN angelegt, ist dies nicht richtig. Bei der Erstreckung von Besonderheiten des Geschäftsjahres in der Festlegung RAMEN auf kostenmindernde Erlöse und Erträge geht es nicht darum, einen Planansatz zu statuieren, sondern eine spiegelbildliche Regelung zu den Besonderheiten des Geschäftsjahres auf der Kostenseite zu regeln. Ein Ansatz von Planerlösen geht hiermit nicht einher.

244 In diesem Zusammenhang ist auch die Regelung zu Besonderheiten des Geschäftsjahres in der Festlegung RAMEN zu beachten. Somit stellt das Ausgangsniveau grundsätzlich die maßgebliche Kostenstruktur während der gesamten Regulierungsperiode dar, auf der aber die besonderen Anpassungsmechanismen aufsetzen und für die notwendige Flexibilität des Anreizregulierungssystems auch zugunsten der Netzbetreiber Sorge tragen.

245 Im Falle von Netzentgeltgenehmigungen gemäß § 23a EnWG können weiterhin gesicherte Erkenntnisse über das Planjahr einfließen. Das Abstellen auf gesicherte Erkenntnisse, z.B. durch abgeschlossene Verträge für ein gänzlich neues Geschäftsfeld, ist insbesondere in Fallgestaltungen erforderlich, bei denen in der erstmaligen Kostenprüfung noch kein vollständiges Geschäftsjahr als regulierter Netzbetreiber betrachtet werden kann. Plankosten liegen nur vor, wenn sich aus objektiven Anhaltspunkten schlüssig ableiten lässt, dass Kosten in Höhe der angesetzten Planwerte mit hoher Wahrscheinlichkeit entstehen. Eine lediglich

überwiegende Wahrscheinlichkeit genügt nicht. Grundlage für die Kostenprüfung bei Entgeltgenehmigungen sind wie bislang die Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres zum Zeitpunkt des Genehmigungsantrages.

10. Grundsätze der Netzkostenermittlung (Tenorziffer 4)

246 Tenorziffer 4 legt die Grundsätze der Netzkostenermittlung fest. Daneben sind die weiteren Grundsätze des § 21 Abs. 2 EnWG und der Festlegung RAMEN (dort Tenorziffer 5) zu beachten.

247 Tenorziffer 4.1, S. 1 verweist im Ausgangspunkt auf Tenorziffer 5 der Festlegung RAMEN. Das Ausgangsniveau beschränkt sich danach auf die betriebsnotwendigen Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers und berücksichtigt eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen hierbei nicht berücksichtigt werden. Die Kosten dürfen keine damit nicht zusammenhängenden Bestandteile zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen. Über diese wesentlichen Grundsätze hinaus gelten jedoch auch alle relevanten rechtlichen Maßstäbe des europäischen und des nationalen Rechtsrahmens auch für die Bestimmung des Ausgangsniveaus. In den Stellungnahmen zum Tenorentwurf wurde auf die Dopplung von Regelungen zwischen RAMEN einerseits und StromNEF andererseits hingewiesen und insoweit um Klarstellung und klare Abgrenzung der Regelungen gebeten. Dies erfolgt durch einen vollständigen Verweis von Tenorziffer 4.1. StromNEF auf Tenorziffer 5 RAMEN. Die materielle Regelung dieser Grundsätze erfolgt also in der Festlegung RAMEN. Ein eigenständiger Regelungsgehalt kommt Tenorziffer 4.1., S. 1 insoweit nicht zu. Die allgemeinen Maßstäbe aus Tenorziffer 5 RAMEN gelten gleichermaßen bei Entgeltgenehmigungsverfahren gemäß § 23a EnWG, auch wenn die Festlegung RAMEN materiell ansonsten für Entgeltgenehmigungsverfahren keine Anwendung findet.

248 Netzbetreiber tragen in der Kostenprüfung nach allgemeinen verwaltungsverfahrensrechtlichen Grundsätzen und der ständigen Rechtsprechung zu ARegV und StromNEV/GasNEV die Darlegungs- und Beweislast für die Tatsache, dass die geltend gemachten Kosten tatsächlich entstanden und dem Netzbetrieb zuzuordnen sind. Dies ergibt sich bereits aus der Natur der zu prüfenden Informationen, die dem Rechnungswesen des Netzbetreibers bzw. des vertikal integrierten Unternehmens entstammen. Das vorzulegende Zahlenwerk enthält zahlreiche unternehmensinterne Wertungen und Gestaltungen. Diese

internen Vorgänge sind der Regulierungsbehörde nicht bekannt (sog. Informationsasymmetrie), solange der Netzbetreiber die beurteilungsrelevanten Kosten nicht darlegt und diese dezidiert nachweist. Dem steht auch nicht der Amtsermittlungsgrundsatz entgegen. Der Pflicht der Behörde, den Sachverhalt in eigener Verantwortung aufzuklären (§ 68 EnWG und § 24 VwVfG) stehen insoweit Obliegenheiten des Netzbetreibers gegenüber (§§ 69 EnWG und § 26 VwVfG); die Mitwirkungspflicht des Netzbetreibers begrenzt die Amtsermittlungspflicht der Verwaltungsbehörde. Diese braucht nach ständiger Rechtsprechung entscheidungserhebliche Tatsachen nicht zu ermitteln, die der Betroffene ihr zu unterbreiten hat.

249 Weiterhin enthalten die Regelungen dieser Festlegung, wie schon unter Geltung der StromNEV, ein eigenständiges Regelwerk, das die Kostenpositionen losgelöst vom Handelsrecht normiert. Wesentliche Datenquelle sind nach Tenorziffer 4.1 die spartenbezogenen Gewinn- und Verlustrechnungen gemäß § 6b Abs. 3 EnWG in Verbindung mit den § 6b-Festlegungen BK8-19-00002-A bis 00006-A. Einige Bestandteile der regulatorisch ansatzfähigen Netzkosten sind unmittelbar der Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen. Ihre Ansatzfähigkeit und Zuordnung dem Grunde und der Höhe nach sind sodann anhand der Maßstäbe dieser Festlegungen zu prüfen. Kalkulatorische Kostenpositionen (z.B. Abschreibungen, Gesamtkapitalverzinsung) hingegen bedürfen einer anzustellenden kalkulatorischen Rechnung aufgrund der besonderen Vorgaben dieser Methodikfestlegung. Es handelt sich dabei um Kosten, denen kein oder ein anderer Aufwand in der Finanzbuchhaltung gegenübersteht und die deshalb erst gesondert berechnet werden müssen. Dies ergibt sich aus dem Zweck der Netzentgeltregulierung und der Entflechtung, die Entgeltbildung unter funktionierenden Wettbewerbsbedingungen zu simulieren. Tenorziffer 4.1 Satz 3 regelt den Fall, dass beim Verfahren zur Netzentgeltgenehmigung (§ 23a EnWG) für das zu prüfende Geschäftsjahr (vgl. Tenorziffer 3.3) noch kein unter Maßgabe von § 6b EnWG erstellter Tätigkeitsabschluss vorliegt.

250 Tenorziffer 4.2 grenzt die in der Regulierungsformel nach RAMEN relevanten Kapitalkosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) unter Heranziehung der nachfolgenden Tenorziffern voneinander ab.

251 Tenorziffer 4.3 enthält Regelungen zum Umgang mit Einzelkosten und Gemeinkosten. Einzelkosten des Netzes sind dem Netz direkt zuzuordnen. Kosten des Netzes, die sich nicht oder nur mit unvertretbar hohem Aufwand als Einzelkosten direkt zurechnen lassen, sind als

Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte Schlüsselung gegebenenfalls zunächst der Sparte Elektrizität gegenüber den Sparten Messwesen und Sonstiges und sodann innerhalb der energiebezogenen Tätigkeiten der Tätigkeit Elektrizitätsverteilung zuzuordnen. Die zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht sein und den Grundsatz der Stetigkeit beachten. Die verwendeten Schlüssel müssen eine möglichst große Nähe zur tatsächlichen Kostenverteilung aufweisen. Stundenaufschreibungen einer Lohnbuchhaltung z.B. lassen eine anteilige Verteilung der Personalkosten auf den Netzbetrieb somit plausibler erscheinen, als Umsatz- oder Gewinnschlüssel. Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. Sachlich geboten können Schlüsseländerungen z.B. sein, wenn neue Geschäftsfelder erschlossen werden oder sich das Netzgebiet substantiell verändert. Eine nachvollziehbare und vollständige Begründung der Schlüsseländerung durch den Netzbetreiber stellt die Überprüfbarkeit der Schlüsseländerung durch die Regulierungsbehörde sicher.

252 Die StromNEV stellt subsidiär bislang noch auf die Leitsätze für die Preisermittlung auf Grund von Selbstkosten nach der Anlage zur Verordnung PR Nr. 30/53 vom 21. November 1953 (BAnz. Nr. 244 vom 18. Dezember 1953), zuletzt geändert durch Artikel 289 der Verordnung vom 25. November 2003 (BGBl. I S. 2304), ab. Die Beschlusskammer verzichtet auf eine Überführung dieses Verweises in die vorliegende Festlegung. Im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur sind die Leitsätze praktisch bislang nicht zur Anwendung gekommen. Es handelt sich bei den Vorgaben der StromNEF um ein spezifisches Regelwerk, das den europarechtlichen Vorgaben im nationalen Recht zur Geltung verhilft. Unter Geltung dieser Vorgaben bleibt für eine subsidiäre Geltung der LSP ohne Konturierung ihres konkreten Anwendungsbereichs kein Raum. Die Heranziehung der LSP wurde seitens der energiewirtschaftlichen Verbände bereits im Jahr 2007 im „Gesamt-Kalkulationsleitfaden zur Ermittlung von Netzentgelten" (S. 12 f.) als kritisch angesehen, auch hinsichtlich der nicht gegebenen Vergleichbarkeit des auf Dauer angelegten Netzbetriebs mit öffentlichen Aufträgen, bei denen es sich häufig um singuläre Geschäfte handle. Soweit von Befürwortern der subsidiären Geltung der LSP auf die Heranziehung des dort geregelten "kalkulatorischen Unternehmerlohns" verwiesen wird, dürfte dessen Anwendbarkeit insbesondere vor dem Hintergrund der Geltung des WACC (vgl. Festlegung RAMEN und Tenorziffer 10 StromNEF) bei der Netzkostenprüfung keine praktische Relevanz besitzen.

11. Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter (Tenorziffer 5)

253 Tenorziffer 5 regelt in Nachfolge des bisherigen § 4 Abs. 5 StromNEV die Berücksichtigung von Kosten in Verpachtungsmodellen (inkl. Subverpächter-Konstellationen). Es soll weiterhin verhindert werden, dass – insbesondere innerhalb eines vertikal integrierten Unternehmens – durch die Vereinbarung überhöhter Pachtzinsen höhere Netzentgelte entstehen. Im Vordergrund steht § 21 Abs. 3 S. 3 EnWG, wonach sicherzustellen ist, dass eine Quersubventionierung zwischen den Transport-, Verteilungs- und Versorgungstätigkeiten oder anderen Tätigkeiten inner- oder außerhalb des einschlägigen Sektors verhindert wird. Der Grundsatz nach Satz 2 ist vor diesem Hintergrund wie bislang, dass Pachtkosten beim Netzbetreiber nur in der Höhe anerkennungsfähig sind, wie sie anfielen, wenn der Netzbetreiber Eigentümer der Anlagen wäre. Die Nachweispflicht trifft nach Satz 3 auch diesbezüglich den Netzbetreiber.

254 In der Vergangenheit wurde aus den Vorschriften der StromNEV ein sogenannter „Minimum-Abgleich“ hergeleitet. Danach war der geringere Wert anzusetzen, der sich im Vergleich zwischen dem Wert der Gewinn- und Verlustrechnung beim Netzbetreiber (gezahltes Pachtentgelt) und dem geprüften Wert beim Verpächter ergeben hat. Nunmehr wird zur Vereinfachung für den Netzbetreiber immer auf den sich kalkulatorisch nach den Vorgaben der vorliegenden Festlegung ergebenden Wert der Kapitalkosten beim Verpächter abgestellt. Für die Abkehr von einem Minimumabgleich spricht, dass der Minimumabgleich ohnehin in den jüngsten Kostenprüfungen (im Gegensatz zur den ersten Regulierungsperioden) nur noch in Einzelfällen zum Tragen kam. Zudem wird durch das Abstellen auf den testierten Jahresabschluss des Verpächters für die jeweilige Sparte und daran anknüpfend den geprüften Verpächterbogen ein verbesserter Gleichlauf mit dem Vorgehen beim Kapitalkostenabgleich erzielt, die Ausgestaltung der erforderlichen Pachtverträge bei einer rechtlichen Entflechtung wird vereinfacht. Es ist – entgegen vereinzelter entsprechender Eingaben –nicht zu befürchten, dass bei einem künftigen Absehen vom Minimumabgleich dem Netzbetreiber in bestimmten Konstellationen in unangemessenem Maße nicht entstandene Kosten im Pachtmodell anerkannt werden. Die Praxis der vergangenen Jahre zeigt, dass der Minimumabgleich ohnehin an Bedeutung verloren hat, weil sich in den jüngsten Kostenprüfungen die gezahlten Pachtentgelte und ausgewiesenen Kosten der Verpächter immer mehr angeglichen haben. Daher ist das Ergebnis einer eingehenden Prüfung des Verpächter-Erhebungsbogens in der Kostenprüfung der sachgerechte Ansatz. Das Argument, es gebe deshalb keine Möglichkeit eines Mehrjahresabgleichs mehr und die Kosten würden

allein aufgrund des Basisjahres zu ermitteln sein, ist insofern nicht tragfähig. Es übersieht, dass die Kosten eines Pachtverhältnisses, anders als Dienstleistungsverträge, im Wesentlichen von Kapitalkosten geprägt sind, die nicht von starken Schwankungen betroffen sein können, sondern vielmehr von den Anlagenzu- und -abgängen abhängen, die jährlichen Anpassungen unterliegen. Eine gezielte Kostenkonzentration (oder Erlösreduktion) im Basisjahr durch die Netzbetreiber ist hier einerseits kaum erreichbar und hätte aufgrund der jährlichen Anpassungen auch keinen Effekt.

255 Ausgangspunkt für die Beurteilung der Kosten für die Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter ist nach Satz 4 die spartenbezogene Gewinn- und Verlustrechnung des Verpächters nach § 6b Abs. 3 EnWG. Bei der Prüfung der aufwandsgleichen und kalkulatorischen Kosten des Verpächters gelten die Bestimmungen der Tenorziffern 3 bis 13 entsprechend.

256 Satz 5 stellt klar, dass aufwandsgleiche Kosten des Verpächters nur anerkennungsfähig sind, soweit sie im Zusammenhang mit der Überlassung des verpachteten Sachanlagevermögens (sog. Pachtnebenkosten) stehen. Im Rahmen der Stellungnahmen zum Eckpunktepapier wurde vorgetragen, dass bestimmte aufwandsgleiche Kostenpositionen im Pachtverhältnis aufträten, die nicht mit etwaigen (zusätzlichen) Dienstleistungen in Verbindung gebracht werden könnten. Als Beispiele wurden sog. Pachtnebenkosten wie Grundsteuer, Wasser-, Abwasser- oder sonstige öffentliche Gebühren und Geschäftsführergehälter angeführt. Eine Verkomplizierung durch zusätzliche Dienstleistungsverträge sei hingegen zu vermeiden. Dies deckt sich mit Sinn und Zweck dieser Regelung. Die in den Stellungnahmen aufgeführten Pachtnebenkosten können auch aus Sicht der Beschlusskammer sachgerechter Weise im Rahmen des Pachtverhältnisses abgerechnet werden und als Pachtkosten anerkennungsfähig sein. Satz 5 zielt nicht auf eine Separierung dieser o.g. Kosten, die im Verhältnis zu den Kapitalkosten eine sehr überschaubare Größenordnung aufweisen. Vielmehr verlangt es eine klare Abgrenzung zwischen Dienstleistungen und Verpachtungen durch identische Konzerngesellschaften. Nach Auffassung der Beschlusskammer sollten sich die ansetzbaren aufwandsgleichen Kosten in diesem Zusammenhang auf die aus der Branche oben selbst vorgetragenen Pachtnebenkosten beschränken, da im Rahmen einer effizienten Ausgestaltung eines Pachtverhältnisses im Wesentlichen kalkulatorische Kosten beim Verpächter anfallen dürften; die Übernahme von Aufgaben für den Netzbetrieb, die über die Verpachtung im engeren Sinne hinausgehen, sind i.d.R. in Dienstleistungsverträgen zu regeln.

Vor diesem Hintergrund regt die Beschlusskammer die Überprüfung und Anpassung bestehender Pachtverträge an, die vielfach noch Bestandteile enthalten, die eigentlich einer Dienstleistungsbeziehung entsprechen. Die Beschlusskammer macht indes vorliegend keine Vorgaben zur Ausgestaltung von Verträgen durch Netzbetreiber. Der Vortrag, die Forderung einer klaren Abgrenzung zwischen den Kosten von Dienstleistungen und Pachtverhältnissen greife in die Vertragsautonomie ein, ist unzutreffend. Es wird keinerlei Verbot bestimmter Vertragsausgestaltungen ausgesprochen, auch nicht von Mischverträgen aus Pacht- und Dienstleistungen. Jedoch obliegt der Nachweis, dass die geltend gemachten Kosten für Dienstleistungen und Pachtverhältnisse tatsächlich in der Weise anfallen, wie sie in den Erhebungsbögen ausgewiesen werden, den Netzbetreibern. Die Nachweisführung wird durch die Schaffung von Transparenz auf vertraglicher Ebene deutlich vereinfacht. Unklarheiten können sich zulasten der Netzbetreiber auswirken.

257 Auch das Argument einer möglichen Benachteiligung von Pacht- und Dienstleistungsmodellen, die aus der separaten kalkulatorischen Betrachtung resultiere, führt zu keiner anderweitigen Betrachtung. Insofern wird verkannt, dass mit der Einführung des WACC-Ansatzes diese vermeintliche Benachteiligung durch das Entstehen von negativem Eigenkaptal bei der Netzgesellschaft nicht mehr auftritt.

12. Dienstleistungen (Tenorziffer 6)

258 Tenorziffer 6 regelt die Kostenanerkennung für in Anspruch genommene Dienstleistungen.

259 Sofern eine Dienstleistungserbringung durch konzernverbundene Unternehmen Kostenvorteile mit sich bringt, entspricht es der Wirkungsweise der Anreizregulierung, diese über das Basisjahr auch den Netznutzern zu Gute zu bringen. Andererseits birgt dies auch ein hohes Potential für Quersubventionierungen. Daher sind vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen einschließlich ihrer rechtlich selbstständigen Unternehmen, die mittelbar oder unmittelbar energiespezifische Dienstleistungen erbringen, zur Vermeidung von Diskriminierung und Quersubventionierung verpflichtet, in ihrer internen Rechnungslegung jeweils getrennte Konten für jede ihrer Tätigkeiten gemäß § 6b Abs. 3 EnWG so zu führen, wie dies erforderlich wäre, wenn diese Tätigkeiten von rechtlich selbstständigen Unternehmen ausgeführt würden. In diesem Zusammenhang beanspruchen die Festlegungen zu § 6b EnWG weiterhin Geltung.

260 In Satz 2 werden die Grundsätze der Kostenorientierung und der Marktgerechtigkeit als wesentliche Prüfmaßstäbe vorgegeben. Kostenorientierung bedeutet insofern, dass der

Ansatz von Dienstleistungskosten ihre tatsächliche Höhe nicht übersteigen darf. Darüber hinaus unterliegen sie indes den für die Netzbetreiber auch im Übrigen geltenden Grundsätzen der Netzkostenermittlung. Die Dienstleistung muss mithin insbesondere den allgemeinen Voraussetzungen der Tenorziffer 4 genügen.

261 Durch das Merkmal der Marktgerechtigkeit findet eine weitere Konkretisierung statt. Ziel der Regulierung ist es, dass die Kostenansätze der Netzbetreiber denen von Unternehmen entsprechen, die im Wettbewerb stehen. Dementsprechend haben Netzbetreiber auch die Bedingungen für erforderliche Dienstleistungen wie ein im Wettbewerb stehendes Unternehmen auszuhandeln. Dies gilt auch und insbesondere im vertikal integrierten Unternehmen. Dienstleistungsentgelte sind als Kosten nicht anerkennungsfähig, soweit sie das marktübliche Niveau für entsprechende Leistungen übersteigen. Die Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens kann hierbei eine Marktgerechtigkeit indizieren. Sofern ein Vergleich mit etwaigen marktlich angebotenen Dienstleistungen ob der Spezialität der jeweils in Rede stehenden Leistung gänzlich unmöglich sein sollte, obliegt es den Netzbetreibern, dies in der Kostenprüfung plausibel darzulegen. Entgegen des teilweisen Vortrags von Netzbetreiberseite, bildet diese Obliegenheit keine besondere Hürde. Letztlich geht es in erster Linie um die nachvollziehbare Dokumentation, ob und wie der Netzbetreiber die Möglichkeit der Inanspruchnahme konzernfremder Dienstleister erkundet und letztlich bewertet hat. Soweit dies in hinreichendem Maße erfolgt, wirkt sich der Grundsatz der Marktgerechtigkeit nicht auf das Ergebnis der Kostenprüfung aus. Entgegen dem teilweise getätigten Vortrag dürfte dies aber nur im Einzelfall gänzlich unmöglich sein. Zudem sind die Ausgestaltungen von Dienstleistungsverträgen für den Netzbetrieb nach den Erfahrungen der Bundesnetzagentur höchst unterschiedlich. Selbst bei besonders speziellen Leistungsprofilen kann eine Vergleichbarkeit zumindest im Hinblick auf einzelne Elemente bestehen, etwa im Hinblick auf die häufig vereinbarten Stundenpreise für die Arbeit von überlassenem Personal mit bestimmten Qualifikationen. Soweit eine Vergleichbarkeit besteht, ist der Grundsatz der Marktgerechtigkeit als flankierender Prüfmaßstab zu sehen, der – anders als einige Stellungnahmen vortragen – nicht durch die isolierte Prüfung der Dienstleisterkosten berücksichtigt sein kann.

262 Nach Satz 3 bilden die in der Gewinn- und Verlustrechnung des Netzbetreibers auf die Dienstleistung entfallenden Kosten die Obergrenze. Dies betrifft insbesondere Fälle von Dienstleistungen durch verbundene Unternehmen, bei denen angesichts des Anreizes

überhöhter Kostenansätze eine vertiefte Prüfung der Entgeltermittlung erfolgt. Es findet ein sog. „Minimumabgleich“ zwischen dem buchhalterischen Ansatz beim Netzbetreiber und der Darlegung der Entgeltermittlung – etwa durch Vorlage eines Erhebungsbogens – statt. Auch diese Regelung ist Ausfluss des Grundsatzes der Kostenorientierung. Anders als bei den Entgelten für die Überlassung betriebsnotwendiger Anlagengüter (vgl. Tenorziffer 5) ist ein solcher Minimumabgleich bei der Beurteilung von Dienstleistungsentgelten sinnvoll, um überhöhte Kostenansätze zu verhindern. Das hauptsächliche Argument dafür, dass der Minimumabgleich in Bezug auf Pachtverhältnisse aufgegeben wird, ist die Herstellung eines Gleichlaufs bei der Ermittlung sämtlicher Kapitalkosten als Grundlage für die Kapitalverzinsung. Diese Überlegung ist auf Dienstleistungsentgelte, bei denen es sich um Betriebskosten handelt, nicht übertragbar. Im Vordergrund steht das Kriterium, dass keine Kosten auf die Netznutzer gewälzt werden, die nicht tatsächlich angefallen sind bzw. nicht hätten anfallen müssen. Der Vortrag, dass Dienstleistungen oftmals nicht periodenscharf abgerechnet würden, weshalb der Aufwand des Dienstleisters in der Gewinn- und Verlustrechnung höher ausfallen könne, als das vertraglich vereinbarte Entgelt, das gegenüber dem Netzbetreiber in Rechnung gestellt wird, spricht gerade für die Notwendigkeit des Minimumabgleichs. Solche Effekte gleichen sich im Zeitverlauf aus. Ohne den Minimumabgleich würde dem Netzbetreiber aber über die gesamte Regulierungsperiode der höhere Betrag zugutekommen. Es würden Kosten anerkannt, die tatsächlich nicht anfallen. Auch der Verweis auf steigende Zinsen, die zu häufigeren bzw. höheren Differenzen zwischen dem vertraglich vereinbarten Entgelt und dem Wert nach dem Dienstleister-Erhebungsbogen führen, erfordert keine andere Betrachtung. Sofern der etwaige Vertrag keine Entgeltanpassungen infolge von Zinsveränderungen vorsieht, bleiben die Zinssteigerungen für das zu zahlende Entgelt irrelevant. Sie können dann auch nicht zu höherem Aufwand führen. Eine Wälzung entsprechender Kosten auf den Netzbetrieb würde den Grundsatz der Kostenorientierung zuwiderlaufen. Auch der Vortrag, das Festhalten am Minimumabgleich könne zu einer asymmetrischen und nachteiligen Berücksichtigung der Dienstleistungskosten führen, weil nicht berücksichtigt werde, dass eine enge Beziehung zu den CAPEX der Dienstleistung, z.B. für Software und Hardware, bestehe, führt zu keiner anderen Bewertung. CAPEX haben im Dienstleistungsverhältnis naturgemäß einen wirtschaftlich deutlich geringeren Anteil an den Gesamtkosten. Zudem entstehen die CAPEX insoweit – anders als im Pachtverhältnis – nicht aus Investitionen, die überwiegend ausschließlich dem

Elektrizitätsverteilernetz zuzuordnen sind. Eine regulatorische Gleichbehandlung mit Anlagegütern des Netzbetreibers ist nicht geboten.

263 Nach Satz 4 sind Gewinnaufschläge von Dienstleistern aus dem vertikal intergierten Unternehmen nicht anerkennungsfähig. Soweit im Konzernverbund in den Verrechnungspreisen auch Gewinnaufschläge berücksichtigt werden, dürfen diese nicht in die Netzkosten eingehen. Die Kosten sind vielmehr so zu ermitteln, als hätte der Netzbetreiber die Leistung selbst vorgenommen. Die Regelung dient dem Ausschluss von Quersubventionierungen etwaiger weiterer Tätigkeitsbereiche im vertikal integrierten Unternehmen aus dem Monopolbetrieb. Durch die Nichtberücksichtigung von Gewinnaufschlägen wird der Anreiz zum Abschluss von Dienstleistungsverträgen mit dem Ziel von Quersubventionierungen gemindert. Vor diesem Hintergrund geht der Verweis in einigen Stellungnahmen fehl, dass am Markt beschaffte Dienstleistungen stets auch Gewinnaufschläge beinhalteten. Durch den Ausschluss von Gewinnaufschlägen setzt sich die Beschlusskammer nicht in Widerspruch zum in Satz 2 aufgestellten Grundsatz der Marktgerechtigkeit. Der Ausschluss von Gewinnaufschlägen ist unmittelbarer Ausfluss des Grundsatzes der Kostenorientierung. Wenn im Konzernverbund vereinbarte Dienstleistungsentgelte dem Marktvergleich standhalten, ist dies ein Beleg für die Sachgerechtigkeit des Entgelts. Hieraus kann jedoch nicht der Schluss gezogen werden, dass entgegen der allgemeinen Kostenprüfungsgrundsätze Gewinnaufschläge zugunsten verbundener Unternehmen aus den Netzentgelten finanziert werden dürften. Dagegen spricht auch nicht der Umstand, dass Dienstleistungsmodelle effizienter sein können als die Selbsterbringung von Leistungen durch den Netzbetreiber. Anerkennungsfähig sind ohnehin nur die effizienten Kosten des Netzbetriebs. Eine mit diesem Grundsatz konforme Leistungsbeschaffung bedarf keiner „Belohnung“ durch die Erlaubnis von Gewinnaufschlägen.

264 Im Hinblick auf Dienstleistungsverhältnisse wurde im Rahmen der Stellungnahmen zum Eckpunktepapier eine Verschlankung der Prüfpraxis gefordert. Künftig solle die Kostenprüfung durch Nichtaufgriffsgrenzen auf werthaltige Dienstleistungen beschränkt werden. Auch wurde vielfach gefordert, den Minimumabgleich für Dienstleistungsverhältnisse ebenfalls aufzugeben. Es solle lediglich auf die Betriebsnotwendigkeit der Kosten abgestellt werden. Dies erscheint jedoch vor dem Hintergrund der oben dargestellten Gefahr der Quersubventionierung nicht als sachgerecht, gerade vor dem Hintergrund, dass Dienstleistungsaufwendungen einen beträchtlichen Anteil der Netzkosten ausmachen.

Zudem gab es in Bezug auf Dienstleistungen durch nicht konzernverbundene Unternehmen teilweise den Vorschlag, die Betriebsnotwendigkeit grundsätzlich anzunehmen. Eine Prüfung im Hinblick auf die Angemessenheit und korrekte Beauftragung solle nur in „kritischen Fällen“ vorgenommen werden. Dies ist hingegen nach Eindruck der Beschlusskammer eine nachgelagerte Fragestellung in Bezug auf künftige Festlegungen zur Datenerhebung sowie zu den Kostenprüfungen im Einzelfall.

13. Aufwandsgleiche Kostenpositionen (Tenorziffer 7)

265 Tenorziffer 7 nimmt die aufwandsgleichen Kostenpositionen in Bezug.

13.1. Zu Tenorziffer 7, Satz 1 (Grundsatz)

266 Ausgangspunkt und Obergrenze für die aufwandsgleichen Kostenpositionen nach Tenorziffer 7 Satz 1 sind die nach § 6b Abs. 3 EnWG erstellten Gewinn- und Verlustrechnungen für die Elektrizitätsverteilung. Die so erfassten Kosten sind einer Prüfung nach allgemeinen Maßstäben (insbesondere Tenorziffer 4) zu unterziehen. Der bisherigen Formulierung in der Verordnung folgend ist hier weiterhin auf den Begriff der „aufwandsgleichen Kosten“ abzustellen. Anstatt des vereinzelt vorgeschlagenen Begriffs der „Betriebskosten“ greift der verwendete Begriff die in Tenorziffer 4 angelegte Systematik auf, dass Ausgangspunkt der Kostenprüfung der Tätigkeitsabschluss des Netzbetreibers ist. Zudem sind in die Definition der Betriebskosten in Tenorziffer 4.2 auch kostenmindernde Erlöse und Erträge einbezogen. Dies ist bei den aufwandsgleichen Kosten gerade nicht der Fall.

13.2. Zu Tenorziffer 7, Satz 2 (Durchlaufende Posten)

267 Satz 2 enthält eine Sonderregelung zu Kosten und Erlösen, die durchlaufende Posten des Netzbetreibers darstellen bzw. sich im Zeitverlauf systematisch ausgleichen.

268 Die Kostenprüfungen wurden in der Vergangenheit regelmäßig dadurch erschwert, dass Kostenpositionen, die sich aufwands- und ertragsseitig ausgleichen bzw. als durchlaufende Posten anzusehen sind, häufig von den Netzbetreibern uneinheitlich in Erhebungsbögen erfasst wurden. Dies erhöhte den bürokratischen Aufwand in der Kostenprüfung auf unangemessene Weise und führte auch zu Risiken im Zusammenhang mit der Bestimmung der Aufwandsparameter für den Effizienzvergleich. Daher ist eine diesbezügliche Klarstellung sachgerecht, welche Positionen – der ständigen Prüfpraxis folgend - von vorneherein nicht berücksichtigungsfähig sind. Hierzu gehören exemplarisch entsprechend der bisherigen Kostenprüfungspraxis Aufwendungen und Erträge aus Umsatzsteuer, EEG, KWKG, aus Umlagen und Konzessionsabgaben.

269 Eine netzkostenwirksame Berücksichtigung von Mechanismen, bei denen es sich um durchlaufende Posten handelt (z.B. Offshorenetzumlage (ONU), Aufschlag für besondere Netznutzung) ist weiterhin nicht sachgerecht. Auch bei den Aufwendungen und Erträgen für den EEG-Ausgleichmechanismus und den KWK-G Belastungsausgleich handelt es sich systematisch für den Netzbetreiber um durchlaufende Posten. Hierzu wurde in der Konsultation angemerkt, dass administrative Kosten, z.B. für die operative Abwicklung von Umlagen, auch künftig anzuerkennen seien. Bei derartigen Kosten steht für die Beschlusskammer im Rahmen des Ausgangsniveaus weiterhin im Vordergrund, dass keine Doppelanerkennung über verschiedene Systeme (Umlagen und Netzkosten) erfolgt. Energiewirtschaftliche Kosten der jeweiligen Umlagesysteme laufen unmittelbar in die entsprechende Umlage, sind nicht Bestandteil des originären Netzgeschäfts und dürfen daher im Ausgangsniveau keine Rolle spielen. Soweit bei den Netzbetreibern in verschiedenen Kostenarten darüber hinaus Abwicklungsaufwand (z.B. IT-Kosten, sonstige Personalkosten etc.) anfällt, ist je nach Umlagesystem individuell danach zu differenzieren, ob administrative Kosten bereits Teil der Umlage sind, weil dies rechtlich so ausgestaltet ist, oder ob diese separat über die Netzkosten geltend gemacht werden müssen. Wenn etwa dem Netzbetreiber innerhalb eines Umlagemechanismus eine vollständige Kostenerstattung unter Einschluss von Personal- und Materialaufwand zusteht, so sind diese Kosten bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus nicht zu berücksichtigen.[8] Ein doppelter Ansatz von Kosten ist jedenfalls – und dies ist ausweislich der Stellungnahmen auch unstreitig - auszuschließen. Dies haben die Netzbetreiber bei der Zusammenstellung ihrer Netzkosten des Basisjahres sicherzustellen. Eine Berücksichtigung von Umlagesachverhalten bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens erfolgt ebenfalls – auch insoweit in Übereinstimmung mit der bisherigen Prüfpraxis – nicht (siehe Tenorziffer 10).

270 Weiterhin sind Konzessionsabgaben als durchlaufende Posten nicht netzkostenrelevant. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, Konzessionsabgaben an die Gemeinde zu zahlen. Im Gegenzug dürfen sie nach § 2 Abs. 6 KAV Konzessionsabgaben neben den Netzentgelten erheben. Diese Umsetzung betrifft lediglich die Abwicklung der Konzessionsabgabe und ist nicht Bestandteil des originären Netzgeschäfts.

271 Ein Beispiel für sich grundsätzlich im Zeitablauf ausgleichende Kosten sind im Strombereich Kosten und Erlöse für den Differenzbilanzkreis. Eine netzkostenwirksame Berücksichtigung

[8] BGH, Beschluss vom 06.07.2021 - EnVR 45/20, Rn. 10 ff.

hat sich in den zurückliegenden Kostenprüfungen als nicht sachgerecht erwiesen. Im Rahmen der Konsultation wurde vorgetragen, aufgrund verschiedener Umstände seien die netzwirtschaftlichen Prämissen der Bundesnetzagentur aus den zurückliegenden Kostenprüfungen nicht mehr zutreffend, vielmehr seien Mehrkosten im Ausgangsniveau zu berücksichtigen. Besondere Ausnahmekonstellationen, die eine abweichende Beurteilung im Vergleich zu zurückliegenden Verfahren erfordern, werden auch in künftigen Kostenprüfungen vom Netzbetreiber nachzuweisen sein. Die Regelung in Tenorziffer 7 Satz 2 bedeutet insbesondere nicht, dass eine Kostenanerkennung in Bezug auf den Differenzbilanzkreis per se ausgeschlossen wäre. Die Beschlusskammer beobachtet die Entwicklungen in Bezug auf die künftige Kostenprüfung und wird Besonderheiten erneut in den Blick nehmen. So kam es beispielsweise in der zurückliegenden Kostenprüfung (Basisjahr 2021) in besonderen Konstellationen auch zu Kostenanerkennungen in diesem Bereich, z.B. im Zusammenhang mit der asynchronen Bilanzierung bei Bilanzkreiskündigungen von Lieferanten. Insoweit ist aber mit Blick auf das Basisjahr 2021 von einem Einmalsachverhalt auszugehen, da sich der vorliegende Effekt durch eine Anpassung der Mehr-/ Mindermengenabrechnung im Zuge der Umsetzung der Regelungen des § 20a Abs. 2 S. 4 EnWG (Lieferantenwechsel binnen 24 Stunden) nicht wiederholen wird.

272 Der Netzbetreiber hat im Übrigen bei nicht leistungsgemessenen Kunden die Aufgabe, ein geeignetes Verfahren zum Ausgleich ggf. entstehender Abweichungen von den standardisierten Lastprofilen (Standardlastprofile) anzuwenden. Dabei kommen in der Regel zwei unterschiedliche Verfahren (analytisches und synthetisches Verfahren) zur Anwendung.

273 Beim synthetischen Verfahren ist i.d.R. davon auszugehen, dass die Kosten und Erlöse bei einer aktiven Bewirtschaftung sehr gering sind und sich im Zeitverlauf innerhalb einer Regulierungsperiode in etwa ausgleichen. Aus diesem Grund werden bislang - in ständiger Praxis und gerichtlich bestätigt[9] - weder Erlöse noch Kosten aus Differenzbilanzkreisabweichungen bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus berücksichtigt.

274 Soweit in der Konsultation ausgeführt wurde, auch Kosten für Mehr-/Mindermengen seien anerkennungsfähig, ist dies nicht nachvollziehbar. Diese werden gegenüber den Lieferanten ausgeglichen und die Kosten und Erlöse verbleiben nicht im Netz.

[9] OLG München, Beschl. v. 07.07.2016, Kart 1/15, Rn. 25 ff.

275 Beim analytischen Verfahren scheiden Abweichungen im Verbrauch, die über einen Differenzbilanzkreis erfasst werden müssten, von vorneherein aus. Der Netzbetreiber kann beim analytischen Verfahren alle Kosten auf die Lieferanten überwälzen. Differenzbilanzkreisabweichungen im analytischen Verfahren können somit allenfalls auf einer falschen Zuordnung des Verteilnetzbetreibers beruhen. Diese sind jedoch nicht als Kosten für Differenzbilanzkreisabweichungen anzuerkennen. Eine Abwälzung der Kosten auf den Netzkunden ist nach dem Effizienzkriterium somit nicht sachgerecht; dies wurde auch gerichtlich bestätigt[10].

276 In einigen Stellungnahmen kommt zum Ausdruck, dass Mengenprognosen und deren Abbildung in Profilen heute im synthetischen Verfahren deutlich erschwert seien, auch vor dem Hintergrund des geänderten Kundenverhaltens. Zudem komme es bei den Preisen zu negativen, nicht ausgleichbaren Effekten. Es wird also von den Netzbetreibern ein strukturelles Problem gesehen, dem in künftigen Kostenprüfungen Rechnung zu tragen sei. In Bezug auf diesen Vortrag werden in den künftigen Kostenprüfungen entsprechende Nachweise der Netzbetreiber erforderlich sein. Zur Neutralisierung der tatsächlichen Kosten in diesem Bereich sind Anstrengungen der Netzbetreiber erforderlich, die angereizt werden sollen. Es ist im Sinne eines effizienten Netzbetriebs zu verlangen und zu erwarten, dass die Netzbetreiber in diesem Zusammenhang entsprechende Gegenmaßnahmen ergreifen, d.h. ihre Profile verbessern und damit eine energiewirtschaftlich sachgerechte Bewirtschaftung möglich machen. Entsprechend hohe Erwartungen gehen mit dem Rollout von intelligenten Messsystemen und der sich daraus ergebenden Zählerstandsgangmessung einher.

277 Einzelne Netzbetreiber weisen zusätzlich auf unterschiedliche Preissysteme hin. Durch den reBAP (Regelzonenbasierter Ausgleichsenergiepreis) können positive oder negative Effekte entstehen. Dadurch ergeben sich für den Netzbetreiber Kosten oder Erlöse, die sich aber im Zeitablauf ausgleichen sollten. Auch gilt preisseitig, dass Besonderheiten vom Netzbetreiber im Verfahren der Kostenprüfung geltend zu machen sind und entsprechend aufzuzeigen ist, warum sich die Kosten aufgrund von Besonderheiten, die der Entwicklung des Preissystems geschuldet sind, nicht ausgleichen, eine diesbezügliche Beeinflussung dem Netzbetreiber entzogen ist und eine Neutralisierung von Kosten und Erlösen einem repräsentativen

[10] OLG Düsseldorf, Beschluss vom 27.04.2017 - VI-5 Kart 17/15 [V].

Ausgangsniveau nicht entspricht. Diese Bewertung besonderer Umstände ist einer abstrakten Regelung zum heutigen Zeitpunkt in der vorliegenden Festlegung nicht zugänglich.

278 Des Weiteren sind die Wirkungen auf Kosten und Erlöse der Verteilernetzbetreiber zu analysieren, die sich aus der zukünftigen Ausgestaltung des MaBiS-Hub (vgl. Festlegungsverfahren BK6-24-210) ergeben. Bewirtschaftungskosten für den Differenzbilanzkreis hingegen sind weiterhin unter Beachtung allgemeiner Maßstäbe (Tenorziffer 4) anerkennungsfähig.

13.3. Zu Tenorziffer 7, Sätze 3 und 4 (Zinsaufwendungen und Zinserträge)

279 Der Ansatz von Fremdkapitalzinsen als aufwandsgleiche Kosten ist angesichts der Einführung eines WACC-Modells (s.u. zu Tenorziffer 10) nicht sachgerecht. Im Rahmen eines ganzheitlichen WACC-Modells sind gemäß Satz 3 Zinsaufwendungen und -erträge nicht unternehmensindividuell in Ansatz zu bringen. Dies steht in engem Zusammenhang mit den Gründen für die Einführung eines einheitlichen WACC (vgl. Festlegung RAMEN). Demgegenüber ist es nach Überzeugung der Beschlusskammer nicht erforderlich, einen vereinzelt geforderten Übergangsmechanismus einzuführen. Netzbetreiber, die bereits in der Vergangenheit im Rahmen der Kostenprüfungen der vorangegangenen Regulierungsperioden mit Kürzungen aufgrund des üblichen Abgleichs mit den Referenzzinsreihen konfrontiert worden sind, sind insoweit nicht schutzbedürftig. Besondere Konstellationen können sich allenfalls dann ergeben, wenn Netzbetreiber sich in der Vergangenheit in bestimmter Art und Weise finanziert haben, aufgrund des vormals relevanten zeitlichen Bezugspunkts (Zeitpunkt der Kapitalaufnahme) in den zurückliegenden Ausgangsniveaus keine Kürzungen erfolgten und es nunmehr beim Vergleich mit einem (niedrigeren) WACC-Zins zu Nachteilen im Vergleich zum in der Vergangenheit berücksichtigten Anerkennungsbetrag in Bezug auf die Fremdkapitalverzinsung kommt. Dies ist aber kein Sachverhalt, der abstrakt in der vorliegenden Festlegung im Sinne einer Übergangsvorschrift (etwa im Sinne der Anerkennung eines Differenzbetrages) zu regeln ist. Wie in der Festlegung RAMEN ausgeführt, ermöglicht die Entkopplung der Kapitalverzinsung von der tatsächlichen, individuellen Finanzierungsituation es den Netzbetreibern, unabhängig von einer etwaigen regulatorischen Anerkennung ihre Kapitalkosten betriebswirtschaftlich zu optimieren. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund bilanzieller, organisatorischer und gesellschaftsrechtlicher Gestaltungsspielräume und -notwendigkeiten. Ein „Nachteilsausgleich“ im Rahmen des Ausgangsniveaus würde dieses Ziel einer gebotenen Vereinheitlichung unterlaufen. So weisen

auch einige Netzbetreiber darauf hin, dass möglichst ein WACC ohne aufweichende Sonderregeln festgelegt werden sollte. Der WAR spricht sich ebenfalls gegen eine Ausgleichs- oder Übergangsregelung aus. Es sei Aufgabe der Anreizregulierung, wettbewerbsanaloge Entgelte zu simulieren. Wenn auf Wettbewerbsmärkten Unternehmen zu ungünstigen Zeitpunkten Fremdkapital aufnehmen oder aus anderen Gründen hohe Fremdkapitalkosten haben, liege dies in der Verantwortung des Unternehmens. Eine Überwälzung auf die Nachfrager sei im Wettbewerb hingegen ausgeschlossen, sofern nicht sehr viele Unternehmen gleich gehandelt haben. Die betroffenen Unternehmen müssten, so der WAR, dann mit einer geringeren Eigenkapitalverzinsung auskommen, so wie dies auch auf Wettbewerbsmärkten der Fall wäre.

280 Für den Fall, dass derartige individuelle Konstellationen in besonders gelagerten Ausnahmefällen zu einer nicht mehr angemessenen Kapitalverzinsung führen sollten, ist dies über das allgemeine Instrumentarium der Anreizregulierung im Einzelfall zu lösen, unter Berücksichtigung einer zumindest anteiligen Risikotragung durch den Netzbetreiber, der sich in der Vergangenheit womöglich ineffizient finanziert hat. Er ist nicht Aufgabe des Ausgangsniveaus, in solchen Fällen eine einzelfallunabhängige Übergangsregelung zu treffen. Im Vordergrund steht dabei die angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals (§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG), und nicht der Ausgleich jeglicher Nachteile, die aus dem Systemwechsel folgen. Auf letzteren Nachteilsausgleich besteht kein Anspruch. Folglich übt die Beschlusskammer ihr Ermessen dahingehend aus, im Rahmen des Ausgangsniveaus keine Regelung zum Ausgleich etwaiger Nachteile aus dem Systemwechsel zu implementieren.

281 Satz 4 stellt klar, dass durch spezifische Anpassungsmechanismen in der Festlegung RAMEN auch Konstellationen denkbar sind, in denen bestimmte Kosten (hier bestimmte Fremdkapitalzinsen) trotz des WACC-Ansatzes dennoch im Rahmen anderer Anpassungen der Erlösobergrenzen berücksichtigt werden können.

13.4. Zu Tenorziffer 7, Satz 5 bis 7 (Anlagenabgänge):

282 Die Sätze 5 bis 7 betreffen den regulatorischen Umgang mit Anlagenabgängen. Wenn eine Anlage vor Ablauf der Nutzungsdauer ausscheidet, entsteht ein Buchverlust. Der zum Zeitpunkt des Ausscheidens noch vorhandene Restbuchwert stellt einen Aufwand dar, da der Netzbetreiber diesen Restbuchwert zukünftig nicht mehr wiederverdienen kann. Maßgeblich für die Bewertung der Buchverluste sind allerdings die kalkulatorischen Restwerte, da das

Sachanlagevermögen nach Maßgabe der Tenorziffer 9 der kalkulatorischen Abschreibung unterliegt. Es darf, auch auf Grund der Berücksichtigung von Buchverlusten, nicht zu einer Abschreibung unter Null kommen. Die für Buchverluste anzusetzenden Kosten sind daher auf Grundlage der kalkulatorischen Restwerte zu ermitteln.

283 Bei der Bewertung der Aufwendungen von vorzeitigen Anlagenabgängen ist im Strombereich zu beachten, dass der Netzbetreiber die kalkulatorischen Kosten aller, also auch der tatsächlich abgegangenen Anlagegüter aufgrund des Budgetprinzips bis zum Ende der laufenden Regulierungsperiode des jeweiligen Basisjahres erstattet bekommt. Die vor ihrer Nutzungsdauer aus dem Anlagevermögen ausgeschiedenen Wirtschaftsgüter sind für das festzulegende Ausgangsniveau nicht mehr im Anlagevermögen enthalten und werden daher bei der Bestimmung der kalkulatorischen Kosten für die Folgeperiode nicht mehr berücksichtigt.

284 Zum Zwecke einer sachgerechten Abbildung der Anlagenabgänge in der Erlösobergrenze werden in einem ersten Schritt die kalkulatorischen Restwerte aller Anlagenabgänge nach dem letzten Basisjahr, die bis zum Ende des Basisjahres abgegangen sind, zum Stichtag des Endes der laufenden Regulierungsperiode errechnet. Bei der Summe dieser Restwerte handelt es sich somit um die kumulierten Anlagenabgänge von mehreren Jahren bis zum Basisjahr. In einem nächsten Schritt ist ein repräsentatives Niveau, etwa im Sinne einer Verratung (Besonderheiten des Geschäftsjahres) zu bestimmen. Aufgrund verschiedentlicher, im Rahmen der Konsultation vorgetragener Unklarheiten wird dies im Folgenden anhand eines Beispiels unter Heranziehung des Basisjahrs 2026 für die 5. Regulierungsperiode illustriert:

285 Es werden alle Anlagenabgänge betrachtet, die nach dem 31.12.2021 bis zum 31.12.2026 (jeweilige Basisjahre) erfasst wurden. Sodann werden deren Restwerte zum Stichtag 31.12.2028 (Ende der Regulierungsperiode) ermittelt. Auf dieser Basis wird ein repräsentatives Niveau bestimmt (z.B. 1/5 bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode).

286 In diesem Zusammenhang ist zudem sicherzustellen, dass im Zusammenhang mit der Bestimmung der betriebsnotwendigen Erlöse und Erträge (Tenorziffer 13) alle mit dem Anlagenabgang in Verbindung stehenden Positionen kostenmindernd berücksichtigt werden. Beispielsweise kommen hier Verkaufs- bzw. Verschrottungserlöse sowie Entschädigungsleistungen, Versicherungszahlungen oder Fluthilfefondmittel in Betracht.

287 Die Regelung ist für Netzabgänge infolge von Netzübergängen nicht anzuwenden. Hierfür enthält die Festlegung RAMEN spezifische Vorgaben hinsichtlich der Übertragung von Erlösobergrenzenanteilen von einem Netzbetreiber auf einen anderen.

288 Ein Auseinanderfallen der regulatorischen Betrachtung von Anlagenabgängen im Ausgangsniveau, wie es bislang noch mit Blick auf die bisherige Verordnungslage der Fall war, erscheint nicht sachgerecht und tendenziell diskriminierend. Vor diesem Hintergrund hat sich die Beschlusskammer für eine einheitlich anzuwendende Methodik für alle Adressaten dieser Festlegung entschieden.

289 Sofern von einer Landesregulierungsbehörde die unterschiedliche Behandlung von Anlagenabgängen moniert und die Möglichkeit eingefordert wird, von der in dieser Festlegung getroffenen Regelung abzuweichen, kann dem nicht gefolgt werden. Die jeweiligen Regelungen in den Festlegungen StromNEF und GasNEF berücksichtigen die jeweiligen Unterschiede in der Behandlung des Kapitalkostenabzugs, die aus der Festlegung RAMEN resultieren. Es handelt sich hierbei zudem nicht um eine Verfahrensregelung, die einer eigenen Regelung durch Landesregulierungsbehörden offen stünde, sondern um eine nach Vorstellung des Gesetzgebers einheitlich zu regelnde materielle Vorschrift. Eine abweichende materielle Vorgabe, die konkret in die vorliegende Regelung aufgenommen werden sollte, wird überdies seitens der Landesregulierungsbehörde nicht vorgeschlagen.

13.5. Zu Tenorziffer 7, Satz 8 und 9 (Redispatch)

290 Redispatch-Kosten sollen künftig weiterhin als volatile Kosten gelten und in den nächsten Effizienzvergleich erstmals einfließen. Dies wird in den Verfahren der Festlegung RAMEN und in der Methodenfestlegung Effizienzvergleich angelegt.

291 Netzbetreiber haben also für die 5. Regulierungsperiode die Möglichkeit, diesbezüglich eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze vorzunehmen, allerdings werden die Kosten für Redispatch in die Kostenbasis für den Effizienzvergleich einbezogen. Im Gegenzug ist auf die Auswahl adäquater Vergleichsparameter zu achten. Eine strukturelle Benachteiligung der von Redispatch-Kosten betroffenen Netzbetreiber stellt sich nicht ein, solange adäquate Vergleichsparameter, wie beispielsweise im Rahmen der vierten Regulierungsperiode die installierte EE-Leistung, in den Effizienzvergleich einfließen.

292 Die Sätze 8 und 9 regeln nun, dass bereits bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus eine Vergleichmäßigung im Rahmen der Kostenprüfung erfolgt. Die so bestimmten Kosten fließen dann in den Effizienzvergleich ein und bilden den Wert für den Formelbestandteil VK_0

(volatiler Kostenanteil im Basisjahr). Die Methodik einer solchen Vergleichmäßigung der Kosten nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG wird zum jetzigen Zeitpunkt jedoch noch nicht bestimmt, sondern bleibt späteren Festlegungen vorbehalten.

14. Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung (Tenorziffer 8)

14.1. Erhaltungskonzeptionen in der StromNEV

293 Durch die Anwendung einer Erhaltungskonzeption im Rahmen einer Kostenkalkulation sollen Unternehmen in die Lage versetzt werden die Betriebsbereitschaft des Geschäftsbetriebs zu erhalten, wobei hierbei entweder die Substanz – also das wesentliche Vermögen – oder das im Unternehmen eingesetzte Kapital als zu erhaltene Größe herangezogen werden kann. Die StromNEV beinhaltet bislang ein Mischsystem aus Nettosubstanz- und Realkapitalerhaltung, wobei für Anlagen, die vor dem 01.01.2006 hergestellt oder angeschafft (Altanlagen) wurden, das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung angewendet wird, während für Anlagen, die nach dem 1.1.2006 hergestellt oder angeschafft (Neuanlagen) wurden, das Prinzip der Realkapitalerhaltung zur Anwendung kommt.

14.2. Nettosubstanzerhaltung

294 Dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung liegt der Gedanke zu Grunde, dass der mit Eigenkapital finanzierte Anteil am Vermögen einem Substanzverzehr infolge von Preisentwicklungen unterworfen ist. Der auf diesen Eigenkapitalanteil entfallende Substanzverzehr soll dabei im Rahmen der Innenfinanzierung über die Vereinnahmung von Umsatzerlösen in entsprechender Höhe refinanziert werden. Zu diesem Zweck erfolgt die Bewertung des Sachanlagevermögens zu Tagesneuwerten, welche sodann die Bemessungsgrundlage für die Ermittlung der Abschreibungen und der Eigenkapitalverzinsung hinsichtlich des eigenfinanzierten Anteils bilden. Die Tagesneuwerte sollen dabei die Wiederbeschaffungskosten eines im Zeitpunkt der ursprünglichen Anschaffung gleichwertigen Investitionsgegenstands – d.h. ohne Berücksichtigung des technischen Fortschritts oder einer moderneren Systemtechnik - abbilden. Das Unternehmen wird hierdurch in die Lage versetzt, in einen gleichwertigen Vermögensgegenstand nach Ablauf der wirtschaftlichen Nutzungsdauer zu reinvestieren und damit die Vermögenssubstanz im Unternehmen zu erhalten.

14.3. Realkapitalerhaltung

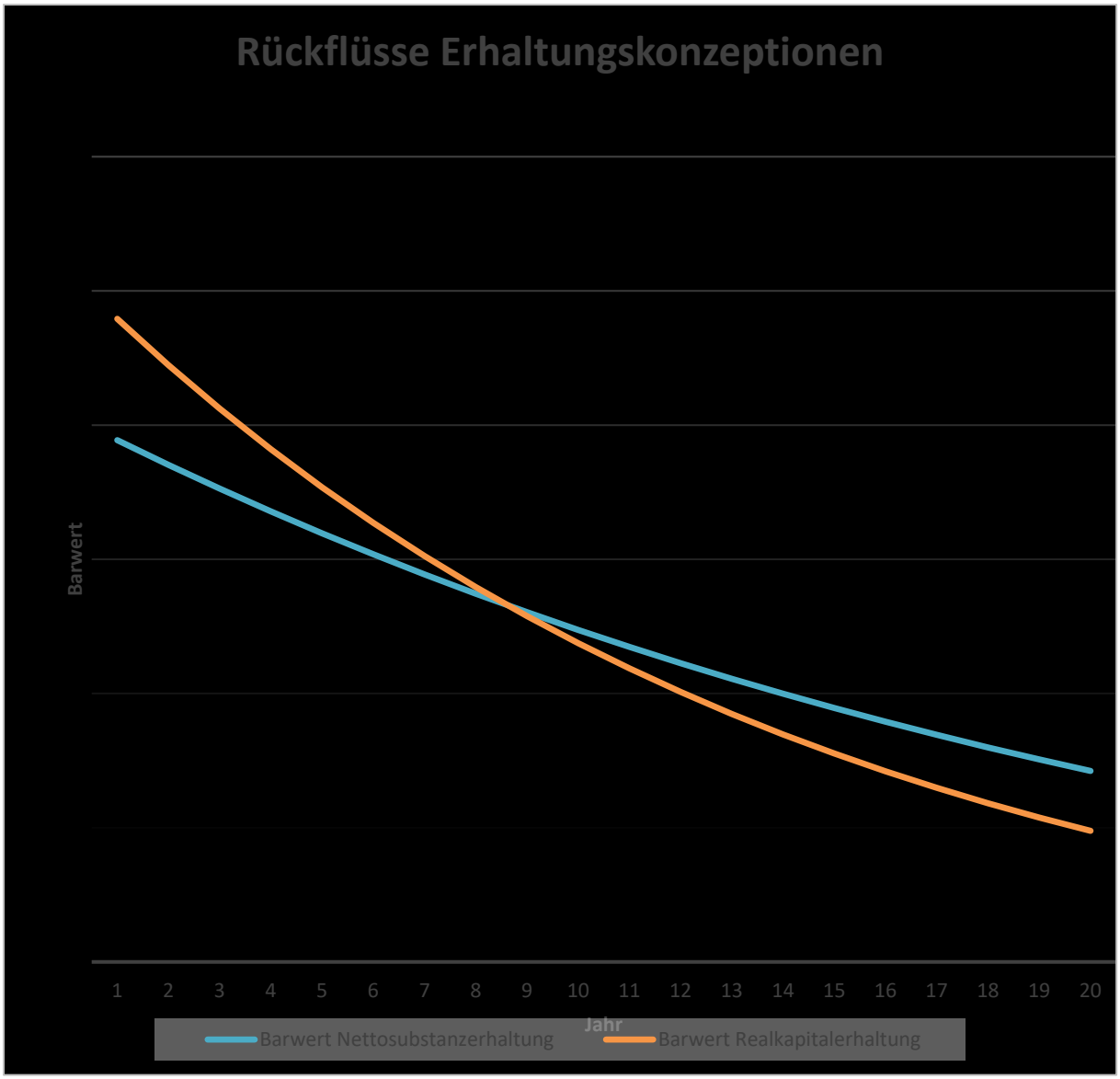
295 Das Prinzip der Realkapitalerhaltung zielt darauf ab, dass die Kaufkraft des im Unternehmen gebundenen Eigenkapitals erhalten bleiben soll. Die Erhaltung der Kaufkraft wird bislang im Falle der StromNEV durch allgemeine Preisindizes über den im Nominalzinssatz enthaltenen Verbraucherpreisindex abgebildet. Dem liegt der Gedanke zu Grunde, dass das im Unternehmen investierte Kapital nach Rückfluss der Mittel nicht zwingend wieder in denselben Unternehmensbereich fließen muss, sondern auch alternativ investiert werden könnte.

14.4. Unterschiede der Zahlungsströme im Zeitablauf

296 Der zeitliche Verlauf der zurückfließenden Zahlungsströme gestaltet sich in beiden Kapitalerhaltungsmodellen unterschiedlich. Im System der Realkapitalerhaltung stellt sich zu Beginn eines Lebenszyklus eines Anlageguts ein höherer Kapitaldienst als im System der Nettosubstanzerhaltung ein, während sich bei der Nettosubstanzerhaltung zum Ende des Lebenszyklus eines Anlageguts ein höherer Kapitaldienst ergibt. Ursache dafür sind die zum Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer kumulativ wirkendenden Effekte aus der Berücksichtigung der anlagenspezifischen Preisentwicklung über die Tagesneuwerte. Diese wirken umso stärker, je älter ein Anlagegut tatsächlich ist. Im System der Realkapitalerhaltung erfolgt die Berücksichtigung der Preisentwicklung nicht über die Inflationierung der zu berücksichtigen Restwerte, sondern über den Zinssatz. Die Rückflüsse sind im direkten Vergleich zur Nettosubstanzerhaltung zu Beginn des Abschreibungszeitraums höher.

297 Unter der Prämisse, dass die jährliche anlagenspezifische Preissteigerung der im Nominalzins berücksichtigten Preissteigerung entspricht, verhalten sich beide Systeme barwertneutral.

298 Die beiden Kurven veranschaulichen den typischen Verlauf der Rückflüsse der Barwerte in den beiden Systemen im Zeitablauf.



14.5. Die Übergangsregelung aus der StromNEV (Alt-Neuanlagen)

299 Das in der StromNEV verankerte Mischsystem aus Nettosubstanzerhaltung und Realkapitalerhaltung war seit der Einführung und erstmaliger Anwendung der StromNEV als Übergangssystem angelegt, welches im Zeitverlauf vollständig durch das System der Realkapitalerhaltung ersetzt wird. Für Anlagen, die vor dem 01.01.2006 hergestellt oder angeschafft (Altanlagen) wurden, sieht die StromNEV das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung vor, während für Anlagen, die nach dem 1.1.2006 hergestellt oder angeschafft (Neuanlagen) wurden, das Prinzip der Realkapitalerhaltung zur Anwendung kommt. Diese Regelungen führen dazu, dass mit dem vollständigen Abschreiben der letzten Altanlage kalkulatorisch nur noch Neuanlagen im Anlagenbestand des Netzbetreibers vorhanden sind, auf die ausschließlich das Kapitalerhaltungskonzept der Realkapitalerhaltung zur Anwendung

kommt. Demnach ist bereits in der StromNEV / GasNEV die ausschließliche Anwendung des Konzepts Realkapitalerhaltung systematisch angelegt gewesen.

14.6. Keine Fortführung des bisherigen Mischsystems

300 Die Beschlusskammer hält es für richtig, nach Maßgabe der Tenorziffer 8 bei der kalkulatorischen Bewertung des Sachanlagevermögens mit dem Beginn der 5. Regulierungsperiode vollständig das System der Realkapitalerhaltung anzuwenden. Das bislang zur Anwendung gelangte Mischsystem aus Nettosubstanz- und Realkapitalerhaltung wird abgelöst. Dementsprechend entfällt die bislang notwendige Unterscheidung zwischen Alt- und Neuanlagen.

301 Wesentliche Gründe für die Umstellung sind in der aktuellen Dynamik zu sehen, der die Energiewirtschaft im Allgemeinen und die Netzwirtschaft im Besonderen gegenwärtig ausgesetzt sind. Der technische Fortschritt sowie die energiepolitische Entwicklung führen dazu, dass die Annahme eines eins-zu-eins-Ersatzes von Anlagegütern in der Netzwirtschaft nicht mehr aufrechterhalten werden kann. Der der Realkapitalerhaltung zugrunde liegende Gedanke der Erhaltung der Kaufkraft des Kapitals ist besser geeignet, den aktuell und zukünftig vorherrschenden Rahmenbedingungen Rechnung zu tragen. Dies gilt sowohl im Hinblick auf die Abbildung des technischen Fortschritts im Strombereich als auch im Hinblick auf das Erfordernis einer höheren Flexibilisierung von Kapital im Gasbereich. Gleichzeitig führt die Umstellung auf die Realkapitalerhaltung zu einer Erhöhung der Transparenz, der Verringerung des administrativen Aufwands auf Seiten von Behörden und Netzbetreibern sowie einem erhöhten Maß an Rechtssicherheit durch die einheitliche Anwendung eines Kapitalerhaltungskonzepts.

302 Zudem ist die Realkapitalerhaltungsmethode transparent, da ihr eine sehr einfache Berechnung zugrunde liegt: zur Ermittlung der Abschreibungen werden die historischen AK/HK durch die Nutzungsdauer dividiert. Auf diese Weise können Investoren ihre Entscheidung besser und einfacher treffen.

303 Damit einher geht eine wesentliche Komplexitätsreduktion: Im Wesentlichen entfällt aus der alleinigen Anwendung der Realkapitalerhaltung bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus die Bestimmung von anlagenspezifischen Preisindizes, die im Rahmen des Konzepts der Nettosubstanzerhaltung zur Ermittlung der erforderlichen Tagesneuwerten erforderlich sind. Bis zur Vorgabe durch den Verordnungsgeber war die Ermittlung von sachgerechten Preisindizes über Jahre Gegenstand von gerichtlichen Auseinandersetzungen zwischen

Regulierungsbehörden und Netzbetreibern. Hier hat die Vergangenheit gezeigt, dass eine rechtssichere Festlegung von allgemeingültigen Preisindizes zumindest im unmittelbaren Kontext der Ausgangsniveaubestimmung mit unmittelbarer Wirkung auf die Höhe der Kapitalkosten durch die Regulierungsbehörde als schwer realisierbar erscheint. Dies gilt auch vor dem Hintergrund, dass netzbetreiberindividuellen und regionalen Gegebenheiten hinsichtlich der Gewichtung von Lohn- und Materialindizes in der Praxis kaum Rechnung getragen werden kann. Auch ist die Betroffenheit innerhalb der Branche durch unterschiedliche Indexreihen uneinheitlich, was die Erreichung von Rechtsfrieden durch behördliche Entscheidungen in der Vergangenheit verhindert hat.

304 Die Entscheidung für eine Bewertung der Altanlagen zu Tagesneuwerten und eine Anwendung der Realkapitalerhaltung für Neuanlagen war im Übrigen von Anfang an weniger auf konzeptionelle Überlegungen zurückzuführen als vielmehr Ausdruck eines Kompromisses. Mit der alleinigen Anwendung der Realkapitalerhaltungsmethode wird künftig auf lediglich ein einziges, stringentes Konzept abgestellt.

305 Sofern für Zwecke der Ermittlung von standardisierten Kapitalkosten zur Durchführung eines Effizienzbenchmarks zukünftig weiterhin einheitliche, nicht differenzierte Preisindizes zur Anwendung kommen sollen, sieht die Beschlusskammer dies vor allem deshalb als umsetzbar an, da für diese Zwecke zum einen keine direkte Kostenwirkung von den Preisindizes ausgeht und diese bei Durchführung der Vergleichbarkeitsrechnung auf alle Netzbetreiber gleichermaßen wirken.

306 Die alleinige Anwendung des Kapitalerhaltungskonzepts der Realkapitalerhaltung führt damit auch zu einem erhöhten Maß an Rechtssicherheit. Die Abschaffung der Nettosubstanzerhaltung sowie die mit der Realkapitalerhaltung einhergehende erhöhte Transparenz sowie die Reduzierung des bürokratischen Aufwands wird von Investoren, Eigentümern und Netzkunden positiv bewertet. Zudem war das System der Nettosubstanzerhaltung bei Aufnahme der Regulierungstätigkeit von Beginn an als ein Übergangsmodell angelegt, welches vollständig im Zeitablauf vom Modell der Realkapitalerhaltung ersetzt werden sollte. Der Verordnungsgeber hat in der StromNEV bzw. GasNEV die Realkapitalerhaltung als den Regelfall und die Nettosubstanzerhaltung als die Übergangslösung für einen bestimmten Zeitraum vorgesehen. Der vollständige Wechsel auf das Konzept der Realkapitalerhaltung stellt somit lediglich ein Vorziehen des ohnehin angelegten Systemwechsels hin zur Realkapitalerhaltung dar.

307 Zudem ist auch zu berücksichtigen, dass der Anteil der Neuanlagen im Strombereich insgesamt bereits so hoch ist, dass die Nettosubstanzerhaltung insgesamt massiv an Bedeutung verloren hat. So lag bereits im Basisjahr der vierten Regulierungsperiode der durchschnittliche Anteil der Neuanlagen bei den sich im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur befindlichen Strom-Verteilernetzbetreibern bei über 75 %. Naturgemäß wird der Anteil der Neuanlagen im Zeitverlauf weiter ansteigen und damit die Bedeutung der Altanlagen kontinuierlich abnehmen.

308 Auch ist die inhaltliche Rechtfertigung für das System der Nettosubstanzerhaltung aufgrund des fortschreitenden Wandels in der Elektrizitätsversorgung nicht mehr uneingeschränkt gegeben. Alte Betriebsmittel werden durch neue Technologien verdrängt.

14.7. Übergang zur Realkapitalerhaltung

309 Wie oben dargestellt ist der typische Verlauf des Kapitaldienstes im System der Realkapitalerhaltung im Vergleich zur Nettosubstanzerhaltung von höheren Beträgen zu Beginn des Lebenszyklus eines Anlagengutes geprägt und zum Ende hin von eben niedrigeren Beträgen. Über den gesamten Lebenszyklus sind die Rückflüsse unter den beschriebenen Prämissen jedoch im Barwert identisch. Ein sachgerechter Systemwechsel muss diesen Verläufen Rechnung tragen.

310 Ein Wechsel der Erhaltungskonzeption während des Lebenszyklus einer Anlage von Nettosubstanzerhaltung auf Realkapitalerhaltung ohne jegliche Anpassungen hätte indes zur Folge, dass die anfänglich niedrigeren Rückflüsse nicht mehr ausgeglichen werden könnten. Die vorgetragene Forderung, vollständig auf einen Kompensationsmechanismus zu verzichten, wird von Beschlusskammer nicht geteilt, da die in der Vergangenheit erzielten anlagenspezifischen - über die Preisindizes abgebildeten - Preisentwicklungen bei einem Wechsel des Kapitalerhaltungskonzepts von der Nettosubstanzerhaltung zur Realkapitalerhaltung nicht ignoriert werden dürfen. Ein Systemwechsel ohne einen Kompensationsmechanismus würde einen ungerechtfertigten Substanzverlust für die Netzbetreiber bedeuten, was wiederum den Vorgaben des § 21 Abs. 2 EnWG (u.a. hinsichtlich der Gewährleistung der Lebensfähigkeit der Netze) widerspräche. Auch aus Sicht des WAR ist die Gewährung einer Kompensation nachvollziehbar. Es ist daher geboten und entsprechend im Folgenden umgesetzt, eine Kompensation im Zeitpunkt der Umstellung vorzusehen.

14.8. Denkbare Kompensationsansätze

14.8.1 Barwertmodell

311 Eine denkbare Kompensation könnte - wie im Konsultationsprozess vereinzelt von Netzbetreiberseite vorgetragen - darin bestehen, dass die Differenz der Barwerte aus den zukünftig zu erwartenden Rückflüssen der beiden Systeme ermittelt wird und diese Differenz als additiver Bestandteil - entweder als Zuschlag oder Abschlag - auf die kalenderjährliche Erlösobergrenze berücksichtigt wird. Der Ansatz ist also in die Zukunft gerichtet. Es würde abgeschätzt, wieviel höher bzw. niedriger in Zukunft die Rückflüsse der Nettosubstanzerhaltung gegenüber den Rückflüssen der Realkapitalerhaltung sein könnten. Bei diesem Kompensationsvorschlag käme es darauf an, zukunftsgerichtete Annahmen über die Entwicklung der anlagenspezifischen Preisindizes und des VPI über die verbleibende Nutzungsdauer des Anlagegutes zu treffen. Hier wäre die Qualität der Prognosewerte von entscheidender Bedeutung. Allerdings ist eine seriöse Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des VPI und der anlagenspezifischen Preisindizes nach Überzeugung der Beschlusskammer nicht möglich, wäre mit hohen Unsicherheitsrisiken verbunden und hätte einen starken Plankostencharakter.

312 Auch eine jährliche, nicht ex ante, durchgeführte Differenzermittlung kommt aus Sicht der Beschlusskammer nicht in Frage, da dann beide Systeme im Sinne einer zukunftsgerichteten Best-Abrechnung parallel geführt werden müssten. Es kommt bei diesem Ansatz nicht zu einer sauberen Trennung der Kapitalerhaltungssysteme, was sich auch zulasten der Klarheit über die Höhe der endgültigen Rückflüsse auswirken würde. Das System der Nettosubstanzerhaltung würde faktisch fortgeführt. Außerdem würden sich bei einem solchen Ansatz durch die Bestabrechnung ungerechtfertigt hohe Rückflüsse ergeben.

313 Der WAR sieht ebenfalls keinen Raum für einen ökonomischen „Automatismus“, nach welchem „systemumstellungsbedingte“ Nachteile durch eine vollständige Kompensation auszugleichen wären. Dies gilt umso mehr, wenn die Berücksichtigung der Preisänderungsrate auch zukünftig angelegt ist.

314 Die Beschlusskammer lehnt daher das Barwertmodell ab.

14.8.2 Tagesneuwertansatz

315 Aus Sicht der Beschlusskammer soll ein sachgerechter Kompensationsmechanismus die in der Vergangenheit erzielten - über die anlagenspezifischen Preisindizes berücksichtigten - Preissteigerungen zum Gegenstand haben, während zukünftige Preisveränderungen im

System Realkapitalerhaltung vollständig, wenn auch auf andere Weise – über Anwendung des Nominalzinssatzes - Berücksichtigung finden.

316 Die Beschlusskammer legt mit dem Tagesneuwertansatz einen Kompensationsmechanismus fest, der die in der Vergangenheit erzielten anlagenspezifischen und bislang über die Preisindizes abgebildeten Preissteigerungen vollständig berücksichtigt. Hierdurch gehen in der Vergangenheit eingetretene Preissteigerungen nicht unter und finden als historische Bemessungsgrundlage Eingang in die zukünftige Bewertung des kalkulatorischen Sachanlagevermögens. In Kombination mit der zukünftig ausschließlichen Anwendung der Realkapitalerhaltung wird so sichergestellt, dass sowohl in der Vergangenheit eingetretene als auch zukünftig entstehende Preissteigerungen vollständig und lückenlos Berücksichtigung finden. Der hier beschriebene Systemwechsel stellt sicher, dass die bisherigen Preissteigerungen, die wie beschrieben über die Tagesneuwerte im Rahmen der Nettosubstanzerhaltung berücksichtigt wurden, auch weiterhin die Grundlage für die Ermittlung der zukünftigen Kapitalkosten bilden. Bisherige Preissteigerungen gehen nicht unter. Für den so erhaltenen Status Quo erfolgt eben einmal der Wechsel hin zur Realkapitalerhaltung. Zukünftige Preissteigerungen werden dann über den Nominalzins im Rahmen der Realkapitalerhaltung berücksichtigt. Unter der Prämisse, dass sich der Verbraucherpreisindex und die Teuerungsrate der Tagesneuwerte entsprechen, ergeben sich die gleichen Barwerte sowohl bei durchgängig angewendeter Nettosubstanzerhaltung, als auch bei durchgängig angewendeter Realkapitalerhaltung, als auch bei dem hier vorgeschlagenen Tagesneuwertansatz.

14.9. Konkrete Ausgestaltung des Kompensationsansatzes

317 Die Beschlusskammer statuiert in den Sätzen 2 bis 6 einen Kompensationsmechanismus zum Ausgleich von ggf. eintretenden Vermögensnachteilen, die mit dem Systemwechsel hin zur Realkapitalerhaltung verbunden sind. Durch den Übergang zur Realkapitalerhaltung entfällt die jährliche Fortschreibung der Tagesneuwerte sowie deren anschließende Verzinsung mit einem Realzinssatz. Der Kompensationsmechanismus sieht im Rahmen der Ausgangsniveauermittlung im nächsten Basisjahr letztmalig die Bewertung der Restwerte der Altanlagen bezüglich ihres eigenfinanzierten Anteils zu Tagesneuwerten vor. Die so ermittelten Restwerte bilden ab dann die Grundlage der Fortführung und Bewertung des kalkulatorischen Sachanlagevermögens, wobei letztmalig für die Ermittlung auf dieser Grundlage die Indexreihen gemäß § 6a StromNEV und ein eigenfinanzierter Anteil von 40%

zur Anwendung kommen. Für den fremdfinanzierten Anteil der Altanlagen sowie der Neuanlagen erfolgt die Bewertung des Sachanlagevermögens auf Grundlage der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten. Für den fremdfinanzierten Anteil wird dabei ein Wert von 60% gesetzt. Der Ausgleich von ggf. eintretenden Vermögensnachteilen aus der zukünftig wegfallenden Tagesneuwertbewertung des Sachanlagevermögens wird dabei zum einen aus der letztmaligen Bewertung des eigenfinanzierten Anteils zu Tagesneuwerten und zum anderen durch die Anwendung des im Rahmen des WACC zur Anwendung kommenden gewichteten Nominalzinssatzes herbeigeführt. Die Anwendung eines Realzinssatzes ist demnach nicht mehr vorgesehen. Hierdurch erfolgt die Überführung des eigenfinanzierten Anteils der Anlagen aus dem System der Nettosubstanzerhaltung in das System der Realkapitalerhaltung. Die Abbildung der zukünftigen Preisänderungsrate erfolgt damit nicht mehr über anlagengruppenspezifische Preisindizes, sondern über die Berücksichtigung des Verbraucherpreisindexes innerhalb des Nominalzinssatzes. Unter der Prämisse, dass sich die anlagengruppenspezifische Preisentwicklung und die Entwicklung des Verbraucherpreisindizes über die Nutzungsdauer eines Anlagegegenstands in einem hinreichend langen Vergleichszeitraum entsprechen, stellt der Systemwechsel mit diesem Element einen barwertneutralen Ansatz dar.

318 Sofern die zukünftige tatsächliche Entwicklung des Verbraucherpreisindexes und der anlagengruppenspezifischen – über Preisindizes abgebildeten- Preisentwicklung voneinander abweichen, ist dies nicht gesondert auszugleichen. Es ist vielmehr offensichtlich, dass sich bezogen auf ein konkretes Betrachtungsjahr oder auch einen bestimmten Zeitraum Verbraucherpreisindex und die Teuerungsrate der Tagesneuwerte tatsächlich nicht entsprechen werden. Hierauf kommt es auch nicht an. Entscheidend ist vielmehr, dass über den Lebenszyklus eines Anlagengutes sowohl vor als auch nach dem Systemwechsel die Berücksichtigung der jährlichen Teuerungsraten stattfindet.

319 Die in den Stellungnahmen vorgetragene Kritik einer tatsächlich nicht vorhandenen Barwertneutralität ist aus Sicht der Beschlusskammer vielmehr Ausdruck einer bestimmten Erwartungshaltung bezogen auf die Entwicklung der anlagenspezifischen Preisindizes im Vergleich zum Verbraucherpreisindex.

320 Ein Vergleich der Entwicklung der anlagengruppenspezifischen Preisindizes und des Verbraucherpreisindexes zeigt zudem, dass es in der Vergangenheit sowohl Phasen gab, in welchen die Entwicklung der anlagengruppenspezifischen Preisindizes über der Entwicklung

des Verbraucherpreisindexes lag als auch Phasen existierten, in welchen die anlagengruppenspezifischen Preisindizes hinter der Entwicklung des Verbraucherpreisindizes zurückblieben. Ein Fortschreiben der höchst dynamischen Entwicklung der anlagengruppenspezifischen Preisindizes der jüngeren Vergangenheit und ein daraus abgeleiteter vermeintlicher Anspruch auf höhere Rückflüsse ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht sachgerecht und eher spekulativ.

14.9.1 TNW-Ermittlung unter Rückgriff auf § 6a Strom

321 Wie oben dargestellt soll zur Ermittlung der Restwerte zu Tagesneuwerten letztmalig auf die in § 6a StromNEV verankerten Preisindizes zurückgegriffen werden. Der Rückgriff auf diese Indexreihen liegt darin begründet, dass diese in der Vergangenheit die Grundlage für die Bewertung des eigenfinanzierten Anteils der Neuanlagen zu Tagesneuwerten gebildet haben. Es ist somit logisch und sachgerecht, wenn diese Preisindizes im Rahmen des Kompensationsmechanismus zur Berücksichtigung der in der Vergangenheit erfolgten Preissteigerungen wieder herangezogen werden. Die Anwendung anderer – von § 6a StromNEV abweichender – Preisindizes würde dazu führen, dass andere als die bislang berücksichtigten Preissteigerungen berücksichtigt würden. Dies widerspräche dem verfolgten Grundsatz, dass die bisher ermittelten und über die Netzentgelte realisierten Vermögenswerte erhalten bleiben.

14.9.2 Berücksichtigung einer pauschalen EK-Quote von 40%

322 Bei der Berücksichtigung des Anteils, zu welchem die Restwerte zu Tagesneuwerten in der Verzinsungsbasis Berücksichtigung finden, legt die Beschlusskammer eine pauschale Eigenkapitalquote in Höhe von 40 % zugrunde. Die pauschale Eigenkapitalquote von 40 % leitet sich aus den Vorgaben von § 6 Abs. 2 StromNEV ab, welche mit dem Ende der vierten Regulierungsperiode außer Kraft treten und damit im Zeitpunkt der Umstellung noch anwendbar sind. Die in diesen Vorschriften geregelte - auf 40 % begrenzte - Eigenkapitalquote ist im bislang gültigen Verzinsungsregime bei der Bewertung des eigenfinanzierten Anteils der Altanlagen seit 2006 zur Anwendung gekommen und stellt den von der Umstellung zu erfassenden Anteil dar. Mit Blick auf die Zukunft erscheint es zudem angezeigt, die Höhe der zu berücksichtigenden Eigenkapitalquote an der im zukünftigen Verzinsungsregime zur Anwendung kommenden WACC-Rate auszurichten. Die Anwendung einer anderen Eigenkapitalquote, bspw. aus einem internationalen Vergleich hergeleitet, ist vor diesem Hintergrund nicht angebracht. Dies würde auch dem zuvor geschilderten Grundsatz

widersprechen, die mit den bisherigen Preisindizes ermittelten Vermögenswerte zu erhalten, da durch eine abweichende Eigenkapitalquote der in die Kapitalbindung einfließende Tagesneuwert ebenso abgeändert würde.

323 Zudem werden durch die Berücksichtigung einer pauschalen Eigenkapitalquote Fehlanreize vermieden, im Basisjahr nochmals durch bilanzielle Gestaltungsmaßnahmen eine möglichst hohe Eigenkapitalquote mit Blick auf deren zukünftige Festschreibung zu generieren.

324 Schließlich besteht auch nicht das Risiko einer unverhältnismäßigen Vorteilseinräumung zugunsten der Netzbetreiber. Eine empirische Analyse der bisherigen Eigenkapitalquoten der Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur hat gezeigt, dass durch die pauschale Anwendung einer einheitlichen Eigenkapitalquote in Höhe von 40% nur ein sehr geringer Effekt entsteht. So hätte der Verzinsungseffekt über alle Strom-Verteilernetzbetreiber in Bezug auf Sachanlagevermögen, die sich in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur inkl. Organleihe befinden, im Basisjahr der vierten Regulierungsperiode bei etwa 572.000 €[11] gelegen.

325 Der geringe Wert liegt in den im Durchschnitt hohen Eigenkapitalquoten begründet. Nur in Ausnahmefällen liegt die tatsächliche kalkulatorische Eigenkapitalquote unter 40%.

14.9.3 Umstellungszeitpunkt im Basisjahr

326 Die letztmalige Bewertung zu Tagesneuwerten erfolgt im Basisjahr der fünften Regulierungsperiode.

327 Unter Berücksichtigung der Festlegung RAMEN ist innerhalb einer Gesamtbetrachtung der Umstellungszeitpunkt im Basisjahr der vorzugswürdige Zeitpunkt für die letztmalige Bewertung zu Tagesneuwerten. Die Ermittlung der Netzkosten erfolgt systematisch immer auf Grundlage der Wertansätze des Basisjahres. Die Berücksichtigung von sich ggf. zukünftig einstellenden Werten oder Ansätzen würde dagegen einer Berücksichtigung von Planansätzen gleichkommen. In Bezug auf die Bewertung des Sachanlagevermögens zu Tagesneuwerten würde dies bedeuten, dass Prognosen über die Entwicklung der anlagengruppenspezifischen Preisindizes für Jahre nach dem Basisjahr angestellt werden müssten, was dem Erfordernis, die tatsächlich in der Vergangenheit stattgefundene Preisentwicklung abzubilden, zuwiderlaufen würde. Insofern ist der Umstellungszeitpunkt im Basisjahr systematisch notwendig. Im Übrigen findet für alle Jahre der vierten Regulierungsperiode – also auch für

[11] Der Betrag ergibt sich unter Verwendung eines WACC in Höhe von 3,05% (40%*5,07+60%*1,71%).

die zwei verbleibenden Jahre nach dem Basisjahr – eine vollständige Bewertung des kalkulatorischen Sachanlagevermögens innerhalb der Nettosubstanzerhaltung statt, da die Kosten für diese Jahre noch auf Grundlage der StromNEV ermittelt wurden und innerhalb der vierten Regulierungsperiode berücksichtigt werden.

328 Die Berücksichtigung eines anderen – weiter in die Zukunft gerichteten – Umstellungszeitpunktes ist unter der Gültigkeit des Basisjahrprinzips nicht angezeigt.

329 In diesem Zusammenhang ist demnach die häufig in den Stellungnahmen vorgebrachte Forderung zur Schließung einer sogenannten Refinanzierungslücke abzulehnen. Die Umstellung erfolgt vorliegend systematisch stringent gemäß dem Basisjahrprinzip. Die sich durch Anwendung dieses Grundsatzes ergebenden Effekte sind systemimmanent und können zugunsten oder zulasten der einzelnen Netzbetreiber wirken. Es ist nach Überzeugung der Beschlusskammer nicht angezeigt, punktuell vermeintliche Nachteile eines Systemwechsels auszugleichen, da im Regulierungsmodell der ARegV auch Effekte systematisch zugunsten der Netzbetreiber wirken bzw. wirkten. So konnte beispielsweise im Bereich der Kapitalkostenermittlung der Vorgang der Aktivierung einer Anlage sowohl als Sachanlagevermögen als auch als Anlage im Bau mehrfach eigenkapitalerhöhend wirken (vgl. hierzu die Begründung zu Tenorziffer 10). Weiter erfolgte bislang über die Inflationierung der Kapitalkosten zumindest im Bereich der Neuanlagen, die dem System des Kapitalabzugs und des Kapitalkostenaufschlags unterliegen, eine sachlich nicht gerechtfertigte Mehrfachberücksichtigung von Preissteigerungen – nämlich über die Berücksichtigung der aktuellen Anschaffungs-/Herstellungskosten im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags als auch über die Berücksichtigung des Verbrauchpreisindexes /Produktivitätsfaktor auf die Kapitalkosten im Rahmen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzenermittlung (vgl. hierzu Festlegung RAMEN). Es ergäbe eine einseitige und in ihren Folgewirkungen unangemessene Systematik, wenn die im bisherigen System zu Gunsten der Netzbetreiber wirkenden Effekte erst mit Beginn der fünften Regulierungsperiode angepasst, die zu Lasten wirkenden Effekte aber rückwirkend ausgeglichen würden.

330 Hinsichtlich der Einzelheiten zur Anwendung des Grundsatzes, die Werte des Basisjahres heranzuziehen, sei an dieser Stelle auch auf die Festlegung RAMEN verwiesen.

15. Kalkulatorische Abschreibungen (Tenorziffer 9)

331 In Tenorziffer 9 werden die Regelungen zu den kalkulatorischen Abschreibungen vor dem Hintergrund der Neugestaltung von Anlage 1 (Anlagengruppen und Nutzungsdauern) im Vergleich zur Altregelung in § 6 StromNEV neu gefasst.

15.1. Zu Tenorziffer 9.1 (Grundsätze)

332 Die kalkulatorischen Kosten treten an die Stelle der bilanziellen Abschreibungen; insoweit handelt es sich um ein eigenständiges regulatorisches System, das die Entgeltbildung unter funktionierenden Wettbewerbsbedingungen simulieren soll. Sie dienen dem Ausgleich der Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter. Durch die Regelung wird dem Netzbetreiber weiterhin ermöglicht, das Kapital für die nach erfolgter Abschreibung notwendige Ersatzinvestition zu verdienen. Dies ermöglicht einen langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetrieb. Demgegenüber haben bilanzielle Abschreibungen eine Bewertung von Vermögensteilen in der Bilanz durch eine Verteilung der Anschaffungskosten eines Wirtschaftsgutes auf die Jahre der Nutzung als Aufwand in der Erfolgsrechnung zum Gegenstand. Im Gegensatz zum regulatorischen Grundgedanken spielen hier auch bilanzpolitische Zweckmäßigkeiten eine Rolle. Ein kalkulatorischer Ansatz bleibt daher sachgerecht.

333 Maßgeblich ist der Grundsatz der Betriebsnotwendigkeit. Hierzu gehören Vermögensgegenstände, die dem Geschäftsablauf des Netzbetriebs dienen. Der Ansatz außer Betrieb genommener Anlagen ist unzulässig, ebenso nicht aktivierter Vermögensgegenstände. Nicht aktivierten, sondern aufwandswirksam, z.B. über Instandhaltungsaufwand erfassten Vermögensgegenständen fehlt die Ansatzfähigkeit schon dem Grunde nach. Grundstücke können nicht abgeschrieben werden.

334 Einzubeziehen sind hingegen immaterielle Vermögensgegenstände auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten. Hierunter fallen auch Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse, die gegenüber vorgelagerten Netzbetreibern geleistet werden und soweit sie in den immateriellen Vermögensgegenständen erfasst werden. Materiell ist bei der Prüfung immaterieller Vermögensgegenstände insbesondere das Merkmal der Betriebsnotwendigkeit im jeweiligen Einzelfall entscheidend. Im Hinblick auf die Position „Geschäfts- oder Firmenwert“ (§ 266 Abs. 2 A I Nr. 3 HGB) ist eine Betriebsnotwendigkeit nach gefestigter Auffassung der Regulierungsbehörden beispielsweise weiterhin nicht gegeben.

335 Gemäß dem Konzept der Realkapitalerhaltung (vgl. Tenorziffer 8) bilden die Anschaffungs- und Herstellungskosten die Abschreibungsbasis. Der Inflationsausgleich erfolgt über die Kapitalverzinsung. Die kalkulatorische Jahresabschreibung ergibt sich aus dem Quotienten der Restwerte zu Anschaffungs- und Herstellungskosten und der Restnutzungsdauer. In diesem Zusammenhang ist die Übergangsregelung der Tenorziffer 8 zu beachten.

336 Unter den Anschaffungs- und Herstellungskosten sind immer die „erstmaligen historischen" Anschaffungs- und Herstellungskosten zu verstehen, also die im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten. Durch das Abstellen auf die „erstmaligen historischen" Anschaffungs- und Herstellungskosten ist zudem klargestellt, dass weiterhin bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und Restwerte der Kaufpreis für erworbene Netze nicht zugrunde gelegt werden darf[12]. Die kalkulatorischen Restwerte eines übernommenen Netzteils sind also separat fortzuführen. Dies folgt auch aus dem Verbot der Abschreibung unter Null (s.u. zu Tenorziffer 9.3).

337 Satz 4 enthält eine Option für Netzbetreiber, von Dritten geleistete Investitionszuschüsse in Ausnahmefällen von den nach Satz 3 bestimmten Anschaffungs- und Herstellungskosten aktivisch abzusetzen. Üblicherweise bleiben die ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten von Investitionszuschüssen unberührt; gemäß Tenorziffer 13 erfolgt eine Auflösung von Investitionszuschüssen über 20 Jahre, unabhängig von der Nutzungsdauer des mithilfe dieser Zuschüsse errichteten Anlageguts. Es sind jedoch in der Regulierungspraxis der Vergangenheit Fallgestaltungen aufgetreten, in denen ein Festhalten an der 20-jährigen Auflösungsdauer zu unangemessenen Härten führen würde. Denkbar sind beispielsweise Strukturfördermittel in beträchtlicher Höhe, die einen Großteil einer konkreten Investition tragen. Hier kann das Fördervolumen derart hoch sein, dass das Auseinanderfallen von längeren Nutzungsdauern des Anlageguts und kürzeren Auflösungszeiträumen des Investitionszuschusses zu Liquiditätsengpässen führen könnte. Andere Fälle betreffen die Leistungs- und Finanzierungsvereinbarung (LuFV) zwischen der Bundesrepublik Deutschland und der Deutschen Bahn. In solchen Fallgestaltungen kann es für Netzbetreiber sinnvoll sein, eine aktivische Absetzung des Investitionszuschusses vorzunehmen. Damit wird der zeitliche Gleichlauf von Abschreibung und Auflösung der Zuschüsse und der i.d.R. öffentliche Förderzweck der Entlastung der Netznutzer erreicht. Durch die Regelung in Satz 3 werden derartige Gestaltungen ermöglicht. Wenn das Wahlrecht vom Netzbetreiber ausgeübt worden

[12] Vgl. BGH, Beschluss vom 14.08.2008 - KVR 35/07, Rn. 47 ff.

ist, ist dies für die gesamte Nutzungsdauer der Anlage beizubehalten; eine nachträgliche Änderung und damit eine Abkehr von der aktivischen Absetzung ist nicht zulässig. Auch der umgekehrte Fall, nachträglich einen Investitionszuschuss einer aktivischen Absetzung zu unterwerfen, ist nicht zulässig. Entsprechende Folgeregelungen zu dieser Wahloption enthalten die Tenorziffern 10, 11 und 13. Insbesondere entfällt in solchen Fällen ein Zinsbonus.

338 Bei der jahresbezogenen Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen ist jeweils ein Zugang des Anlageguts zum 1. Tag des Geschäftsjahres zugrunde zu legen, in dem die Anschaffung/Herstellung erfolgte. Hierdurch wird die Prüf- und Handhabbarkeit der Kostenrechnung sichergestellt. Dieser Zweck würde bei einer auf unterjährige Zeiträume (im Sinne einer monatsscharfen Betrachtung) abstellenden Ermittlung von kalkulatorischen Abschreibungen nicht erreicht. Folglich wird hier eine Aktivierung einer Investition abweichend von den handelsrechtlichen und tatsächlichen Gegebenheiten auf den Jahresbeginn fingiert. Diese bisherige Logik ist auch weiterhin aus praktischen Gründen sachgerecht. Die positive Wirkung auf die Liquidität des Netzbetreibers, indem die Abschreibung zeitlich vorweggenommen wird, ist im Sinne der regulatorischen Handhabbarkeit hinzunehmen.

15.2. Zu Tenorziffer 9.2 (Nutzungsdauern)

339 Kalkulatorische Abschreibungen sind jahresbezogen zu bilden (s.o.) und werden anhand von Nutzungsdauern (Anlage 1) errechnet, welche den tatsächlichen Einsatz im Betrieb abbilden sollen. Zuvor waren für die Anlagegüter in der StromNEV Nutzungsdauerspannen vorgesehen. Die überwiegende Mehrheit der Elektrizitätsnetzbetreiber macht sowohl hinsichtlich des betrachteten Abschreibungsvolumens als auch in der Zahl der Anlagengruppen vom unteren Rand der Spanne Gebrauch. Darüber hinaus wurde in den Stellungnahmen vorgetragen, dass neue Anlagengüter mit digitaler Technik regelmäßig kürzere Nutzungsdauern aufweisen. Insofern stellt der untere Rand der Spannweite für die Zukunft eine sinnvolle Begrenzung der Nutzungsdauerannahme dar, um dieser Umstellung auf digitale Komponenten Rechnung zu tragen.

340 Die Änderung von Nutzungsdauern je Anlagengruppe war in der Vergangenheit zudem in zahlreichen Fällen mit unangemessenem Verwaltungsaufwand verbunden. Es existieren für zahlreiche Netzbetreiber, nicht nur vor dem Hintergrund zurückliegender Netzübernahmen, sondern auch durch individuelle, wenn auch punktuelle Nutzungsdauerwechsel, mehrere sog.

Netz-IDs, mittels derer die unterschiedlichen Nutzungsdauerannahmen abgebildet werden. Der Prüfaufwand und die IT-technische Abbildung war enorm und steht nicht im Verhältnis zu der von den Netzbetreibern vielfach geforderten unternehmerischen Flexibilität (die sich durch das weit überwiegende Abstellen auf kurze Nutzungsdauern auch bislang nicht beobachten lässt). Mit einer Vereinheitlichung der Nutzungsdauern ab dem 01.01.2029, also dem Beginn der 5. Regulierungsperiode Strom, wird eine Vereinfachung sowohl für die Netzbetreiber als auch für die Regulierungsbehörde erzielt. Eine Vereinheitlichung wird für alle Neuinvestitionen ab dem Kapitalkostenaufschlag für das Jahr 2029 realisiert. Für eine vorzeitige Anwendung der Nutzungsdauern nach der neuen Anlage 1, insbesondere für digitale Anlagen, während der 4. Regulierungsperiode Strom (bis 31.12.2028) sieht die Beschlusskammer keine wirtschaftliche Dringlichkeit. Es liegen diesbezüglich noch keine Erfahrungen in der gesonderten regulatorischen Behandlung digitaler Betriebsmittel vor. Durch die Vereinheitlichung der Nutzungsdauern ab dem Beginn der 5. Regulierungsperiode Strom (Kapitalkostenaufschlag für das Jahr 2029) wird ein geordneter Übergang von der 4. zur 5. Regulierungsperiode Strom gewährleistet. Eine vorherige Änderung für Kapitalkostenaufschläge vor 2029 beträfe hingegen einen Eingriff in die bestehende Verordnungslage bis zum Auslaufen der StromNEV. Gemäß § 21a Abs. 3 S. 2 EnWG kann die Beschlusskammer „von einer Rechtsverordnung nach § 21a Absatz 6 in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung abweichen oder ergänzende Regelungen treffen“. Insoweit steht der Beschlusskammer ein Ermessen im Hinblick auf das Tätigkeitwerden zu. Eine kurzfristige Umsetzung, die frühestens ab dem Kapitalkostenaufschlag 2027 greifen könnte, hält die Beschlusskammer jedoch aus den oben dargestellten Gründen nicht für erforderlich. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass eine von der StromNEV abweichende Regelung lediglich zwei Jahre (KKAuf 2027 und 2028) beträfe. Ein solcher Eingriff in die für die 4. Regulierungsperiode bestehende Rechtslage für lediglich zwei Genehmigungsentscheidungen stünde im Vergleich zu den von den Netzbetreibern dargestellten punktuellen Vorteilen in keinem Verhältnis.

341 Eine Umstellung in Bezug auf bestehende Anlagegüter einmalig von längeren Nutzungsdauern auf den unteren Rand, wie noch im Eckpunktepapier zur Diskussion gestellt, erfolgt hingegen nicht. Hierdurch werden ein regulatorisch komplexer Kompensationsmechanismus sowie Rückwirkungen auf den Effizienzvergleich vermieden. Nutzungsdauerannahmen der Vergangenheit (bis 31.12.2028) werden aber für die Zukunft „eingefroren“.

15.3. Zu Tenorziffer 9.3 (Keine Abschreibungen unter Null)

342 Ein wichtiger Grundsatz bei der Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen bleibt das Verbot einer Abschreibung unter Null. Der Kunde soll ein Anlagengut nur einmal bezahlen. Dieser Grundsatz stellt sicher, dass nach Ablauf des Abschreibungszeitraums keine weiteren Abschreibungen mehr vorgenommen werden, der kalkulatorische Restwert also gleich Null ist.

343 In diesem Zusammenhang gilt ein Kontinuitätsgebot für die kalkulatorischen Restwerte. Die kalkulatorischen Restwerte, die die Regulierungsbehörde in einem bestandskräftigen Bescheid über die Genehmigung von Netzentgelten oder die Festlegung von Erlösobergrenzen für eine frühere Regulierungsperiode zugrunde gelegt hat, sind für die Netzbetreiber bindend. Daher darf ein in der Vergangenheit für einen früheren Zeitpunkt angesetzter Restwert nicht später auf Verlangen eines Netzbetreibers nach oben korrigiert werden. Ansonsten besteht die Gefahr, dass kalkulatorische Abschreibungen erneut vorgenommen werden, was im Ergebnis einer Abschreibung unter Null gleichkommen würde.

344 Veränderungen in den Zugangsjahren sind nicht zulässig, da durch die entsprechenden Veränderungen bereits verdiente Abschreibungen und Restwerte erneut in Ansatz gebracht werden könnten.

345 Eine sachlich unbegründete Umbuchung von Anlagengütern in eine andere Anlagengruppe ist unzulässig. Aufgrund der verschiedenen Nutzungsdauern würde es zu einer nicht gleichmäßigen Abschreibung kommen, wodurch ein Anreiz zur Ergebnissteuerung geboten würde. Das Nachhalten von nachträglichen Umbuchungen steht dem oben beschriebenen Ziel der Vereinfachung sowohl für die Netzbetreiber als auch für die Regulierungsbehörden entgegen. Die Anlagenbuchhaltung erfordert einen wesentlich tieferen Detaillierungsgrad zur Abbildung des Anlagenbestandes. Dieser erlaubt im Regelfall eine eindeutige Zuordnung der Vermögensgegenstände zu den kalkulatorischen Anlagengruppen, die insoweit einen geringeren Detaillierungsgrad aufweisen und im regulatorischen Kontext die Anlageklassen ersetzen. Eine Neuzuordnung von Vermögensgegenständen zu anderen Anlagengruppen ist aus diesem Grund nicht erforderlich. Überschneidungen zwischen den Anlagengruppen sind möglich, rechtfertigen aber keinen Anlagengruppenwechsel, da die tiefere Gliederung aus der Anlageklasse durch die Anlage 1 auf ein höheres Aggregationsniveau gehoben wird. Darüber hinaus ist regelmäßig die Immobilität der Anlagengüter – die Vermögensgegenstände sind im

Netz fest eingebaut – ein Indiz für die Kontinuität der einmal gewählten Anlagengruppe und Nutzungsdauer.

346 Das Verbot der Abschreibung unter Null gilt ungeachtet einer Änderung der Eigentumsverhältnisse oder der Begründung von Schuldverhältnissen. Darin kommt zum Ausdruck, dass ein Netzkauf, die Übernahme von Anlagevermögen aus dem vertikal integrierten oder von verbundenen Unternehmen oder vergleichbare Fallgestaltungen nicht zu einer Erhöhung der berücksichtigungsfähigen Netzkosten führen dürfen. Insoweit wird den Interessen der Netznutzer an möglichst geringen Netzkosten der Vorrang eingeräumt. Ihre sachliche Grundlage findet diese Entscheidung in dem Charakter der Energieversorgungsnetze als natürliche Monopole, die den Netznutzern regelmäßig keine wettbewerblichen Ausweichmöglichkeiten lassen.

16. Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung (Tenorziffer 10)

16.1. WACC allgemein

347 Tenorziffer 10 regelt, in welcher Weise eine Verzinsungsbasis (englisch RAB – Regulatory Asset Base) für die Kapitalverzinsung zu bestimmen ist. Die Grundentscheidung für die Einführung eines gewichteten, durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatzes (englisch: Weighted Average Cost of Capital, WACC) wird in der Festlegung RAMEN (dort Tenorziffer 5.2) festgelegt. Auf diese Grundentscheidung nebst Begründung wird hier verwiesen, ebenso auf die Ausgestaltung weitergehender Regelungen zum WACC in der Methodenfestlegung Kapitalverzinsung.

348 Spezifischer Maßstab für die Festlegung der Verzinsungsbasis im Rahmen der Kostenprüfung ist neben den allgemeinen Maßstäben (vgl. Tenorziffer 4) eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals, § 21 Abs. 2 S 1 EnWG.

349 Die Gesamtkapitalverzinsung des Netzbetreibers ergibt sich gemäß Satz 1 aus der Verzinsungsbasis multipliziert mit einem gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz (WACC).

16.2. Behandlung von Zuschüssen

350 Das in Satz 4 (s.u.) definierte regulatorisch betriebsnotwendige Vermögen wird um die Bestände an Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen (im Folgenden Zuschüsse) gekürzt, da dieser Teil des Vermögens

durch eben diese Zuschüsse bereits zinslos finanziert ist. Im Kontext der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung ist hier die Wirkung der Zuschüsse auf die Unternehmensfinanzierung entscheidend, um dem Ziel des § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals entsprechen zu können. Da die Wirkung der unterschiedlichen Zuschussarten dahingehend sehr ähnlich ist, ist es geboten, sie auch gleich zu behandeln.

351 Die Kapitalgeber, unabhängig davon, ob es sich um Eigenkapitalgeber/Investoren oder Fremdkapitalgeber/Gläubiger handelt, müssen für diesen Teil also kein zusätzliches Kapital aufbringen, und somit entstehen auch keine Finanzierungskosten für dieses Kapital. Dem steht auch nicht entgegen, dass Zuschüsse nur einmalig und temporär zur Verfügung stehen. Im Falle einer Reinvestition, bei der keine neuen Zuschüsse erhoben werden können, beträgt der Restwert der Zuschüsse null und somit hat er keinen Effekt mehr auf die Höhe der Gesamtkapitalverzinsung.

352 Da die Zuschüsse, anders als die echte Fremdfinanzierung, nicht retrospektiv angepasst werden können, sieht die Beschlusskammer davon ab, sie pauschaliert in der Finanzierungsstruktur des WACC abzubilden, sondern bildet sie in tatsächlicher Höhe ab. Durch den Abzug der Zuschüsse vom Vermögen und dem damit erreichten Nettoausweis der regulierten Verzinsungsbasis werden außerdem verschiedene handels- und steuerrechtliche Gestaltungsmöglichkeiten und Bilanzierungswahlrechte, wie z.B. die aktivische Absetzung, gleichbehandelt.

353 Als methodische Alternative käme in Betracht, innerhalb der WACC-Systematik einen Anteil der Kapitalstruktur für zinsfreies Kapital, wie bspw. auch Zuschüsse, vorzusehen und diesen niedrigeren WACC-Zinssatz auf die ungekürzte Verzinsungsbasis anzuwenden. Eine solche Brutto-Betrachtungsweise wurde auch in der Konsultation seitens der Netzbetreiber vorgeschlagen. Nach erneuter Prüfung und Würdigung der diesbezüglichen Stellungnahmen erachtet die Beschlusskammer eine solche Methodik als nicht sachgerecht. Zum einen würde sich bei einer derartigen Abbildung der Zuschüsse die methodische Folgefrage der angemessenen Quote für zinsfreies Kapital stellen, und gleichzeitig wäre die Berücksichtigung individueller Konstellationen nicht mehr möglich. Außerdem spielen Zuschüsse unterschiedlicher Zielrichtungen und Ausgestaltungen in der Energiewirtschaft eine besondere Rolle, die auch auf Grund der Kapitalkostenintensität des Netzbetriebs nicht vergleichbar mit anderen Wirtschaftszweigen sind. Nicht zuletzt spricht auch der Fakt, dass

die Erhebung von Zuschüssen nicht retrospektiv erfolgen kann, bzw. die Finanzierung über Zuschüsse nachträglich nicht ohne weiteres angepasst werden kann, gegen das Bruttovorgehen. Denn während die Eigen- und Fremdkapitalausstattung unabhängig von Investitionen verschoben werden kann, könnte eine Quote, die Zuschüsse umfasst, u.U. nicht erreichbar sein, wenn die Zuschüsse in der Vergangenheit nicht in ausreichendem Maße erhoben wurden.

354 Vereinzelt wird in der Literatur[13] argumentiert, dass die Zuschusserhebung gegenüber einem Darlehen dreifach benachteiligt würde. Neben dem Abzug der Zuschüsse bei der Bestimmung der WACC-Rate, welcher in der Folge zu zu niedrigen Gewichtungen der Eigen- und Fremdkapitalanteile führe (1.), würde auch der (von der BNetzA vorgeschlagene) Abzug der Zuschüsse von der Verzinsungsbasis (2.) und der Ansatz der Auflösungsbeträge der Zuschüsse als kostenmindernde Erlöse (3.) zu einer Benachteiligung führen. Jedoch sei allein der 2. Punkt regulatorisch umzusetzen, dem Netzbetreiber nämlich nicht dort Zinskosten zu erstatten, wo dieser keine Zinskosten hat. Im Weiteren wird in dem Beitrag ausgeführt, dass Zuschüsse keinen Fremdkapital- bzw. Schuldcharakter hätten, sondern als transitorischer Durchgangsposten zu verstehen seien, weshalb die Zuschüsse auch handelsrechtlich als Rechnungsabgrenzungsposten eine eigene Fallgruppe außerhalb von Verbindlichkeiten und Rückstellungen bilden.

355 Die in dem oben genannten Aufsatz dargestellte dreifache Benachteiligung ist nicht zutreffend. Punkt 1 entspräche dem abzulehnenden Bruttovorgehen, welches in der vorliegenden Festlegung gerade nicht umgesetzt wird (s.o.). Nur der Befund in Punkt 2 (Abzug der Zuschüsse von der Verzinsungsbasis) ist im vorliegenden Zusammenhang korrekt, denn dies entspricht dem oben beschriebenen methodisch vorzugswürdigen Nettovorgehen. Der hier festgelegte Abzug der Zuschüsse von dem betriebsnotwendigen Vermögen ist, und dies wird auch im genannten Literaturbeitrag bestätigt, geeignet, Zinskosten nicht anzuerkennen, die die Netzbetreiber auch nicht tragen.

356 Punkt 3 der angeführten Benachteiligung (Ansatz der Auflösungsbeträge der Zuschüsse als kostenmindernde Erlöse) verfängt aus Sicht der Beschlusskammer nicht. Das gewählte Nettovorgehen soll explizit auch die unterschiedlichen handels- und steuerrechtlichen Gestaltungsmöglichkeiten gleichstellen. Deshalb ist es erforderlich, passivierte Zuschüsse

[13] Heim, Eckpunktepapier NEF und Festlegungsentwurf RAMEN der BNetzA – Einführung einer allgemeinen Missbrauchsregelung (Teil 2), EWeRK 2025, 76.

erlöswirksam (und damit kostenmindernd) aufzulösen (Tenorziffer 13). Denn es ist zu beachten, dass bei den kalkulatorischen Abschreibungen ja gerade im Regelfall der Tenorziffer 9 kein Abzug der Zuschüsse erfolgt. Ohne Ansatz der Auflösungsbeträge in den kostenmindernden Erlösen wären die Abschreibungen unvermindert von den Netzkunden zu zahlen, obwohl diese bereits einen Teil der Anschaffungs- und Herstellungskosten durch die Leistung des Zuschusses getragen haben. Ein Absehen von dem Ansatz der Auflösungsbeträge käme einer Abschreibung unter Null gleich, da in Summe über 100% der Anschaffungs- und Herstellungskosten vom Netznutzer getragen würden. Als alternative Möglichkeit erkennt die Beschlusskammer in bestimmten Anwendungsfällen die aktivische Absetzung bei Investitionszuschüssen an (vgl. Tenorziffer 9). Hier wäre die Summe der Abschreibung bereits um die Zuschüsse verringert, anstatt gegenläufige kostenmindernde Auflösungserträge darzustellen.

357 Die Vorgehensweise der Beschlusskammer hält auch einer internationalen Vergleichsbetrachtung stand. Denn diese Korrektur des betriebsnotwendigen Vermögens ist im Kontext europäischer und internationaler Regulierungssysteme für netzgebundene Wirtschaftszweige das bei weitem am häufigsten anzutreffende System[14].

358 Eine Unterscheidung der verschiedenen Arten von Zuschüssen ist für die Bestimmung der Gesamtkapitalverzinsung nicht zielführend, da sie alle eine vergleichbare Funktion und Wirkung auf die Finanzierung des Netzbetriebs haben. Von Seiten der Netzbetreiber wurde im Rahmen der Konsultation vorgebracht, dass mit den Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen eine Verpflichtung einhergehe, den Zuschussgebern als Netzkunden in der Zukunft weiterhin ihren Netzanschluss bereitzustellen. Dieses Argument überzeugt nicht, da die Fortführung des Netzbetriebs und damit die Zurverfügungstellung von Netzanschlüssen ohnehin Kernaufgabe des Netzbetreibers ist, und die Regulierung als solche zentral auf die Fortführung eben jenes Netzbetriebs ausgerichtet ist (vgl. § 1 Abs. 2 S. 2 EnWG: Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen). Würde der Netzbetrieb aufgegeben werden, unterläge der Netzeigentümer ohnehin nicht mehr diesen methodischen Vorgaben und könnte mithin daraus keinen Anspruch auf eine angemessene und risikoangepasste Verzinsung geltend machen. Deshalb ist es geboten, von einem fortgeführten Netzbetrieb auszugehen.

[14] Vgl. Council of European Energy Regulators (CEER), Regulatory Frameworks for European Energy Networks, 2024, S. 176: „the vast majority of the countries does not include such contributions from the RAB“.

359 Zudem wurde die handelsrechtliche Qualifikation im Jahresabschluss, in dem Baukostenzuschüsse als Sonderposten außerhalb des Eigenkapitals dargestellt werden, von Netzbetreibern im Rahmen der Konsultation als Argument gegen den Nettoausweis der regulierten Verzinsungsbasis vorgetragen. Das Handelsrecht und die nach seinen Grundsätzen aufgestellten Jahres- und Tätigkeitsabschlüsse sind zwar ein Ausgangspunkt der regulatorischen Betrachtung (vgl. Tenorziffer 4.1) und dienen der Orientierung zur Beurteilung ökonomischer Sachverhalte. Allerdings kann das Handelsrecht im regulatorischen Kontext nicht alleine herangezogen werden. Zudem muss darauf hingewiesen werden, dass unterschiedliche Arten von Zuschüssen auf verschiedene Weisen handelsrechtlich dargestellt werden können oder in der Vergangenheit konnten. Es bestanden und bestehen Wahlrechte, die insbesondere auch eine aktivische Absetzung ermöglichen oder ermöglichten. Auch vor diesem Hintergrund ist eine einheitliche Vorgehensweise notwendig, um eine regulatorische Gleichbehandlung sicherstellen zu können.

360 Im Übrigen wird auch in dem oben gewürdigten Literaturbeitrag[15] darauf hingewiesen, dass für die Zuschüsse ein passiver Rechnungsabgrenzungsposten als transitorischer Posten gebildet wird, und Zuschüsse demnach und auch mangels einer Rückzahlungspflicht keinen Schuldcharakter haben. Vielmehr lägen die Vorrausetzungen zur Zuordnung zum Eigenkapital bereits vor, wenn die bezuschusste Maßnahme durchgeführt wurde.

361 Die genauen handelsrechtlichen Darstellungsmöglichkeiten können aber vorliegend dahinstehen. Entscheidend und für die Bestimmung der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung zu betrachten ist die ökonomische Funktion und die ökonomische Wirkung der Zuschüsse auf die Unternehmensfinanzierung. Nur so kann eine angemessene und risikoangepasste Verzinsung methodisch sichergestellt werden.

362 Wenn von Netzbetreiberseite vorgetragen wird, dass ihnen Kapitalrückflüsse entgehen, die sie durch alternative Kapitalverwendung erzielen könnten oder ihnen durch reduzierte Erlösobergrenzen eine liquiditätswirksame Zinslast entstünde und deshalb ökonomisch betrachtet Zuschüsse ein zinsbelastetes Fremdkapitalinstrument wären, ist dieses Argument aus Sicht der Beschlusskammer zurückzuweisen.

363 Ihrer Funktion nach dienen die Zuschüsse im Kontext der Unternehmensfinanzierung dazu, notwendige Mittel für Investitionen bereitzustellen, welche dann nicht vom Netzbetreiber als

[15] Heim, Eckpunktepapier NEF und Festlegungsentwurf RAMEN der BNetzA – Einführung einer allgemeinen Missbrauchsregelung (Teil 2), EWeRK 2025, 76.

zusätzliches Kapital aufgebracht werden müssen. Das Kapital, das der Netzbetreiber nicht in Form von Investitionen in das Netz bindet, steht ihm außerhalb der Netzregulierung frei zur Verfügung. Es ist nicht geboten, die Netznutzer mit vermeintlichen Kosten der Nicht-Investition in das Netz zu belasten. Dies gilt in gleicher Weise für die drei genannten Arten von Zuschüssen, weshalb sie auch gleichbehandelt werden sollten. Dies erscheint auch deshalb geboten, weil sowohl die Zuschüsse der Anschlussnehmer als auch Investitionszuschüsse von Dritten nicht rückzahlbar sind.

364 Investitionszuschüsse sind nicht rückzahlbar, sofern sie bestimmungsgemäß verwendet wurden. Dies gilt auch im Falle einer Insolvenz. Auch Zuschüsse der Anschlussnehmer sind nicht rückzahlbar. Soweit behauptet wird, dass Zuschüsse der Anschlussnehmer als Vorauszahlung der allgemeinen Netzentgelte begriffen werden könnten, ist es jedenfalls so. dass die gewährten Zuschüsse im Gegensatz zu echten Vorauszahlungen nicht rückgezahlt werden können. Dies zeigt sich z.B. auch daran, dass im Falle einer Insolvenz des Anschlussnehmers keine Forderung gegen den Netzbetreiber zur anteiligen Rückzahlung der Zuschüsse geltend gemacht werden kann, im Gegensatz zu echten Vorauszahlungen. Die tatsächliche Inanspruchnahme des Netzes über den gesamten Auflösungszeitraum ist also kein Kriterium, da Zuschüsse eben keinen vergleichbaren Schuldcharakter haben.

365 Diese Nichtrückzahlbarkeit der Zuschüsse ist für die Frage des Risikoprofils und damit der Höhe einer risikoangepassten Verzinsung ein entscheidender Punkt. So zeigt sich auch, dass Fremdkapitalgeber und Ratingagenturen zwischen Zuschüssen und zurückzuzahlenden Schulden unterscheiden. Zuschüsse werden nicht ohne Weiteres zur Nettoverschuldung gezählt. Dadurch haben Zuschüsse einen risikosenkenden Effekt für die Eigen- und Fremdkapitalgeber.

366 Diesem niedrigeren Risikoprofil wird dementsprechend bei der Bestimmung der pauschalen Gesamtkapitalverzinsung eine niedrigere Verzinsungsbasis für Eigen- und Fremdkapital gegenübergestellt. Eine isolierte Verminderung nur des Fremdkapitalbedarfs, wie sie von Seiten der Netzbetreiber gefordert wird, würde die risikosenkende Wirkung auf das Eigenkapital ansonsten gerade nicht angemessen berücksichtigen.

367 Soweit Netzbetreiber vortragen, sie hätten im Vertrauen auf die gegenwärtige Berücksichtigung der Zuschüsse innerhalb der Bestimmung der Kapitalverzinsung im Ausgangsniveau (§ 7 StromNEV) in der Vergangenheit Zuschüsse eingeworben bzw. erhoben, so führt auch dies nicht zu einer abweichenden Bewertung der Beschlusskammer. Die

bisherige Berücksichtigung von Zuschüssen im Sinne von § 7 StromNEV ist aufgrund der dargelegten Gründe im künftigen WACC-Modell nicht sachgerecht (s.o.). Es besteht insoweit kein schützenswertes Vertrauen der Netzbetreiber auf den Fortbestand der bisherigen Regelungen der Verordnungen im Allgemeinen und auf die bisherige Betrachtungsweise im Rahmen des Abzugskapitals im Besonderen. Die Beschlusskammer hat die mit dem Systemwechsel verbundenen Vor- und Nachteile der Netzbetreiber gewürdigt und ist zu dem Ergebnis gelangt, den oben beschriebenen Netto-Abzug der Zuschüsse ohne Anerkennung einer Kompensationsregelung festzulegen. Eine solche ist vorliegend auch nicht erforderlich, denn die Gesamtkapitalverzinsung erweist sich unter Anwendung der oben dargestellten Methodik als angemessen. Im Gegensatz führte die bisherige Regelung aufgrund der Betrachtung der Zuschüsse zu einer überhöhten Eigenkapitalverzinsung. Auf einen Fortbestand durften die Netzbetreiber nicht vertrauen, auch vor dem Hintergrund, dass schon bei der Bestimmung des Kapitalkostenaufschlags (§ 10a Abs. 6 ARegV) eine andere Methodik zum Tragen kommt. Auch insoweit ist das von der Beschlusskammer gewählte Vorgehen folgerichtig.

16.3. Zu Tenorziffer 10, Satz 4 (Bestandteile des betriebsnotwendigen Vermögens):

368 Satz 4 enthält eine Aufzählung der Bestandteile des betriebsnotwendigen Vermögens.

369 Zu den kalkulatorischen Restwerten des Sachanlagevermögens gemäß Satz 4 a) erfolgt ein Verweis auf die Bestimmungen in den Tenorziffern 8 und 9. Gleiches gilt für die immateriellen Vermögensgegenstände und diesbezüglich geleistete Anzahlungen (Satz 4 c)). Bislang wurde die Anerkennung immaterieller Vermögensgegenstände aufgrund des unklaren Wortlauts von § 7 StromNEV uneinheitlich gehandhabt. Eine Vereinheitlichung zugunsten einer Anerkennungsfähigkeit ist bezogen auf die Betriebsnotwendigkeit sachgerecht. Zusätzlich werden Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen, soweit sie sich auf Sachanlagen beziehen, berücksichtigt. Geleistete Anzahlungen in diesem Sinne sind Zahlungen, die aufgrund eines bindenden Angebots oder Vertrags auf die Anschaffung eines Vermögensgegenstands des Sachanlagevermögens erbracht wurden, sofern der Vermögensgegenstand noch nicht in das Eigentum des Erwerbers übergegangen ist. Anlagen im Bau sind Gebäude, sonstige Bauten und andere betriebsnotwendige Anlagegüter, die sich zum Bilanzstichtag noch im Fertigstellungsprozess befinden. Sie sind noch nicht vollständig funktionsfähig. Für Anlagen im Bau fallen bereits kalkulatorische Zinsen an, jedoch bis zur Fertigstellung noch keine Abschreibungen. Sobald der Vermögensgegenstand betriebsbereit ist, wird er in die Kategorie

des fertigen Sachanlagevermögens umklassifiziert. Wird mit der Herstellung eines Anlagengutes im Jahr der Inbetriebnahme begonnen, werden zum Bilanzstichtag keine Anlagen im Bau ausgewiesen.

370 In einer Stellungnahme wurde gefordert, die Anlagen im Bau im Hinblick auf eine wettbewerbsanaloge Betrachtungsweise unberücksichtigt zu lassen. Es ist zutreffend, dass z.B. auf einer im Bau befindlichen Produktionsanlage keine Waren hergestellt und damit Umsatzerlöse erzielt werden können. Aus dieser Perspektive ist die Anlage dann unproduktiv. Ein derartiger direkter Vergleich ist dennoch im gegebenen regulatorischen Kontext unpräzise. Unternehmen, die keiner Kosten- bzw. Erlösregulierung unterliegen, können ihre Preise frei bilden. Ihnen ist es möglich, entweder über andere Kostenträger die Anlage im Bau zu „subventionieren“ oder aber zu einem späteren Zeitpunkt nach Inbetriebnahme höhere Preise zu verlangen. Dass mit der im Bau befindlichen Anlage keine Umsatzerlöse erzielt werden, bedeutet nicht, dass dies automatisch zu Lasten des Unternehmens geht und keine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals erreicht werden kann. Vielmehr können die Kosten auch an anderer Stelle an die Kunden, sofern wettbewerblich möglich, weitergegeben werden. Dies ist vorliegend im regulierten Umfeld mit festgelegten Erlösobergrenzen nicht möglich. Würde die Verzinsung grundsätzlich verwehrt, würde dies zu strengeren Vorgaben als im Wettbewerb führen. Anders als im Wettbewerb wäre eine Verzinsung ausgeschlossen. Dies wiederum würde den Vorgaben einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals (§ 21a Abs. 2 S. 1 EnWG) widersprechen. Aus diesem Grunde ist es zur Anerkennung einer angemessenen Verzinsung erforderlich, die Anlagen im Bau in der Verzinsungsbasis zu berücksichtigen.

371 Soweit teilweise netzbetreiberseitig die Einbeziehung von Anlagen im Bau in die Aufwandsparameter für den Effizienzvergleich abgelehnt wird, kann dem nicht gefolgt werden.

372 Die Argumentation, den Anlagen im Bau im Basisjahr stünden keine Strukturparameter für den Effizienzvergleich gegenüber, geht fehl. Es ist nicht erforderlich, dass Kostenbestandteile, die in den Effizienzvergleich einfließen, eine 1:1-Entsprechung in den Strukturparametern haben. Bei anderen Bestandteilen der Verzinsungsbasis ist eine 1:1-Beziehung von Aufwandsparametern und Strukturparametern auch nicht gegeben, insbesondere vor dem Hintergrund eines Verzinsungssystems, das Pauschalierungen vorsieht, wie dies beim WACC der Fall ist. Auch sind beispielsweise Vorräte, die im Rahmen des Umlaufvermögens anerkannt

werden, nicht 1:1 auf Strukturparameter zurückzuführen. Im Übrigen sind auch Anlagen im Bau des Basisjahres Bestandteil einer Umsetzung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers. Argumente, warum diese Schlussfolgerungen unzutreffend sein sollen, sind von Netzbetreiberseite im Rahmen der Konsultation des Festlegungsentwurfs nicht vorgetragen worden. Auch der Hinweis eines Netzbetreibers, dass Anlagen im Bau nach der vorgesehenen Regelung in Tenorziffer 9.4 der Festlegung RAMEN nicht erlöswirksam würden und deswegen auch nicht in den Effizienzvergleich eingehen sollten, geht fehl. Es ist zwar zutreffend, dass die Anlagen im Bau im Rahmen des Kapitalkostenabzugs nicht in den Kapitalkosten der initial festgelegten Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Allerdings finden sie vollständig im Rahmen des jährlichen Kapitalkostenaufschlags Eingang in die Erlösobergrenzen. Damit ist die Schlussfolgerung unzutreffend, dass Anlagen im Bau nicht erlöswirksam würden. Vor diesem Hintergrund sind die Anlagen im Bau im Ausgangsniveau nach Maßgabe dieser Tenorziffer zu berücksichtigen.

373 Grundstücke werden zu historischen Anschaffungskosten berücksichtigt (Satz 4 b)). Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass es sich hierbei um nicht abnutzbare Anlagegüter handelt, denn hier ist kein Wertverzehr zu kompensieren.

374 Unverändert nicht Gegenstand des regulatorischen Vermögens sind aktive Rechnungsabgrenzungsposten und Guthaben auf Gesellschafter-Privatkonten. Dies ist höchstrichterlich geklärt, hiervon abzuweichen besteht kein Anlass[16].

375 Finanzanlagen waren schon in der Vergangenheit nur unter bestimmten engen Voraussetzungen anerkennungsfähig. Betriebsnotwendiges Vermögen eines Netzbetreibers ist zunächst das Anlagevermögen, da der Netzbetreiber ohne dieses seinen Geschäftsbetrieb nicht ausüben kann. Das Vermögen eines Netzbetreibers ist somit grundsätzlich in Form des Sachanlagevermögens anzulegen, auf welches das Regulierungssystem eine adäquate Verzinsung vorsieht. Sofern aus einer Finanzanlage keine Zinseinnahmen entstehen, konnte diese nach den bisherigen Regelungen nicht als Finanzanlage der Eigenkapitalverzinsung unterworfen werden. Im Rahmen des WACC entfällt eine Berücksichtigung nunmehr von vornherein. Wenn ein Netzbetreiber aus einer Finanzanlage Erträge erzielt, werden ihm diese Erträge regulatorisch entsprechend nicht kostenmindernd angesetzt. Es steht dem

[16] Vgl. BGH, Beschluss vom 14.8.2008 - KVR 39/07.

Netzbetreiber frei, das Kapital außerhalb der Regulierung zu investieren und daraus Erträge zu erzielen.

16.4. Zu Tenorziffer 10, Sätze 5 und 6 (Mittelwert aus Anfangs- und Endbestand)

376 Satz 5 bestimmt, dass bei den Vermögenspositionen jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen ist. Die während eines Basisjahres angeschafften Anlagegüter sind im Jahresanfangsbestand mit den vollen Anschaffungs- und Herstellungskosten anzusetzen, im Jahresendbestand mit den um eine Jahresabschreibung reduzierten Anschaffungs- und Herstellungskosten.

377 Mit der Zugangsfiktion zum 1.1. eines Jahres im Rahmen der Bewertung des kalkulatorischen Sachanlagevermögens kann es im Zusammenhang mit der Berücksichtigung von Anlagen im Bau und geleisteten Anzahlungen zu einer Mehrfachverzinsung ein und derselben Anlage kommen, die nicht gerechtfertigt ist.

378 Würde der Jahresanfangsbestand der Anlage im Bau im Jahr ihrer Fertigstellung nicht mit Null anzusetzen sein, hätte dies zur Konsequenz, dass als rechnerischer Wert der Investition in diesem Jahr noch der halbe Wert des Anfangsbestands der Anlage im Bau angesetzt würde. Die Kosten der Kapitalbindung würden damit letztlich mehrfach berücksichtigt und damit die Verzinsungsbasis erweitert. Aus diesem Grund regelt Satz 6, dass bei der Ermittlung des Anfangsbestands der Anlagen im Bau und geleisteten Anzahlungen vorgenommene Umbuchungen in das fertiggestellte Sachanlagevermögen zu berücksichtigen und entsprechend abzuziehen sind. Hierdurch wird eine lückenlose und vollständige Verzinsung einer Anlage von der Bauphase bis zur vollständigen Abschreibung sichergestellt. Die Regelung schließt lediglich aus, dass im Jahr der Inbetriebnahme ein und dasselbe Anlagengut mehrfach verzinst wird. Dies wäre offenkundig nicht sachgerecht. Dies steht auch nicht, wie teilweise in den Stellungnahmen aufgeführt, in Widerspruch zur Rechtsprechung des BGH, die sich auf das abschreibungsfähige Sachanlagevermögen bezog. Die Entscheidung des BGH ist vor dem Hintergrund des vormaligen Rechtsrahmens zu verstehen. Schon u.a. in den Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV sind - bestätigt vom OLG Düsseldorf - die Kapitalkosten der Anlagen im Bau im Jahr der Fertigstellung anders ermittelt worden (s.u.).

379 Dass für Neu- und damit auch Fertiganlagen der volle Jahresanfangsbestand anzusetzen ist, ist mit der besonderen systematischen Verknüpfung zwischen der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung begründet. Die Fiktion eines Zugangs zum 1. Januar stellt sicher, dass schon im

Anschaffungsjahr ein voller Jahresbetrag abgeschrieben wird. Dementsprechend ist das Anlagengut aufgrund des systematischen Zusammenhangs zwischen § 6 und § 7 Abs. 1 StromNEV auch bei der Ermittlung des Jahresanfangsbestands zu berücksichtigen.

380 So wird in der Verzinsungsbasis kalkulatorisch ein höherer Anfangsbestand berücksichtigt, als in der Bilanz zum Bilanzstichtag ausgewiesen. Dies ist wie bereits ausgeführt und wie vom BGH entschieden aufgrund der Zugangsfiktion zum 01. Januar sachgerecht.

381 Eine darüberhinausgehende zusätzliche Berücksichtigung von Anlagen im Bau ist nicht notwendig. So sieht es auch das OLG Düsseldorf als rechtmäßig an, dass bei der Ermittlung der Kapitalkosten für Investitionsmaßnahmen bezogen auf das Jahr der erstmaligen Aktivierung einer Neuanlage durch Umwandlung einer Anlage im Bau in eine Fertiganlage der Jahresanfangsbestand der Anlagen im Bau nicht mit dem Endbestand des Vorjahres anzusetzen ist, sondern die vorgenommenen Umbuchungen im Jahresanfangsbestand der Anlagen im Bau abziehen sind.[17] Dieser Vorgehensweise folgend ist eine Neuregelung auch im Kontext des Ausgangsniveaus vorzugswürdig.

382 Dass für Neu- und damit auch Fertiganlagen der volle Jahresanfangsbestand anzusetzen ist, ist wie bereits oben ausgeführt mit der besonderen systematischen Verknüpfung zwischen der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung begründet. Diese besteht bezogen auf Anlagen im Bau jedoch nicht, da diese nicht der Abschreibung unterliegen und sich deshalb keine Notwendigkeit für eine Angleichung der Eigenkapitalverzinsung an die Abschreibung ergibt. Der so angepasste Wert für Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen ist dann Bestandteil des betriebsnotwendigen Vermögens. Ziel ist, dass ein bestimmtes Anlagengut jeweils nur entweder als Anlage im Bau oder als Fertiganlage in die Verzinsungsbasis eingeht, da es nicht zeitgleich beides sein kann.

383 An dieser Stelle sind im Rahmen der Konsultation neben der allgemeinen Kritik aus den vorangegangenen Verfahrensstadien keine neuen Argumente vorgetragen worden. Nach der Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs haben Netzbetreiber und Verbände nur noch in wenigen Einzelfällen zu der Behandlung von Anlagen im Bau Stellung genommen. Die Stellungnahmen beschränkten sich auf die bereits bekannten Darstellungen, dass höchstrichterliche Rechtsprechung vorliege, die weiterhin relevant sei.

[17] vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 13.01.2021 - VI-3 Kart 838/19 [V] zu Investitionsmaßnahmen.

384 Nach Auffassung der Netzbetreiber sei eine Mehrfachverzinsung geboten, um eine durch ganzjährige Abschreibungen entstehende geringere Kapitalbindung auszugleichen. Dieser Vortrag geht fehl. Die höchstrichterliche Rechtsprechung[18] hatte lediglich den Anfangsbestand der in Betrieb genommenen Anlagen zum Gegenstand, nicht jedoch die Anlagen im Bau selbst. Diese waren in der Vergangenheit schon gemäß § 7 StromNEV in der Verzinsungsbasis zu berücksichtigen. Diese außer Kraft tretende Verordnungsregelung wird nun durch die vorliegende Festlegung ersetzt und kann damit die Berücksichtigung der Anlage im Bau im Jahr der Inbetriebnahme im Anfangsbestand nicht mehr begründen. Die hier festgelegte Vorgehensweise führt zudem zu einer angemessenen Verzinsung im Sinne von § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG: Bis zu dem Jahr vor der Inbetriebnahme wird der Vermögensgegenstand lückenlos als Anlage im Bau in seiner tatsächlichen Höhe in der Verzinsungsbasis berücksichtigt. Im Jahr der Inbetriebnahme wird gemäß der Zugangsfiktion im Jahresanfangsbestand der Vermögensgegenstand in Höhe seiner vollen Anschaffungs- und Herstellungskosten berücksichtigt. Im Jahresendbestand wird der um die Höhe der Abschreibung verminderte Restwert berücksichtigt. Der Abschreibungsbetrag fließt dem Netzbetreiber ebenso in voller Höhe zu. Es ist offensichtlich, dass damit eine lückenlose und angemessene Verzinsung des Anlagevermögens sichergestellt ist. Diese Berechnungslogik ist außerdem in der Entscheidungspraxis der Bundesnetzagentur nicht neu und wurde bereits in der Vergangenheit im Rahmen der Investitionsmaßnahmen (§ 23 ARegV) angewendet. Grundlage hierfür waren die Festlegungen zur Berechnung der sich aus genehmigten Investitionsmaßnahmen ergebenden Kapital- und Betriebskosten (BK4-12-656 vom 02.05.2012 und BK4-12-656-A01 vom 30.11.2016). Diese Vorgehensweise wurde vom OLG Düsseldorf wie bereits oben dargelegt bestätigt.

16.5. Zu Tenorziffer 10, Satz 7 (Umlaufvermögen)

385 Besondere Regelungen zum Umlaufvermögen trifft der Satz 7.

386 Das Umlaufvermögen umfasst umlaufende bzw. umzusetzende Vermögensgegenstände. Im Gegensatz zum Anlagevermögen, welches dauerhaft dem Geschäftsbetrieb dient, befindet sich das Umlaufvermögen nur kurze Zeit im Unternehmen.

387 Ausgangspunkt für die einheitliche Behandlung des Umlaufvermögens im Rahmen der Methodenfestlegung ist die Umstellung der Ermittlung der Kapitalkosten auf eine pauschale

[18] BGH, Beschluss vom 10.11.2015 - EnVR 42/14.

Bestimmung mittels eines WACC-Modells. In der Mehrheit der Mitgliedstaaten der Europäischen Union erfolgt dabei auch entweder keine Verzinsung des Umlaufvermögens oder die Verzinsung des Umlaufvermögens erfolgt nur teilweise.[19]. Die Anerkennung eines etwaigen (Mindest-)Ansatzes beim betriebsnotwendigen Umlaufvermögen ist folglich nicht allgemeine Praxis innerhalb der Europäischen Union, sondern vielmehr erfolgt in der Regel kein Ansatz von Umlaufvermögen als Teil der Verzinsungsbasis innerhalb des WACC-Modells. Selbst die Nichtanerkennung eines Ansatzes würde dementsprechend nicht per se eine Schlechterstellung von Investitionen in deutsche Netzbetreiber herbeiführen. Ein solcher Ansatz würde eben der mehrheitlichen Vorgehensweise folgen. Die Anerkennung von betriebsnotwendigem Umlaufvermögen erscheint vor diesem Hintergrund als besonders begründungsbedürftig.

388 In Deutschland war die grundsätzliche Einbeziehung von Umlaufvermögen in die Verzinsungsbasis allerdings im regulatorischen System etabliert (vgl. § 7 Abs. 1 StromNEV). Neben den Vorräten und den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen waren auch liquide Mittel grundsätzlich anerkennungsfähig, wenn die Betriebsnotwendigkeit nachgewiesen werden konnte. Dies beruhte aber insgesamt auf einem System der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals, bei dem auch explizit das zinslos zur Verfügung stehende Kapital abzuziehen ist. Insofern liegt es nahe, das betriebsnotwendige Umlaufvermögen als Gegengewicht zum Abzugskapital anzusehen. Wenn man diesem Ansatz folgt, wäre es vertretbar, kein betriebsnotwendiges Umlaufvermögen im WACC-Modell anzusetzen, da es ebenso am Abzugskapital fehlt.

389 Betriebsnotwendig ist vorgehaltenes Umlaufvermögen nicht schon deshalb, weil etwa dessen Aktivierung zulässig und die Zuordnung zum Tätigkeitsabschluss sachgerecht ist. Im Falle von - bei Netzbetreibern im Vordergrund stehenden - Forderungen aus Netzentgelten ist grundsätzlich davon auszugehen, dass der Forderung eine netzbezogene Leistungserbringung vorangeht. Bei der Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitals ist hinsichtlich der Betriebsnotwendigkeit nicht nur der Grund für die Kapitalbindung, sondern auch die Dauer der Kapitalbindung relevant. Ziel eines im Wettbewerb stehenden Unternehmens ist es in der Regel, den Bestand an Forderungen möglichst gering zu halten. Werden Forderungen ohne sachlichen Grund nicht oder zeitlich verzögert liquidiert, kann grundsätzlich nicht von einer Betriebsnotwendigkeit ausgegangen werden. Dabei wird berücksichtigt, dass die Mehrheit der

[19] CEER: Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks, 2024.

Forderungen aus Netzentgelten regelmäßig gegenüber verbundenen Unternehmen entsteht, die in der Regel die Mehrheit der Kunden aus Grundversorgung und wettbewerblichem Vertrieb im Netzgebiet halten.

390 Eine Verzinsung erhöhter Forderungsbestände setzt demnach falsche Anreize. Ein pauschal erhöhter Liquiditätsaufbau ist ineffizient. Grundsätzlich verursacht vorgehaltenes Umlaufvermögen Kapitalkosten. Eine effiziente Vorhaltung ist insbesondere deshalb geboten, weil Umlaufvermögen keine unmittelbaren Erträge erwirtschaftet. Eine Verzinsung in Höhe der vorgegebenen Eigenkapitalzinsen darf somit bestenfalls nur auf einen effizienten Umlaufvermögensbestand gewährt werden.

391 Die Details zur korrekten Berücksichtigung von betriebsnotwendigem Umlaufvermögen waren dem Grunde und der Höhe nach indes stets umstritten. Nachweisführungen und deren Prüfung (Cashflow-Rechnungen etc.) führten vielfach zu erheblichem Aufwand bei Regulierungsbehörden und Netzbetreibern. Die Darlegungs- und Beweislast hinsichtlich der Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens im jeweiligen Einzelfall lag bei den Netzbetreibern. Durch die Festlegung von pauschalen Ansätzen ohne Erfordernis eines konkreten Nachweises wurde diesem Umstand in der Praxis der Kostenprüfung begegnet. In diesem Fall waren die Netzbetreiber in Ermangelung einer konkreten Nachweisführung in einem späteren Beschwerdeverfahren nicht beschwert. Daraus resultierte auf der anderen Seite aber eine Entlastung von der Mitwirkungspflicht. Machten die Netzbetreiber hingegen geltend, dass der Wert des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens höher sei als der Pauschalwert, hatten sie das Umlaufvermögen im Einzelnen aufzuschlüsseln. Es musste dargelegt werden, welche kurzfristigen Verbindlichkeiten, Aufwendungen oder laufenden Kosten des Netzbetriebs der Netzbetreiber bedienen muss, die einen Bestand an liquiden Mitteln und kurzfristig realisierbaren Forderungen rechtfertigen. Erforderlich war eine Gegenüberstellung der Mittelzuflüsse und des Umfangs sowie insbesondere des Fälligkeitszeitpunkts der zu erfüllenden Verbindlichkeiten. Ein Nachweis höheren Umlaufvermögens gelang danach zumeist nicht, dennoch war der Prüfaufwand enorm.

392 Gleichzeitig ist der Anteil an den anerkennungsfähigen Netzkosten sehr gering. Im Sinne eines angemessenen Ausgleichs zwischen der treffsicheren Kostenermittlung und der Verhinderung unnötiger Verfahrenskomplexität ist dieser Konflikt im Rahmen einer Neuregelung – in Fortführung der Praxis der letzten Jahre – durch eine sachgerechte pauschalierte Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens aufzulösen.

393 Die Beschlusskammer ist befugt, zu diesem Teilaspekt der Verzinsungsbasis eine pauschalierte Methodik ex ante festzulegen. Dies erfolgte in Abwägung mit den Interessen der Netzbetreiber an einer Einzelfallprüfung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens. In der Konsultation hat sich gezeigt, dass sich die Kritik der Netzbetreiber nicht gegen die Festlegung einer Pauschale dem Grunde nach richtet, sondern vielmehr die methodische Ausgestaltung Kern der Netzbetreiberkritik ist. Nach Eindruck der Beschlusskammer besteht auch bei den Netzbetreibern kein gesteigertes Interesse an einer unternehmensindividuellen Einzelfallbetrachtung im Rahmen der Kostenprüfungen. Auch stand in den Konsultationen keine Forderung der Netzbetreiber im Vordergrund, eine Abweichungsmöglichkeit von der Pauschalberechnung im Einzelfall vorzusehen. Vor diesem Hintergrund liegt der Fokus der folgenden Ausführungen auf der Herleitung und Begründung einer pauschalen Berechnungsweise, die keine Ausnahmen aufgrund individueller Begebenheiten zulässt. Den Vorgaben sowohl einer kostenorientierten Betrachtungsweise als auch einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung wird dabei Rechnung getragen.

394 Das Vorgehen der Beschlusskammer ist insbesondere vor dem Hintergrund einer insgesamt pauschalierten Kapitalverzinsung angemessen und berücksichtigt sowohl die bisherige Historie einer Anerkennung von betriebsnotwendigem Umlaufvermögens als auch den Ansatz von betriebsnotwendigem Umlaufvermögen nur bei einer Minderheit der europäischen WACC-Modelle. Umlaufvermögen ist eher durch eine kurzfristige Kapitalbindung charakterisiert. Es dient zur Bedienung kurzfristiger Verbindlichkeiten. Kurzfristige Verbindlichkeiten können, aber müssen nicht zwingend die Vorhaltung liquider Mittel erforderlich machen. Die Nachweisführung erfolgte hier bislang, wie bereits ausgeführt, über eine Cashflow-Rechnung. In dem vorgesehenen WACC-Modell wird nun die Kapitalstruktur eines Netzbetreibers nicht mehr individuell, sondern ausschließlich pauschaliert betrachtet. Insofern ist es sachgerecht auch das Umlaufvermögen nicht mehr individuell, sondern pauschal zu betrachten. Weitere individuelle Prüfungen und Nachweise würden dadurch folglich obsolet. Dementsprechend erfolgt auch kein Abgleich mit den in der Bilanz ausgewiesenen Werten.

395 Hinzu kommt, dass die pauschale Gewährung von Umlaufvermögen Anreize setzt, den tatsächlichen Bestand an Umlaufvermögen auf ein effizientes Maß zu begrenzen – ohne dass die Regulierungsbehörden dieses im Einzelnen und detailliert bestimmen müssten. Die

pauschale Gewährung des Umlaufvermögens ist insofern auch ein Instrument zur Steigerung der Kosteneffizienz.

396 Dabei soll, wie bereits im Eckpunktepapier vorgeschlagen, das geprüfte Ausgangsniveau des Basisjahres (bzw. im Falle von Entgeltgenehmigungen die genehmigten Netzkosten) als Bezugsbasis dienen, da nur die Netzkosten innerhalb der Zahlungsströme der Netzentgelte zu finanzieren sind. Soweit in Stellungnahmen teilweise vorgetragen wurde, dass hier auf das letzte Basisjahr – also auf 2021 - abgestellt wird, beruht dies auf einem Missverständnis. Das gleiche Geschäftsjahr, welches zur Bestimmung des Ausgangsniveaus als Basisjahr der festzulegenden Erlösobergrenze herangezogen wird, wird auch als Bezugsgröße für die Bestimmung des Umlaufvermögens herangezogen (Beispiel: Ausgangsniveau 2026 für die Umlaufvermögenspauschale der 5. Regulierungsperiode ab 2029).

397 Ein alternativ denkbares Abstellen auf die Umsatzerlöse ist nicht sachgerecht. Diese schwanken erheblich und würden damit deutliche, insoweit willkürliche Verzerrungen in beide Richtungen bewirken. Gleiches gilt für die Bezugsgröße der angepassten Erlösobergrenze des Jahres, die auf dem alten Basisjahr beruht und eben keinen Bezug zur folgenden Regulierungsperiode hat. Zudem beinhaltet die angepasste Erlösobergrenze teilweise Planansätze. Insofern ist es vorzugswürdig, künftig einheitlich für die Bestimmung der Quote auf die Kosten des Ausgangsniveaus im Basisjahr, das geprüft wird, abzustellen.

398 Wenn man den Vorschlag aufgreift, auf das Umlaufvermögen sei abzustellen und dieses sei im Sinne der Besonderheit des Geschäftsjahres individuell zu korrigieren, wird genau dieses Ansinnen mit dem hier verfolgten Ansatz berücksichtigt. Es wird auf das Ergebnis der aktuellen Kostenprüfung abgestellt und der übrige Umsatz des betreffenden Geschäftsjahres wird nicht berücksichtigt – im Sinne der Besonderheit des Geschäftsjahres folglich eliminiert. Allerdings erfolgt die Bestimmung der Umlaufvermögenshöhe hier pauschal, so dass eine netzbetreiberindividuelle Prüfung, welche Teile seines Umsatzes netzentgeltrelevant sind, entbehrlich wird. Dies gebietet sich vor allem, da regelmäßig im Sinne des Bürokratieabbaus betont wird, dass die Pauschalierung des Umlaufvermögens begrüßenswert ist.

399 Jedenfalls sind Umlagen oder andere finanzielle Verpflichtungen außerhalb der Netzkosten zu adressieren und bedürfen innerhalb ihrer eigenen Umlagesysteme gegebenenfalls einer adäquaten Berücksichtigung. Also sind den Netzkunden entsprechende Forderungen und Verbindlichkeiten, die kein Bestandteil des eigentlichen Netzbetriebs sind, nicht aufzuerlegen.

Genau in diesem Sinne hat der BGH[20] auch schon in seiner Entscheidung zum EEG-Ausgleichsmechanismus betont, dass den Übertragungsnetzbetreibern innerhalb des Systems des EEG-Ausgleichsmechanismus eine vollständige Kostenerstattung unter Einschluss von Personal- und Materialaufwand zusteht, diese Kosten ebenso wie die zugrundeliegende Bilanzposition beim Umlaufvermögen in der Verzinsungsbasis und damit bei der Bestimmung der Netzkosten, also letztlich bei den Netzentgelten nicht zu berücksichtigen sind. Damit geht gleichzeitig einher, dass der Umsatz als Bezugsgröße ungeeignet ist, da er zumeist auch netzentgeltfremde Sachverhalte enthält. Insofern geht auch die Argumentation ins Leere, dass der tatsächliche Bestand an Umlaufvermögen bei den Netzbetreibern höher sei als 1/24 der geprüften Netzkosten. Soweit in der Vergangenheit Netzbetreiber höheres Umlaufvermögen unterhielten, mag es genau für solche Fälle notwendig gewesen sein, die eben nicht in den Netzkosten zu adressieren sind. Zudem gibt es eine große Anzahl von Netzbetreibern, die in den Kostenprüfungen der Vergangenheit gezeigt haben, dass sie mit Umlaufvermögen unterhalb der Kappungsgrenze auskommen.

400 Eine Dynamisierung des Umlaufvermögens als Bezugsbasis im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs ist zudem nicht sachgerecht (vgl. hierzu die Begründung zu Tenorziffer 9 der Festlegung RAMEN).

401 Die Quote beträgt 1/24, bezogen auf die geprüften Netzkosten des jeweiligen Basisjahres. Die einheitliche Höhe der Quote leitet sich aus den Prüfergebnissen für Verteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber der vergangenen Regulierungsperioden ab. Danach liegt das auf Basis von Nachweisen der Netzbetreiber geprüfte durchschnittliche Umlaufvermögen knapp unter 1/24 der anerkannten Netzkosten. Zu berücksichtigen ist dabei, dass hiervon nur der Teil des Umlaufvermögens erfasst ist, der nicht durch zinslose Verbindlichkeiten gedeckt wird. Darüberhinausgehende (höhere) Ansätze sind nicht sachgerecht, weil im WACC-Modell mit Ausnahme der Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und der Investitionszuschüsse auch keine zinslosen Verbindlichkeiten mehr berücksichtigt werden. Diese sind jedoch z.B. in Form von Lieferantenverbindlichkeiten oder kurzfristigen Rückstellungen grundsätzlich vorhanden. Ein reiner Vergleich zum früher im Rahmen der Netzentgeltverordnung anerkannten Umlaufvermögen geht demnach ohnehin fehl, denn eine

[20] BGH, Beschluss vom 6.7.2021 - EnVR 45/20.

Bilanzverlängerung in dem Sinne, dass bestimmte Positionen des Abzugskapitals durch Umlaufvermögen ausgeglichen werden, findet im WACC-Ansatz nicht mehr statt.

402 Dabei hat sich die Beschlusskammer nochmals mit dem Vortrag auseinandergesetzt, dass die Abrechnungsmodalitäten der Netzentgelte zwingend zu einer Vorhaltung von Umlaufvermögen in Höhe von mindestens 3/24 führen würden. Dem kann die Beschlusskammer nicht folgen. Vielmehr sieht sie auch hier höchstens ein Umlaufvermögen von 1/24 als notwendig an. Denn bei Kunden mit Standardlastprofilen ist der Netzbetreiber berechtigt, monatliche Abschlagszahlungen zu verlangen. In jedem Leistungsmonat erhält der Netzbetreiber für seine Leistung spätestens nach zehn Werktagen eine Abschlagszahlung, die im Durchschnitt der Leistungserstellung entspricht. Oder anders beschrieben: Der Netzbetreiber erhält bei einem effizienten Forderungsmanagement jeweils zur Monatsmitte (zwölf Mal im Jahr) eine Zahlung, die im Durchschnitt seiner monatlichen Leistungserstellung entspricht. Zwischen den Zahlungsterminen sammeln sich die Forderungen aus Netzentgelten an. Im Durchschnitt beträgt der Forderungsbestand aus Netzentgelten die Hälfte der Umsatzerlöse aus Netzentgelten eines Monats. Die Umsatzerlöse aus Netzentgelten eines halben Monats entsprechen 1/24 der Umsatzerlöse aus Netzentgelten des Gesamtjahres. Daher ist es gerechtfertigt, über das gesamte Jahr hinweg einen durchschnittlichen Forderungsbestand aus Netzentgelten in Höhe von 1/24 der Umsatzerlöse aus Netzentgelten eines ganzen Jahres zu verzinsen. Im Ergebnis führt daher auch die Ableitung des Bestandes des Umlaufvermögens gemäß diesem Abrechnungssystem der Netzentgelte zu keinem anderen Ergebnis als 1/24 der Netzkosten.

403 Zu keinem anderen Ergebnis kommt man, wenn man das Entgeltsystem bei leistungsgemessenen Kunden betrachtet.

404 Betriebsnotwendige Vorräte im Sinne von § 266 Abs. 2 HGB werden hingegen separat und in vollständiger Höhe anerkannt (Tenorziffer 10 Satz 4 d)). Vorräte werden nur für eine kurze Zeit vorgehalten und gehen danach in die Leistungserstellung bzw. ins Sachanlagevermögen über. Es ist daher sachgerecht, betriebsnotwendige Vorräte in voller Höhe anzuerkennen. Es wäre widersprüchlich, das Sachanlagevermögen selbst in voller Höhe anzuerkennen, aber die mögliche Vorstufe der betriebsnotwendigen Vorräte anders zu behandeln. Zudem werden durch eine solche Bewertung die erforderlichen Investitionen gefördert, da diese nicht noch durch fehlende Vorräte und erst spätere Lieferungen (z.B. Einschränkungen in der Lieferkette) zeitlich belastet werden sollen.

405 In Bezug auf die ursprünglich als Satz 8 konsultierte Aufteilungsregelung bei Verpächter- und Dienstleisterkonstellationen hat die Beschlusskammer im Zuge der Konsultation nochmals die Ermittlung und Bestimmung des Umlaufvermögens und deren Aufteilung auf Netzbetreiber, Verpächter und Dienstleister überprüft. Bei der Abwägung der verschiedenen Möglichkeiten hat sich die Beschlusskammer u.a. vom Effizienzmaßstab (§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) leiten lassen. Damit ist klar, dass Forderungen nach einer Umlaufvermögenspauschale jeweils beim Netzbetreiber, Verpächter und/oder Dienstleister in voller Höhe, gemessen am jeweiligen Umlaufvermögen bzw. der anzusetzenden Netzkosten, nicht angemessen wären. Eine Besserstellung von Netzbetreibern im Pachtmodell bzw. mit verbundenen Dienstleistern im Vergleich zu Netzbetreibern, die als große Netzgesellschaft organisiert sind, ist nicht sachgerecht. Hiergegen sprechen sowohl der Grundsatz der Kostenorientierung als auch der Effizienzkostenmaßstab. Denn in diesem Modell könnte ein Netzbetreiber seine Leistungen – wenn er alle Leistungen selbst erbringt – günstiger herstellen, als wenn er Änderungen seiner integrierten Unternehmensstruktur im Konzernverbund vornehmen würde und dann zusätzliches Umlaufvermögen beim Verpächter oder Dienstleister anerkannt bekäme. Auch die Regelung und Sinn und Zweck der Tenorziffern 5 und 6 zu Kosten bei der Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter und im Falle von Dienstleistungen steht einer jeweiligen Anerkennung einer Pauschale beim Netzbetreiber, Verpächter und/oder Dienstleister entgegen.

406 Sinn und Zweck der pauschalisierten Umlaufvermögensbestimmung im Rahmen des Ausgangsniveaus ist es nicht, ein individuell anzusetzendes betriebsnotwendiges Umlaufvermögen im jeweiligen Einzelfall zu bestimmen. Leitgedanke ist, dass ein pauschales Umlaufvermögen bestimmt werden soll, welches der Anforderung an eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals, § 21 Abs. 2 S 1 EnWG, genügt.

407 Somit hat die Beschlusskammer ihr Ermessen nach Überprüfung ihres ursprünglichen Regelungsvorschlags dahingehend ausgeübt, ungekürzte 1/24 der Netzkosten beim Netzbetreiber als Pauschale des Umlaufvermögens anzuerkennen und bei sämtlichen Verpächtern, Subverpächtern und /oder Dienstleistern auf eine pauschale Zuordnung und Anerkennung von Umlaufvermögen zu verzichten und keine Satz 8 des Festlegungsentwurfs entsprechende Regelung aufzunehmen.

408 Von einer pauschalen Ermittlung des Umlaufvermögens jeweils beim Netzbetreiber, Verpächter, Subverpächter und Dienstleister, wobei bei der Ermittlung der Netzkosten als Bezugsbasis für das Umlaufvermögen die Kosten aus den jeweiligen Verpächter-, und konzernverbundenen Dienstleistungsverhältnissen ohne Ansatz eines Minimumabgleichs in Abzug zu bringen wäre, hat die Beschlusskammer somit Abstand genommen. Dies folgt zunächst aus der Überlegung, dass die Ermittlung des regulierten betriebsnotwendigen Umlaufvermögens als Pauschale im Sinne eines Abbaus von Verwaltungsaufwand in der Kostenprüfung möglichst einfach erfolgen soll. Die bisher angedachte Aufteilung hätte die Ermittlung nur verkompliziert, führt aber für die Netzbetreiber zum gleichen Ergebnis.

409 Soweit bezogen auf die Aufteilung des anzusetzenden Umlaufvermögens einerseits vorgetragen wird, dass der Netzbetreiber die Liquidität brauche und nicht der Verpächter sowie anderseits angeführt wird, nicht nur der Netzbetreiber, sondern auch der Verpächter benötige eigene Liquidität, unterliegt die Aufteilung des Umlaufvermögenspauschale nach Überzeugung der Beschlusskammer den individuell zu regelnden internen Vertragsbeziehungen und Verrechnungsmodalitäten zwischen dem Netzbetreiber und seinen Verpächtern/Dienstleistern und seinen Eigentümern. Das Erfordernis, dies intern sachgerecht zu regeln, macht das Erfordernis einer regulatorisch festgelegten Aufteilung durch die Regulierungsbehörde obsolet, zumal es sich ohnehin um Pauschalwerte handelt.

410 Ob ein Pacht- oder Dienstleistungsverhältnis eingegangen wird, reguliert nicht die Bundesnetzagentur. Ebenso trifft die Beschlusskammer keine Regelung gegenüber den Netzbetreibern, ob sie beispielsweise die Pacht vorschüssig, monatlich oder nach welchen konkreten Kriterien vereinbaren müssen. Im Übrigen ergibt sich daraus, dass in keinem Fall zum selben Zeitpunkt der Netzbetreiber und sein Verpächter oder Dienstleister Umlaufvermögen vorhalten müssen. Der Liquiditätsbedarf des einen ist der Liquiditätsüberschuss des anderen. Entscheidend ist vielmehr, dass unabhängig von dem Umstand, ob ein Pachtverhältnis besteht oder nicht, dadurch nicht die Höhe der Kostenbasis und damit die Höhe der Netzentgelte beeinflusst wird. Genau dies stellt die vorgegebene Regelung sicher.

411 Die Beschlusskammer wird vor dem Hintergrund des entsprechenden Vortrags der Netzbetreiber rein informatorisch eine Aufteilung der Umlaufsvermögenspauschale zwischen Netzbetreiber, Verpächter und Dienstleister im Rahmen der zu treffenden

Erlösobergrenzenbeschlüsse bei der Dokumentation der Ausgangsniveaubestimmung ausweisen, wie sie sich rechnerisch im Hinblick auf die ermittelten Netzkosten ergeben würde.

17. Zinsbonus (Tenorziffer 11)

412 Gemäß Tenorziffer 5.3 S. 2 der Festlegung RAMEN können Anreizmechanismen zur Einwerbung von kostenmindernden Zuwendungen und Zuschüssen vorgesehen werden. Diese Möglichkeit greift die vorliegende Regelung zum Zinsbonus in Tenorziffer 11 auf.

413 Sinn und Zweck des Zinsbonus ist es, ein Anreizsystem für die Einwerbung von Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen zu etablieren. Tenorziffer 11 regelt, wie der Zinsbonus für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber der Höhe nach zu bestimmen ist. Dazu werden die Restwerte der Zuschüsse, auf welche der Zinsbonus anzuwenden ist, mit einer Bonusquote multipliziert und das Ergebnis mit der gewichteten, durchschnittlichen Kapitalkostenrate verzinst, um so den Zinsbonus des jeweiligen Jahres zu bestimmen.

414 Satz 3 regelt, auf welche Zuschüsse der Zinsbonus anzuwenden ist. Diese für den Zinsbonus „qualifizierten“ Zuschüsse umfassen Baukostenzuschüsse sowie Investitionszuschüsse. Netzanschlusskostenbeiträge sind nicht Teil der Bonusregelung, da sie ohnehin verpflichtend zu erheben sind (vgl. § 9 NAV). Gemäß § 9 Abs. 1 S. 1 NAV ist der Netzbetreiber „berechtigt“, vom Anschlussnehmer die Erstattung der bei wirtschaftlich effizienter Betriebsführung notwendigen Kosten für die Herstellung des Netzanschlusses und für die Änderungen des Netzanschlusses, die durch eine Änderung oder Erweiterung der Kundenanlage erforderlich oder aus anderen Gründen vom Anschlussnehmer veranlasst werden, zu verlangen. Nach allgemeiner, in der Konsultation vereinzelt bestrittener Auffassung ist die Erhebung eines Netzanschlusskostenbeitrags als Pflicht des Netzbetreibers zu verstehen; jedenfalls wäre er nicht berechtigt, die Kosten für die Herstellung des Netzanschlusses in den Netzkosten geltend zu machen, wenn er keine Netzanschlusskostenbeiträge gegenüber den Anschlussnehmern erheben würde. In der Verordnungsbegründung zur NAV heißt es diesbezüglich:

415 *„Sie [die Verpflichtung zur Erstattung der bei wirtschaftlich effizienter Betriebsführung notwendigen Kosten der Herstellung oder Änderung des Netzanschlusses, d. Verf.] trifft den Anschlussnehmer, der die Herstellung oder Änderung des Netzanschlusses veranlasst hat. Es erscheint auch weiterhin gerechtfertigt, dem Anschlussnehmer diese Kosten aufzuerlegen, da es sich um individuelle und zurechenbare Kosten handelt. Diese Individualität der Kosten lässt es als ungerechtfertigt erscheinen, die Kosten des jeweiligen Netzanschlusses auf die allgemeinen*

Entgelte für den Netzzugang umzulegen. Der Kostenanspruch des Netzbetreibers findet insofern seine Grundlage in der Sicherstellung der Leistungsgerechtigkeit auf Grundlage des Verursachungsprinzips, zumal der Hausanschluss allein im Interesse des Anschlussnehmers errichtet wird.“

416 Diese Grundaussage gilt netzebenenübergreifend bei Netzanschlüssen und ist nicht auf den Geltungsbereich der NAV beschränkt. Im Gegensatz zu den Baukostenzuschüssen ist also eine netzkosteneinsparende Wirkung (s.u.) kein zusätzlicher Effekt, sondern ohnehin gegeben. Die Setzung eines Anreizes ist also nicht geboten.

417 Investitionszuschüsse, welche gemäß Tenorziffer 9.1 Satz 4 aktivisch abgesetzt wurden, sind ebenso ausgenommen, da sie der Höhe nach nicht ohne weiteres ermittelbar sind. Da sie bereits vorab die Anschaffungs- und Herstellungskosten reduziert haben, ist die Fortschreibung der Restwerte, welche die Bezugsbasis des Zinsbonus sind, nicht mehr getrennt vom Sachanlagevermögen möglich.

418 Die Zuschüsse müssen zum einen nach dem 31.12.2028 vereinnahmt worden sein, also erst ab der fünften Regulierungsperiode. Zum anderen dürfen sie noch nicht länger als fünf Jahre aufgelöst worden sein. Dies bedeutet, dass der Zinsbonus für fünf Jahre gewährt wird, danach sind die Zuschüsse nicht mehr für den Zinsbonus qualifiziert. Eine Berücksichtigung erfolgt im Kapitalkostenaufschlag gemäß Festlegung RAMEN. Im Ausgangsniveau hingegen bleibt der Zinsbonus unberücksichtigt.

419 Der gegenüber der zwanzigjährigen Auflösungsdauer der Zuschüsse nach Tenorziffer 13 Satz 3 verkürzte Zeitraum dient dazu, die angestrebte Anreizwirkung zeitlich unmittelbar auf die Vereinnahmung zu fokussieren, so dass bspw. zusätzliche Kosten, welche durch eine Vereinnahmung entstehen, schneller ausgeglichen werden können. Für die angestrebte Anreizwirkung wäre es hingegen nicht zielführend, den Zinsbonus monetär über wesentlich längere Zeiträume zu strecken. Die Länge orientiert sich an der bisherigen und für die 5. Regulierungsperiode beabsichtigten Dauer einer Regulierungsperiode, wirkt aber aus dem Blickwinkel der Vereinnahmung regulierungsperiodenübergreifend.

420 Satz 4 regelt die Höhe der Bonusquote. Diese ist so auszugestalten, dass der monetäre Vorteil, den die Netzbetreiber erhalten, die zusätzlichen Kosten, die durch einen in Folge der Nichtvereinnahmung erhöhten Netzausbaubedarf entstehen, nicht übersteigen. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Gesamtheit der Netznutzer von dem Zinsbonus profitieren kann. Sinn und Zweck von Baukostenzuschüssen ist eine Steuerungswirkung in Bezug auf die

Dimensionierung von Netzanschlüssen. Grundgedanke ist, dass ohne Baukostenzuschüsse überdimensionierte Netzanschlüsse entstehen, was wiederum zu Mehrkosten bei den Netzbetreibern führen würde. Diese Mehrkosten würden sodann zu höheren Netzentgelten führen, welche die Netznutzer leisten müssten. Ein effizienter Netzbetreiber ist mithin ohnehin gehalten, Baukostenzuschüsse zu erheben. Die Erhebung dem Grunde und der Höhe nach ist jedoch mit Wertungen verbunden, die es als sinnvoll und erforderlich erscheinen lassen, Netzbetreiber zur Einwerbung entsprechender Zuschüsse anzureizen, d.h. zu belohnen. Jeder Zuschuss, der zusätzlich gegenüber Dritten eingeworben wird, wirkt aufgrund der Regelung in Tenorziffer 13 kostenmindernd. Insgesamt führt dies also in doppelter Hinsicht zu einer Senkung der Netzkosten zum Wohle der Gesamtheit der Netznutzer. Da der Anreizeffekt aber bei einer erstmaligen Anwendung praktisch nicht exakt abzuschätzen ist, hat sich die Bundesnetzagentur dazu entschieden, einen Wert in Höhe von 25 Prozent festzulegen, welcher über die fünfjährige Anwendungsdauer im Ergebnis etwas mehr als einer einmaligen, vollständigen Verzinsung des Zuschusses entspricht. Im Ergebnis wirkt dieser Bonus als zusätzliche Verzinsung im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags.

421 In den Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf wurde erneut vorgetragen, dass die Bonusquote zu gering und die Anwendungsdauer zu kurz seien. Es wurden jedoch keine neuen methodischen Argumente vorgetragen, die die Bemessung von Höhe und Anwendungsdauer des Zinsbonus betreffen. Die Beschlusskammer hat die Vorträge gewürdigt, kommt letztlich aber weiterhin zu dem Schluss, dass die Vorträge keinen Anspruch auf eine höhere Bonusquote oder eine längere Anwendungsdauer begründen können, welche gleichzeitig zu einer gesamthaften Senkung der Netzkosten beitragen können. Der Ausgleich von Folgen, die sich aus der in Tenorziffer 10 beschriebenen WACC-Systematik und dem dort gewählten Netto-Vorgehen ergeben, ist nicht Zweck des Zinsbonus.

18. Kalkulatorische Gewerbesteuer (Tenorziffer 12)

422 In Tenorziffer 12 ist – in Abweichung vom Eckpunktepapier – der Ansatz einer kalkulatorischen Gewerbesteuer geregelt. Die Beschlusskammer sieht zwar weiterhin das Potential überhöhter Kostenansätze als Folge einer kalkulatorischen Ermittlung und umgekehrt die Vorteile einer zielgenaueren Kostenermittlung. Jedoch überwiegen in der gesamthaft vorzunehmenden Ermessensausübung die in zahlreichen Stellungnahmen vorgetragenen Argumente, die für eine kalkulatorische Gewerbesteuer sprechen. Hierzu zählen insbesondere die systematische Konsistenz im Zusammenhang mit dem WACC sowie

das Prinzip der Verfahrensökonomie angesichts der insgesamt hohen Komplexität der Regulierungsverfahren. Mit der Einführung eines WACC hat sich die Beschlusskammer für eine Pauschalierung der Kostenermittlung nach einem international anerkannten Instrument entschieden. Hierfür sprechen gewichtige Argumente (vgl. Festlegung RAMEN). Der Ansatz einer tatsächlichen Gewerbesteuer liefe dem entgegen und würde zu einem erheblichen regulatorischen Mehraufwand führen. Eine genaue Bezifferung der potentiellen Kosteneinsparungen, die für die Abwägungsentscheidung über die Angemessenheit der Inkaufnahme dieses zusätzlichen administrativen Aufwands erforderlich wäre, ist dabei nicht möglich. Denn diese hängt von zahlreichen Unwägbarkeiten ab und würde insbesondere Berechnungen über hypothetische Gewerbesteuerlasten erfordern, die nur anfielen, wenn ein Netzbetreiber nicht im Konzern eingegliedert wäre. Solche Berechnungen sind indessen nicht nur mit kalkulatorischen Unsicherheiten behaftet, sondern auch entflechtungsrechtlich problematisch, was ein weiteres gewichtiges Argument für die Abkehr vom Ansatz in den Eckpunkten ist. Denn Netzbetreiber im steuerlichen Querverbund oder in einer Organschaft sind nicht selbst Schuldner der Gewerbesteuer. Eine behördlich beschiedene Steuerlast kann nicht herangezogen werden. Um ihre hypothetische Gewerbesteuerlast zu ermitteln, müsste eine Rückrechnung von Gewinn- und Verlustrechnungen der verschiedenen Konzerngesellschaften vorgenommen und auf dieser Grundlage ein Gewerbeertrag des Netzbetreibers ermittelt werden.

423 Die nach Tenorziffer 12 anerkennungsfähige Gewerbesteuer ist somit allein nach kalkulatorischen Maßstäben zu ermitteln. Zu diesem Zwecke wird die in der Gesamtkapitalverzinsung nach Tenorziffer 10 enthaltene Eigenkapitalverzinsung mit dem Gewerbesteuersatz multipliziert. Die in den bisherigen Regulierungsperioden entwickelte Regulierungspraxis wird auch im Übrigen fortgeführt. Insbesondere erfolgt keine weitere Pauschalierung des Gewerbesteuersatzes. Vielmehr wird er durch Multiplikation der Gewerbesteuermesszahl mit dem tatsächlichen Gewerbesteuerhebesatz im Basisjahr ermittelt. Wenn bei Netzbetreibern aufgrund ihrer Belegenheit über mehrere Kommunen hinweg eine Vielzahl von Gewerbesteuerhebesätzen zur Anwendung kommt, ist zur Ermittlung des Gewerbesteuerhebesatzes eine sachgerechte Gewichtung vorzunehmen. Grundsätzlich ist hierfür der Zerlegungsbescheid maßgeblich.

424 Die in der netzspezifischen Gewinn- und Verlustrechnung als zusätzlicher Gewinn erscheinende Differenz zwischen den kalkulatorischen Abschreibungen und den bilanziellen

Abschreibungen (sog. Scheingewinn bzw. -verlust) ist nicht Teil der Bemessungsgrundlage für den kalkulatorischen Gewerbesteueransatz[21]. Auch wird entsprechend bei einem rein kalkulatorischen Ansatz auf die zusätzliche Berücksichtigung von weiteren Zurechnungen und Kürzungen bei der Bemessungsgrundlage verzichtet[22]. (Eine zusätzliche Bereinigung der Eigenkapitalverzinsung um die Gewerbesteuer ("Im-Hundert-Rechnung") kommt nicht in Betracht[23]. Soweit in Stellungnahmen zum Tenorentwurf nebst Erwägungen die Umstellung auf eine solche Im-Hundert-Rechnung gefordert wurde, weil es sich bei der Eigenkapitalverzinsung um einen Gewinn nach Steuern handele, liegt ein Fehlverständnis vor. Die Beschlusskammer hat sich im Rahmen ihrer Ermessensausübung insgesamt für einen rein kalkulatorischen Ansatz bei der Ermittlung der Kapitalverzinsung und der Gewerbesteuer entschieden. Schon die Annahme, dass die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung als solche Aussagekraft für die tatsächliche Steuerhöhe bei Netzbetreibern hätte, ist unrichtig. Die kalkulatorische Gewerbesteuer ist Teil der kalkulatorischen Kostenrechnung, die die Entgeltbildung unter funktionierenden Wettbewerbsbedingungen simulieren soll. Sie hat daher schon vom Ansatz her, anders als die steuerliche Bilanz, auf deren Grundlage die Gewerbesteuerlast ermittelt wird, einen fiktiven Charakter. Steuerrechtlich können fortlaufend Steuerlasten durch Thesaurierung in die Zukunft verlagert oder durch Verlustverrechnung im steuerlichen Querverbund oder in der steuerlichen Organschaft verringert werden. All dies bleibt bei einem Abstellen auf die Eigenkapitalverzinsung als Bemessungsgrundlage außen vor. Dies verdeutlicht, dass die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung in keiner Weise mit dem steuerlichen Gewinn vor- oder nach Steuern vergleichbar ist, weshalb durch das Abstellen auf den im-Hundert-Ansatz letztlich nur eine Erhöhung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung erfolgen würde.

425 Dabei ist der Vortrag des WAR zu beachten, wonach die vollständige Wälzbarkeit der kalkulatorischen Gewerbesteuer auf die Netzkunden die Netzbetreiber gegenüber Unternehmen auf echten Wettbewerbsmärkten deutlich besserstelle. Denn diese können Gewinnsteuern zumeist nicht vollständig auf ihre Nachfrager umwälzen, sondern eher in einer Größenordnung von 40%, während der übrige Teil auf Arbeitnehmer und Investoren gewälzt

[21] Vgl. BGH, Beschl. v. 14.08.2008 - KVR 34/07, Rn. 86 ff.

[22] BGH, Beschl. v. 25.09.2008 - EnVR 81/07, Rn. 23.

[23] BGH, Beschl. v. 10.11.2015 - EnVR 26/14, Rn. 46.

wird. Dahingegen können Netzbetreiber bei effizienter Betriebsführung die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung vollständig vereinnahmen.

426 Es gibt vor diesem Hintergrund keine Anhaltspunkte, dass die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung überhaupt regelmäßig geringer ausfällt als ein etwaiger tatsächlicher Gewerbeertrag, der Grundlage für die Gewerbesteuerermittlung wäre. Zumal eine Vielzahl der Netzbetreiber – wie oben dargestellt – überhaupt keine Gewerbesteuerschuldner sind. Insofern setzen sich die Vortragenden teilweise mit den eigenen Stellungnahmen zum Eckpunktepapier StromNEF/GasNEF in Widerspruch, in denen sie gerade vortrugen, dass eine Ermittlung der hypothetischen tatsächlichen Gewerbesteuer des Netzbetriebs kaum oder nur unter erheblichen Schwierigkeiten möglich sei. Vor diesem Hintergrund überzeugt es nicht, wenn nunmehr eine vermeintlich größere Zielgenauigkeit durch den im-Hundert-Ansatz gefordert wird.

427 Auch der Vortrag, der im-Hundert-Ansatz sei geboten, um einen Gleichlauf mit der kalkulatorischen Körperschaftsteuer im Eigenkapitalzins herzustellen, verfängt nicht. Zwar lassen sich die o.g. Argumente auch auf die Körperschaftsteuer übertragen. Dies spricht aber nicht dafür, dass dieser Ansatz tatsächlich zielgenauer wäre. Vielmehr wird in Bezug auf die Körperschaftsteuer trotz der obigen Argumente ein für die Netzbetreiber günstiger typisierender Ansatz gewählt, um eine Vergleichbarkeit für internationale Kapitalgeber herzustellen.

428 Die Berücksichtigung von Körperschaftsteuern bzw. Unternehmenssteuern bei der nach den Vorgaben des § 7 StromNEV erfolgten Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes war in der Vergangenheit Gegenstand verschiedener gerichtlicher Auseinandersetzungen. Gemäß dem für die Festlegungen bis einschließlich der vierten Regulierungsperiode anzuwendenden § 7 Abs. 6 StromNEV war ein Eigenkapitalzinssatz vor Steuern festzulegen.

429 Sowohl bei dem risikolosen Basiszins als auch bei der den Wagniszuschlag prägenden Marktrisikoprämie handelt es sich nach der für die bisherigen Festlegungen herangezogenen Ermittlungsmethodik um Werte nach Steuern, da beiden Elementen Renditen aus versteuertem Einkommen zugrunde gelegt wurden. Folgerichtig war eine Bereinigung des nach Steuern ermittelten Eigenkapitalzinssatzes notwendig, um den in § 7 Abs. 6 StromNEV geforderten Zinssatz vor Steuern darzustellen.

430 Um einen Gleichlauf mit den internationalen Kapitalmärkten zu gewährleisten, sind die Ergebnisse aus Basiszins und Wagniszuschlag gleichsam um Unternehmenssteuern zu

erhöhen. Darunter sind die Körperschaftsteuer und der Solidaritätszuschlag zu verstehen, die Gewerbesteuer wird im Regulierungsrahmen separat vergütet. Während eine Unternehmensteuer in vergleichbarer Weise zur Körperschaftsteuer insbesondere in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union erhoben wird, handelt es sich bei der Gewerbesteuer um eine nationale Besonderheit, die deshalb außerhalb des Eigenkapitalzinses ermittelt wird. Aus der Rückrechnung der handelsrechtlichen Rendite auf den Vorsteuerwert wurde typisierend mit Blick auf das Ausland zu Gunsten der deutschen Netzbetreiber eine Gewerbesteuerbelastung bei der Körperschaftsteuer unterstellt, und es wurde nur ein durchschnittlicher Hebesatz in Anwendung gebracht. Ob diese Betrachtung auch im künftigen Regulierungsrahmen fortgeführt wird, bleibt der Methodenfestlegung zur Kapitalverzinsung vorbehalten. Da Umlaufsrendite und Marktrisikoprämie jedoch als tatsächliche Ergebnisse zu interpretieren sind und eine typisierende Gleichstellung mit den Renditen ausländischer Märkte erfolgt, ist die Berechnung erklärlich. Eine zwingende Erhöhung der Bemessungsgrundlage Eigenkapitalverzinsung um eine nicht zu zahlende oder im allein nationalen Zusammenhang als Privatentnahme zu qualifizierende tatsächliche Gewerbesteuer folgt daraus nicht.

19. Kostenmindernde Erlöse und Erträge (Tenorziffer 13)

431 Der bislang in § 9 Abs. 1 StromNEV geregelte Katalog der kostenmindernden Erlöse und Erträge wird fortgeführt, ergänzt um die Klarstellung, dass auch von Dritten geleistete Investitionszuschüsse hierunter zu fassen sind. Die in § 9 StromNEV noch enthaltenen Zins- und Beteiligungserträge sind nicht in die neue Regelung überführt worden, weil diese durch den WACC-Ansatz abgegolten werden.

432 Die Regelung gewährleistet, dass die über die Netzentgelte zu deckenden Kosten um kostenmindernde Erlöse und Erträge, die dem Netz zuzurechnen sind, gemindert werden. Ausgangspunkt ist, wie bei den aufwandsgleichen Kosten nach Tenorziffer 7, die Gewinn- und Verlustrechnung. Nach Maßgabe der Festlegung RAMEN sind auch hier Besonderheiten des Geschäftsjahres zu berücksichtigen.

433 Die Aufzählung in Satz 1 ist nicht abschließend und umfasst potentiell alle netzbetriebsbezogenen Erlöse und Erträge. Die von Anschlussnehmern entrichteten Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und die von Dritten entrichteten Investitionszuschüsse sind zudem weiterhin über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen und netzkostenmindernd anzusetzen.

434 Die Vorgabe zur 20-jährigen Auflösungsdauer bei Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen stellt regulatorisch die Gleichbehandlung aller Netzbetreiber bei der Kostenermittlung sicher. Für Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse ist dies nunmehr ebenfalls explizit geregelt. Im Anwendungsbereich von § 9 StromNEV fand hier eine analoge Anwendung statt. So werden Verzerrungen durch unterschiedlich hohe Abzugsbeträge je nach Auflösungsdauer vermieden. Die zuvor getrennten Regelungen in § 9 Abs. 1 S. 3 StromNEV einerseits sowie § 9 Abs. 2 StromNEV andererseits wurden aufgrund des gleichen Bedeutungsgehalts nunmehr in einem Satz zusammengezogen.

435 Aus dem in § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG verankerten Effizienzgebot und aus dem Prinzip der Preisgünstigkeit i.S.d. § 1 Abs. 1 EnWG lässt sich ohne Weiteres ableiten, dass der Netzbetreiber die ihm zur Verfügung stehenden Finanzierungsmittel, bezogen auf den Netzbetrieb, mit größtmöglicher Effizienz zu nutzen hat. Das bedeutet, dass der Netzbetreiber im Rahmen seiner Effizienzbemühungen stets zu prüfen hat, ob durch die Erhebung von Baukostenzuschüssen eine günstigere und damit effizientere Finanzierungsstruktur hergestellt werden kann. Letztlich stellen erhaltene Baukostenzuschüsse einen nicht rückzahlbaren Investitionszuschuss des Netznutzers dar, welcher der Gemeinschaft aller Netznutzer in Form günstiger Netzentgelte zu Gute kommt. Im Sinne der Anreizregulierung ist die Erhebung von Baukostenzuschüssen damit per se effizient, da sie stets zu sinkenden Netzkosten führt. Somit dient die Erhebung von Baukostenzuschüssen auch und stets der Erfüllung von Effizienzanforderungen, denen ein Netzbetreiber zu genügen hat. Die Nicht-Erhebung von Baukostenzuschüssen ist aus Sicht der Beschlusskammer ineffizient. Ein Baukostenzuschuss stellt aus der Perspektive des Netzbetreibers zinsloses Kapital dar. Hierauf darf nicht zu Lasten Gemeinschaft aller Netzkunden einseitig verzichtet werden. Maßstab für die Erhebung von Baukostenzuschüssen im Strombereich ist das Positionspapier der Beschlusskammer 8 aus dem Jahr 2024.

436 Hinsichtlich der Investitionszuschüsse wird im Rahmen der Konsultation teilweise vertreten, dass nach deren Charakter differenziert werden müsse; nur noch diejenigen Investitionszuschüsse seien kalkulatorisch analog zu BKZ zu behandeln, die ebenfalls einen zur Gegenleistung verpflichtenden Charakter aufweisen und zu passivieren sind. Manchen Investitionszuschüssen hingegen stehe keine Leistungsverpflichtung gegenüber, so dass es keiner Passivierung bedarf und diese oftmals aktivisch zu kürzen seien. Eine genaue Definition

bzw. Abgrenzung solle mit dem IDW abgestimmt werden. Teilweise wird vorgetragen, netzbetreiberindividuelle Zuschüsse mit eindeutigem Bezug zum Anlagevermögen sollten analog zur regulatorischen Nutzungsdauer aufgelöst werden dürfen. Dies gelte insbesondere mit Blick auf den Transfer von Anlagen von einem Tätigkeitsbereich in einen anderen (vgl. § 12 Abs. 2 WasserstoffNEV). Beide Vorschläge hätten zur Folge, dass bei Investitionszuschüssen jeweils Differenzierungen zugelassen würden, die zu einer weitergehenden Komplexität der Prüfung diesbezüglicher Abgrenzungen führen würden. Eine Gleichbehandlung der Sachverhalte wäre vor diesem Hintergrund nicht sichergestellt und ließe Raum für entsprechende Optimierungen. Zudem erscheinen die vorgeschlagenen Differenzierungen nicht als zwingend und keinesfalls als trennscharf. Besonderheiten wird durch die Möglichkeit der aktivischen Absetzung von Investitionszuschüssen in besonderen Konstellationen Rechnung getragen (vgl. Begründung zu Tenorziffer 9).

437 Gemäß § 140 TKG können Eigentümer oder Betreiber öffentlicher Versorgungsnetze Einnahmen aus Mitnutzungen, die über die Kosten im Sinne des § 149 Abs. 2 S. 3 TKG hinausgehen und sich für den Eigentümer oder Betreiber des öffentlichen Versorgungsnetzes durch die Ermöglichung der Mitnutzung seiner passiven Netzinfrastrukturen ergeben, von der Berechnungsgrundlage für Endnutzertarife ihrer Haupttätigkeit ausnehmen. Demzufolge wird vorliegend in Satz 2 geregelt, dass Einnahmen nach § 140 TKG sachlich nicht dem Netzbetrieb zuzurechnen sind.

20. Periodenübergreifende Saldierung (Tenorziffer 14)

438 In Tenorziffer 14 werden die Regelungen des bisherigen § 11 StromNEV zur periodenübergreifenden Saldierung in die neuen Festlegungen überführt. Inhaltliche Änderungen an der bisherigen Praxis sind hiermit nicht verbunden. Die periodenübergreifende Saldierung findet nur Anwendung im Zuge von Entgeltgenehmigungsverfahren gemäß § 23a EnWG. In der Anreizregulierung ist die Regelung nicht relevant.

439 Die periodenübergreifende Saldierung sieht vor, dass eine Differenz zwischen den erzielten Erlösen und den zu deckenden Netzkosten in den drei Folgeperioden kostenmindernd oder kostenerhöhend zu verrechnen sind. So wird ein Abweichen von den geprüften Kosten über Mengeneffekte verhindert. Die Kosten für die Nutzung vorgelagerter Netze sind in die periodenübergreifende Saldierung einzubeziehen. Bei der Saldierung sind die Kosten für die Nutzung vorgelagerter Netze anzusetzen, die in der betroffenen Kalkulationsperiode

tatsächlich angefallen sind. Entsprechendes gilt für Kosten, die durch Entgelte für die Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen entstehen.

440 Die Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Betrages erfolgt mit dem Regulierungskontozinssatz aus der Festlegung RAMEN. Insoweit enthält die Regelung einen eindeutigen Verweis auf den Regulierungskontozins, der einheitlich zur Anwendung zu bringen ist. Nach entsprechenden Hinweisen in der Konsultation wird der Verweis in die Festlegung RAMEN auch auf die Regelung in Satz 3 erstreckt, da insoweit eine Unterscheidung zwischen Satz 2 und Satz 3 nicht sachgerecht wäre. Die Sachlage bei der periodenübergreifenden Saldierung ist mit der Funktion des Regulierungskontos vergleichbar. Die Erwägungen zum anzuwendenden Zinssatz sollten also auch hier gelten. Dies entspricht auch den hierzu in der Konsultation eingegangenen Stellungnahmen. [3]Die Verzinsung des Regulierungskontos richtet sich gemäß Tenorziffer 14.4 der Festlegung RAMEN „nach dem kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz der für den Kapitalkostenaufschlag anzuwendenden Kapitalkostenrate nach Ziffer 11.4 des Jahres, für das der Saldo nach den Ziffern 14.1 bis 14.4 ermittelt wurde“. Dies gilt unabhängig davon, dass für die von der periodenübergreifenden Saldierung erfassten Netzbetreiber noch kein Kapitalkostenaufschlag für das betreffende Jahr genehmigt wurde, da sie zu dieser Zeit noch nicht in die Anreizregulierung fielen. Das Abstellen auf den Regulierungskontozins ist hier aber ebenso sachgerecht. Es besteht das teilweise unvermeidbare Risiko, dass die Netzbetreiber die Mengenparameter unterschätzen bzw. Planansätze überschätzen. Die so entstehende positive Differenz auf dem Regulierungskonto wäre gleichzusetzen mit einem vom Netzkunden gewährten Kredit. Konsequenterweise ist die Differenz daher auch zu verzinsen. Bei einer Differenz zugunsten des Netzbetreibers handelt es sich im Prinzip um ihm zur Verfügung stehendes Fremdkapital, was konsequenterweise in entsprechender Höhe zu verzinsen ist.

441 Eine sogenannte Mehrerlösabschöpfung ist darüber hinaus weiterhin unter entsprechender Anwendung der Festlegungsregelungen zur periodenübergreifenden Saldierung bzw. zu kostenmindernden Erlösen und Erträgen möglich und geboten. Dies betrifft Fallgestaltungen, in denen der Netzbetreiber im Zeitpunkt zwischen Antragstellung und Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG Mehrerlöse erzielt. Ein Netzbetreiber hat nach höchstrichterlicher Rechtsprechung kein Anrecht darauf, bis zur Genehmigung vereinnahmte Netzentgelte endgültig zu behalten, die über die nach den Vorgaben der StromNEF genehmigten

Höchstpreise hinausgehen. Eine Rückerstattung von Mindererlösen findet in diesem Fall hingegen nicht statt.

21. Anlagengruppen und Nutzungsdauern (Anlage 1 StromNEF)

442 Im Folgenden werden die wesentlichen Änderungen im Vergleich zur bisherigen Anlage 1 StromNEV beschrieben.

Allgemeine Anlagen

443 Anders als in Anlage 1 GasNEF werden anstelle von Nutzungsdauerspannen eindeutige Nutzungsdauern pro Anlagengruppe festgelegt (s.o. zu Tenorziffer 9.2). Für die Anlagengruppen „Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen, sonstige Bauten“ und „Werkzeuge/Geräte“ werden aufgrund von Stellungnahmen die Nutzungsdauern auf Werte unterhalb der Nutzungsdauerspannen in der Anlage GasNEF verkürzt (s.u.). Die Netzbetreiber tragen allerdings vor, dass die Abweichungen sie vor große Herausforderungen stellen (z.B. Schlüsselungen). Es existieren zwar Anlagen, die nur energieträgerspezifisch eingesetzt werden können. Es ist aber davon auszugehen, dass für bestimmte Anlagen eine übergreifende Nutzung denkbar ist. Aus diesem Grund werden in der Anlage 1 GasNEF für die beiden oben genannten Anlagengruppen die Nutzungsdauerspannen nach unten hin erweitert, um eine gleichlaufende Abschreibungsdauer im Strom- und Gasnetz zu ermöglichen.

Immaterielle Vermögensgegenstände

444 Die Immateriellen Vermögensgegenstände werden mit den Untergruppen „Selbst geschaffene gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte“ und „Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten“ aufgenommen. Es wird wie im Kapitalkostenaufschlag grundsätzlich die handelsrechtliche Nutzungsdauer als kalkulatorische Nutzungsdauer angenommen. Für geleistete Baukostenzuschüsse, Investitionszuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge gilt eine zwanzigjährige Nutzungsdauer (s.o. zu Tenorziffer 9), analog zur 20-jährigen Auflösungssystematik in Tenorziffer 13[24]. Danach ist es mit Blick auf die Regelung zur Auflösung von derartigen Zuschüssen geboten, auch einen - spiegelbildlich - auf der Kostenseite anzusetzenden geleisteten Zuschuss über eine Dauer von 20 Jahren linear abzuschreiben.

[24] BGH, Beschluss vom 10. November 2015 - EnVR 26/154.

Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen

445 Aufgrund der Vielfältigkeit der aktivierten Anlagengüter in dieser Anlagengruppe wird der Titel um den Begriff „sonstige Bauten“ erweitert. Vor dem Hintergrund, dass u.a. auch Schrankenanlagen und Zäune aktiviert werden, die eine Nutzungsdauer von 25-35 Jahren nicht erreichen, wird die Nutzungsdauer auf 20 Jahre verkürzt.

Werkzeuge/Geräte

446 Digitale Analyse-, Prüfungs- und Messgeräte sowie Wärmebildkameras erreichen softwareseitig nicht die Nutzungsdauer von 14-18 Jahren. Ebenso werden kleinere Maschinen (z.B. Bohrhammer, Schrauber) aktiviert. Die Nutzungsdauer wird deshalb auf 10 Jahre verkürzt.

Erzeugungsanlagen

447 Die Erzeugungsanlagen bilden eine eigene Wertschöpfungsstufe, die von der Elektrizitätsverteilung im Sinne der Entflechtungsregeln des EnWG zu trennen ist. Insofern findet Stromerzeugung im Netzbetrieb nicht statt. Die Anlagengruppen 1. bis 6. sind daher nicht betriebsnotwendig und werden gestrichen.

448 Es werden die Anlagengruppen „1. EE-Anlagen auf Betriebsgebäuden“, „2. Batteriespeicher“ und „3. Blindstromkompensationsanlagen“ neu eingefügt.

449 Ausnahmsweise zulässige eigene EE-Anlagen auf Betriebsgebäuden ausschließlich für den Betriebsverbrauch des Netzbetreibers oder aufgrund konkreter gesetzlicher Verpflichtungen sind in einer neuen eigenen Anlagengruppe separat zu führen. Dabei muss es technisch ausgeschlossen sein, dass es neben der Eigenversorgung zu Einspeisungen in ein Energieversorgungsnetz kommt. Jegliche Einspeisung ins Elektrizitätsversorgungsnetz führt dazu, dass die EE-Anlage vollständig der Tätigkeit „Sonstiges“ zuzuordnen ist, da die Erzeugung von Elektrizität für Dritte nicht Aufgabe des Netzbetriebs ist. Ein „Mischbetrieb“ (Senkung des Eigenverbrauchs einerseits und Netzeinspeisung andererseits) sowie die anteilige Verrechnung der im Zusammenhang mit dem Eigenverbrauch entstandenen Kosten in die Tätigkeit „Elektrizitätsverteilung“ sind unzulässig.

450 Nach § 11a i.V.m. § 11b EnWG darf ein Netzbetreiber Eigentümer eines Speichers sein, wenn dieser für den sicheren Netzbetrieb notwendig ist.

451 Die Einführung einer Anlagengruppe für Blindstromkompensationsanlagen erhöht die Transparenz und es wird dem abweichenden Betriebsverhalten im Vergleich zu HS-Trafos Rechnung getragen.

452 Aufgrund der Stellungnahmen wird die Nutzungsdauer für die Anlagengruppen „1. EE-Anlagen auf Betriebsgebäuden“, „2. Batteriespeicher“ und „3. Blindstromkompensationsanlagen“ jeweils auf 20 Jahre festgelegt.

Digitale Anlagen

453 Zeitlich begrenzt verfügbare Updates und Ersatzteilgarantien sowie andere Umstände beschränken den sicheren und fehlerfreien Betrieb digitaler Anlagen. Daher sind vorliegend Differenzierungen erforderlich.

454 Die bisherige Anlagengruppe „Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatikanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen“ wird in die Anlagengruppen „Analoge Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatikanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen“ mit der bisherigen Nutzungsdauer von 25 Jahren und „Digitale Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatikanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen“ mit einer kürzeren Nutzungsdauer von 10 Jahren aufgeteilt.

455 Die bisherige Anlagengruppe „Ortnetzstationen“ wird in die Anlagengruppen „Analoge Ortsnetzstationen“ mit der bisherigen Nutzungsdauer von 30 Jahren und „Digitale Ortsnetzstationen“ mit einer kürzeren Nutzungsdauer von 15 Jahren aufgeteilt.

456 Die bisherige Anlagengruppe „Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen“ wird in die Anlagengruppen „Analoge Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen“ mit der bisherigen Nutzungsdauer von 25 Jahren und „Digitale Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen“ mit einer kürzeren Nutzungsdauer von 10 Jahren aufgeteilt. Gleichrichter sollen in diesen Anlagengruppen erfasst werden.

457 Die bisherige Anlagengruppe „Telefonleitungen“ wird in „Kommunikationsleitungen“ umbenannt. Die Anlagengruppe erhält eine Unterteilung in „Analoge Leitungen“ und „Digitale Leitungen“. Während die analogen Leitungen mit einer Nutzungsdauer von 30 Jahren (Fortschreibung des unteren Randes der bisherigen Spanne nach Anlage 1 StromNEV) abgeschrieben werden, erfolgt bei den digitalen Leitungen die Abschreibung mit einer kürzeren Nutzungsdauer von 20 Jahren. Die Nutzungsdauer von 20 Jahren für die digitalen Leitungen entspricht der Nutzungsdauer in der AfA-Tabelle "Fernmeldedienste" des Bundesministeriums für Finanzen (dort Kabelliniennetz Glasfaserkabel).

458 Die Unterscheidung in analoge und digitale Technik sowie die korrekte Zuordnung der Anlagengüter in die Anlagengruppen erfolgen grundsätzlich in eigener Verantwortung der Netzbetreiber. Dabei sind die Zuordnungen nach guter fachlicher Praxis und mit der Sorgfalt eines ordentlichen Kaufmanns zu treffen und stetig vorzunehmen.

459 Da die StromNEF ihre Gültigkeit erst für die 5. Regulierungsperiode (Beginn 01.01.2029) entfaltet, können während der 4. Regulierungsperiode die Anlagengüter nicht in den Anlagengruppen gemäß der neuen Anlage 1 StromNEF erfasst werden (z.B. im Antrag auf Kapitalkostenaufschlag). Eine Umbuchung von bestehenden Anlagengütern, die vor dem 01.01.2029 angeschafft wurden, in die neuen Anlagengruppen ist in der 5. Regulierungsperiode nicht möglich. Die Nutzungsdauerannahmen der Vergangenheit (bis 31.12.2028) werden für die Zukunft „eingefroren“ (s.o., zu Tenorziffer 9.2). Für die verbleibenden Jahre der 4. Regulierungsperiode ist eine vorweggenommene Anpassung nicht erforderlich. Hierfür wurde von Netzbetreiberseite keine besondere Dringlichkeit dargelegt.

Hauptverteilerstationen

460 Hauptverteilerstationen sollen nicht mehr separat geführt werden. In Zukunft erfolgt die Aktivierung in der Anlagengruppe „380/220/110/30/10 kV-Stationen“.

Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen

461 Der Begriff „Hilfsanlagen“ wird gestrichen. In dieser Anlagengruppe sollen alle Bauteile, die im Zusammenhang mit einer Allgemeinen Stationseinrichtung stehen, aktiviert werden. Zudem wird diese Anlagengruppe mit den ortsfesten Hebezeugen und Lastenaufzügen einschließlich Laufschienen, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen zusammengefasst, im Hinblick auf die identische Nutzungsdauer.

Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke

462 In der Veröffentlichung der Beschlusskammer zum Tenorentwurf (Januar 2025) sollten die Ortsnetz-Transformatoren und Kabelverteilerschränke nicht mehr separat geführt werden. Angedacht war, dass die Aktivierung in den Anlagengruppen „Analoge Ortsnetzstationen“ oder „Digitale Ortsnetzstationen“ erfolgen sollte. Im Verfahrensverlauf wurde die Anlagengruppe aufgrund der Stellungnahmen wieder aufgenommen.

Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger

463 Eine Begrenzung der Nutzungsdauer in Anlehnung an die KANU-Regelungen bis zum 31.12.2031, um drohende hohe Sonderabschreibungen zu verstetigen, wird nicht vorgenommen (s.o. zu Tenorziffer 9). Zur Behandlung von Buchverlusten, falls konventionelle Zähler im Rahmen des Smart-Meter-Rollouts vorzeitig ausgetauscht werden, wird auf die besonderen Regelungen zu Anlagenabgängen in Tenorziffer 7 verwiesen. Diesbezüglich entsteht für die Netzbetreiber vor diesem Hintergrund kein relevanter Nachteil beim Zähleraustausch, der über die Regelung in den kalkulatorischen Abschreibungen auszugleichen wäre.

Fahrbare Stromaggregate

464 Die Anlagengruppen „fahrbare Stromaggregate“ und „Notstromaggregate“ werden aus Vereinfachungsgründen zur Anlagengruppe „Stationäre und mobile Stromaggregate“ mit einer Nutzungsdauer von 15 Jahren zusammengefasst.

„Moderne Messeinrichtungen“ und „Smart-Meter-Gateway“

465 Die beiden Anlagengruppen werden gestrichen, da der Betrieb moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme nicht zur Tätigkeit des Netzbetriebs zählt, sondern zur Tätigkeit des grundzuständigen Messstellenbetriebs.

III. Entscheidung über den Beiladungsantrag

466 Die Beschlusskammer hat die Lichtblick SE nach pflichtgemäßer Ausübung ihres Ermessens gemäß § 66 Abs. 2 Nr. 3 EnWG zum Verfahren beigeladen.

IV. Kosten (§ 91 EnWG)

467 Für Entscheidungen, die durch öffentliche Bekanntmachung nach § 73 Abs. 1a EnWG zugestellt werden, werden gemäß § 91 Abs.1 S.3 EnWG keine Gebühren erhoben.

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

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

Rechtsbehelfsbelehrung

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

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Vorsitzender	Beisitzerin	Beisitzerin
Klaus Müller	Barbie Kornelia Haller	Dr. Daniela Brönstrup
Beisitzer	Beisitzer	Beisitzer
Karsten Bourwieg	Achim Zerres	Alexander Lüdtke-Handjery