



Festlegung einer Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus (StromNEF/GasNEF)

Januar 2025

Sachstand zu Tenor und Erwägungen

GBK-24-02-1#3 (StromNEF) und GBK-24-02-2#3 (GasNEF)

I. Tenorentwurf der Festlegungen StromNEF/GasNEF

1. Anwendungsbereich

StromNEF	GasNEF
<p>¹Diese Festlegung richtet sich an alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 3 Nr. 3 EnWG (Netzbetreiber im Sinne dieser Festlegung). ²Sie regelt</p> <ul style="list-style-type: none">a) die Methode zur Bestimmung des Ausgangsniveaus für die Bestimmung der Erlösobergrenzen in einer Anreizregulierung nach Maßgabe der Festlegung RAMEN (GBK-24-01-3#3) ab der 5. Regulierungsperiode (Beginn 01.01.2029) mit dem Basisjahr 2026 durch eine Kostenprüfung undb) die Methode zur Ermittlung der Netzkosten als Grundlage für eine Genehmigung der Entgelte für den Netzzugang (Entgeltgenehmigung) gemäß § 23a EnWG ab dem Jahr 2029. <p>²Im Falle einer Überprüfung von Entgelten gemäß § 110 Abs. 4 EnWG finden die Regelungen</p>	<p>¹Diese Festlegung richtet sich an alle Betreiber von Gasverteilernetzen nach § 3 Nr. 8 EnWG und Fernleitungsnetzen nach § 3 Nr. 5 EnWG (Netzbetreiber im Sinne dieser Festlegung). ²Sie regelt</p> <ul style="list-style-type: none">a) die Methode zur Bestimmung des Ausgangsniveaus für die Bestimmung der Erlösobergrenzen in einer Anreizregulierung nach Maßgabe der Festlegung RAMEN (GBK-24-01-3#3) ab der 5. Regulierungsperiode (Beginn 01.01.2028) mit dem Basisjahr 2025 durch eine Kostenprüfung undb) die Methode zur Ermittlung der Netzkosten als Grundlage für eine Genehmigung der Entgelte für den Netzzugang (Entgeltgenehmigung) gemäß § 23a EnWG ab dem Jahr 2028. <p>²Im Falle einer Überprüfung von Entgelten gemäß § 110 Abs. 4 EnWG finden die Regelungen</p>

der Tenorziffern 4 bis 13 entsprechend Anwendung.

der Tenorziffern 4 bis 13 entsprechend Anwendung.

2. Begriffsbestimmungen

[Hinweis: Hier besteht die Möglichkeit, Begriffsbestimmungen für Regelungen dieser Festlegungen aufzunehmen. Bislang wurden keine erforderlichen Definitionen identifiziert.]

3. Netzkostenermittlung durch Kostenprüfung

StromNEF

GasNEF

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.

3.2.

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

gleichlautend

3.3

¹Die 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. ²Gesicherte Erkenntnisse über das Planjahr können dabei berücksichtigt werden.

4. Grundsätze der Netzkostenermittlung

StromNEF

4.1.

¹Kosten des Netzbetriebs sind nur insoweit anzusetzen, als sie betriebsnotwendig sind und den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. ²Ausgehend von den Gewinn- und Verlustrechnungen für die Elektrizitätsverteilung nach § 6b Absatz 3 EnWG des nach Tenorziffer 3 maßgeblichen Bezugsjahres ist zur Bestimmung der Netzkosten eine kalkulatorische Rechnung zu erstellen. ³Soweit Netzbetreiber nicht nach § 6b Absatz 3 EnWG verpflichtet sind, haben diese der Entgeltbildung eine auf den Tätigkeitsbereich Elektrizitätsverteilung beschränkte und nach handelsrechtlichen Grundsätzen ermittelte Gewinn- und Verlustrechnung des nach Tenorziffer 3 maßgeblichen Bezugsjahres zu erstellen und zu Grunde zu legen.

4.2.

¹Die Netzkosten setzen sich unter Beachtung von Tenorziffer 4.1, Satz 1 und 2 aus Kapitalkosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) zusammen. ²Kapitalkosten sind die kalkulatorischen Abschreibungen gemäß Tenorziffer 8, 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. ³Betriebskosten sind die übrigen Kosten und Erlöse bzw. Erträge des Netzbetreibers. ⁴Kapitalkosten des Verpächters gemäß Tenorziffer 5 gelten als Kapitalkosten im Sinne des Satzes 2. ⁵Kapitalkosten eines Dienstleisters gemäß Tenorziffer 6 gelten als Betriebskosten im Sinne des Satzes 3.

4.3.

⁹Einzelkosten des Netzes sind dem Netz direkt zuzuordnen. ¹⁰Kosten des Netzes, die sich nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand als Einzelkosten direkt zurechnen lassen, sind als Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte

GasNEF

4.1.

¹Kosten des Netzbetriebs sind nur insoweit anzusetzen, als sie betriebsnotwendig sind und den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. ²Ausgehend von den Gewinn- und Verlustrechnungen für die Gasverteilung bzw. Fernleitung nach § 6b Absatz 3 EnWG des nach Tenorziffer 3 maßgeblichen Bezugsjahres ist zur Bestimmung der Netzkosten eine kalkulatorische Rechnung zu erstellen. ³Soweit Netzbetreiber nicht nach § 6b Absatz 3 EnWG verpflichtet sind, haben diese der Entgeltbildung eine auf den Tätigkeitsbereich Gasverteilung bzw. Fernleitung beschränkte und nach handelsrechtlichen Grundsätzen ermittelte Gewinn- und Verlustrechnung des nach Tenorziffer 3 maßgeblichen Bezugsjahres zu erstellen und zu Grunde zu legen.

4.2.

¹Die Netzkosten setzen sich unter Beachtung von Tenorziffer 4.1, Satz 1 und 2 aus Kapitalkosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) zusammen. ²Kapitalkosten sind die kalkulatorischen Abschreibungen gemäß Tenorziffer 8, 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. ³Betriebskosten sind die übrigen Kosten und Erlöse bzw. Erträge des Netzbetreibers. ⁴Kapitalkosten des Verpächters gemäß Tenorziffer 5 gelten als Kapitalkosten im Sinne des Satzes 2. ⁵Kapitalkosten eines Dienstleisters gemäß Tenorziffer 6 gelten als Betriebskosten im Sinne des Satzes 3.

4.3.

⁹Einzelkosten des Netzes sind dem Netz direkt zuzuordnen. ¹⁰Kosten des Netzes, die sich nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand als Einzelkosten direkt zurechnen lassen, sind als Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte

Schlüsselung dem Elektrizitätsverteilernetz zuzuordnen. ¹¹Die zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht sein und den Grundsatz der Stetigkeit beachten. ¹²Die Schlüssel sind für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren. ¹³Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. ¹⁴Die hierfür maßgeblichen Gründe sind nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren.

Schlüsselung dem Gasverteilernetz bzw. Fernleitungsnetz zuzuordnen. ¹¹Die zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht sein und den Grundsatz der Stetigkeit beachten. ¹²Die Schlüssel sind für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren. ¹³Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. ¹⁴Die hierfür maßgeblichen Gründe sind nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren.

5. Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter

StromNEF

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

GasNEF

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

6. Dienstleistungen

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

7. Aufwandsgleiche Kostenpositionen

StromNEF	GasNEF
<p>¹Aufwandsgleiche Kostenpositionen sind den nach § 6b Absatz 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.</p> <p>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.</p> <p>³Zinsaufwendungen und Zinserträge sind nicht in den aufwandsgleichen Kosten und Erträgen zu berücksichtigen. ⁴Die Bestimmung und Anpassung von Kostenanteilen, bei denen keine Effizienzvorgaben umsetzbar sind, nach Tenorziffer 7 sowie volatilen Kostenanteilen nach Tenorziffer 8 der Festlegung RAMEN bleibt unberührt. ⁵Anlagenabgänge sind zur Bestimmung des Ausgangsniveaus mit ihren kalkulatorischen Restwerten zum Ende der im Basisjahr laufenden Regulierungsperiode unter Berücksichtigung von Beson-</p>	<p>¹Aufwandsgleiche Kostenpositionen sind den nach § 6b Absatz 3 EnWG erstellten Gewinn- und Verlustrechnungen für die Gasverteilung bzw. Fernleitung zu entnehmen und nach Maßgabe der Tenorziffern 4 bis 6 bei der Bestimmung der Netzkosten zu berücksichtigen.</p> <p>²Kostenpositionen, 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.</p> <p>³Zinsaufwendungen und Zinserträge sind nicht in den aufwandsgleichen Kosten und Erträgen zu berücksichtigen. ⁴Die Bestimmung und Anpassung von Kostenanteilen, bei denen keine Effizienzvorgaben umsetzbar sind, nach Tenorziffer 7 sowie volatilen Kostenanteilen nach Tenorziffer 8 der Festlegung RAMEN bleiben unberührt. ⁵Anlagenabgänge sind zur Bestimmung des Ausgangsniveaus mit ihren kalkulatorischen Restwerten des Basisjahres in den Netzkosten anerkennungs-</p>

derheiten des Geschäftsjahres gemäß der Festlegung RAMEN in den Netzkosten anerkanntsfähig; mit dem Anlagenabgang in Verbindung stehende Erlöse und Erträge sind von den Netzkosten in Abzug zu bringen.

fähig; mit dem Anlagenabgang in Verbindung stehende Erlöse und Erträge sind von den Netzkosten in Abzug zu bringen.

8. Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung

StromNEF

¹Es erfolgt eine Umstellung des Kapitalerhaltungsmodells bei Altanlagen des Sachanlagevermögens (Aktivierung vor dem 1. Januar 2006) nach den nachfolgenden Vorgaben. ²Im 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. ³Der eigenfinanzierte Anteil beträgt 40 Prozent. ⁴Die auf dieser Grundlage ermittelten Restwerte werden fortan für die kalkulatorische Bewertung des Anlagevermögens nach den Tenorziffern 9 und 10 herangezogen. ⁵Die Bewertung der Neuanlagen sowie der fremdfinanzierte Anteil der Altanlagen erfolgt ausgehend von den Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Tenorziffer 9. ⁶Der fremdfinanzierte Anteil beträgt 60 %.

GasNEV

¹Es erfolgt eine Umstellung des Kapitalerhaltungsmodells bei Altanlagen des Sachanlagevermögens (Aktivierung vor dem 1. Januar 2006) nach den nachfolgenden Vorgaben. ²Im Basisjahr der fünften Regulierungsperiode (2025) wird der eigenfinanzierte Anteil der Altanlagen des Sachanlagevermögens letztmalig zu Tagesneuwerten nach Maßgabe von § 6 Abs. 2 und 3, 6a GasNEV bewertet. ³Der eigenfinanzierte Anteil beträgt 40 Prozent. ⁴Die auf dieser Grundlage ermittelten Restwerte werden fortan für die kalkulatorische Bewertung des Anlagevermögens nach den Tenorziffern 9 und 10 herangezogen. ⁵Die Bewertung der Neuanlagen sowie der fremdfinanzierte Anteil der Altanlagen erfolgt ausgehend von den Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Tenorziffer 9. ⁶Der fremdfinanzierte Anteil beträgt 60 %.

9. Kalkulatorische Abschreibungen

StromNEF

9.1.

¹Zur 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). ²Die kalkulatorischen Abschreibungen treten insoweit in der kalkulatorischen Kosten- und Erlösrechnung an die Stelle der entsprechenden bilanziellen Abschreibungen der Gewinn- und Verlustrechnung. ³Die 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. ⁴Die kalkulatorischen Abschreibungen sind jahresbezogen zu ermitteln. ⁵Dabei ist jeweils ein Zugang des Anlagegutes zum 1. Januar des Anschaffungsjahres zugrunde zu legen.

9.2.

¹Die kalkulatorischen Abschreibungen sind für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 vorzunehmen. ²Mit Beginn der 5. Regulierungsperiode (1.1.2029) sind für neu angeschaffte Anlagegüter, die nach dem 31.12.2028 aktiviert worden sind, die nach Anlage 1 vorgegebenen Nutzungsdauern in Ansatz zu bringen. ³Die 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.

¹Der kalkulatorische Restwert eines Anlageguts beträgt nach Ablauf des ursprünglich angesetzten Abschreibungszeitraums Null. ²Ein Wiederaufleben kalkulatorischer Restwerte ist unzulässig. ³Es

GasNEF

9.1.

¹Zur Gewährleistung eines 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). ²Die kalkulatorischen Abschreibungen treten insoweit in der kalkulatorischen Kosten- und Erlösrechnung an die Stelle der entsprechenden bilanziellen Abschreibungen der Gewinn- und Verlustrechnung. ³Die 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.

⁴Ergänzend zur linearen Abschreibungsmethode nach S. 3 können die kalkulatorischen Abschreibungen mittels der degressiven Abschreibungsmethode mit einem Abschreibungssatz von 8 bis 12 % ermittelt werden. ⁵Zur Bestimmung des Wechsels von der degressiven zur linearen Abschreibungsmethode in der Endphase des Abschreibungszeitraums ist gleichzeitig mit der Anwendung der degressiven Abschreibungsmethode ein Ende der Nutzungsdauer nach den Vorgaben von Tenorziffer 9.2 Sätze S. 2 und 3 zu bestimmen. ⁶Der Wechsel von der degressiven zur linearen Abschreibungsmethode erfolgt, sobald die nach S. 5 unter Anknüpfung an den jeweiligen Restwert des Vorjahres berechnete lineare Abschreibung größer ist als die nach S. 4 bestimmte degressive Abschreibung. ⁷Eine degressive Abschreibung darf in der Regel nur angesetzt werden, sofern und soweit landesrechtliche Vorgaben für das Netzgebiet eines Netzbetreibers zur Minderung von Treibhausgasemissionen im Sinne einer Netto-Treibhausgasneutralität wie in § 3 Abs. 2 Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), jedoch zu einem früheren Zeitpunkt als 2045 bestehen oder sich für einen Netzbetreiber entsprechende

erfolgt keine Abschreibung unter Null. ⁴Das Verbot von Abschreibungen unter Null gilt ungeachtet der Änderung von Eigentumsverhältnissen oder der Begründung von Schuldverhältnissen.

⁵Netzbetreiber 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 Erlösbergrenzen für eine frühere Regulierungsperiode zugrunde gelegt hat.

Vorgaben aus einem kommunalen Beschluss oder vergleichbaren exogenen Rahmenbedingungen ergeben. ⁸Der Abschreibungssatz der degressiven Abschreibungen muss in einem angemessenen Verhältnis zur verbleibenden Restnutzungsdauer stehen, wobei auch die Kombination einer degressiven Abschreibung und ein Nutzungsdauerende von z.B. 2045 grundsätzlich möglich ist.

⁹Maßgeblich für die Begründung der Höhe des Abschreibungssatzes für eine degressive Abschreibung sind insbesondere die exogenen Rahmenbedingungen etwa in Form einer Mengenprognose. ¹⁰Die kalkulatorischen Abschreibungen sind jahresbezogen zu ermitteln. ¹¹Dabei ist jeweils ein Zugang des Anlagegutes zum 1. Januar des Anschaffungsjahres zugrunde zu legen.

9.2.

¹Die kalkulatorischen Abschreibungen sind für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 vorzunehmen. ²Abweichend von Anlage 1 beträgt die niedrigste wählbare betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von Anlagegütern in der Gasversorgung für alle Anlagengruppen 2035 minus t Jahre, wobei t das Jahr der erstmaligen Aktivierung ist. ³Satz 2 gilt nicht, sofern für eine Anlagengruppe die niedrigste in der Anlage 1 vorgesehene betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer kleiner als die Nutzungsdauer nach Satz 2 ist. ⁴Ein Nutzungsdauerende vor dem Jahr 2045 darf in der Regel nur angesetzt werden, sofern und soweit landesrechtliche Vorgaben für das Netzgebiet eines Netzbetreibers zur Minderung von Treibhausgasemissionen im Sinne einer Netto-Treibhausgasneutralität wie in § 3 Abs. 2 Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), jedoch zu einem früheren Zeitpunkt als 2045 bestehen oder sich für einen Netzbetreiber entsprechende Vorgaben aus einem kommunalen Beschluss oder vergleichbaren exogenen Rahmenbedingungen ergeben. ⁵Tenziffer 9.1 Sätze 4 bis 9 und Tenziffer 9.2 Sätze 1 bis 4 gelten nicht für die Ziffern I.4 (Verwaltungsgebäude), I.6 (Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte) und Vermittlungseinrichtungen), I.9 (EDV-Anlagen), I.10 (Fahrzeuge) sowie VII (LNG-Anbindungsanlagen) der Anlage 1.

9.3.¹Der kalkulatorische Restwert eines Anlageguts beträgt nach Ablauf des ursprünglich angesetzten Abschreibungszeitraums Null. ²Ein Wiederaufleben kalkulatorischer Restwerte ist unzulässig. ³Bei Veränderung der Abschreibungsmodalität (Abschreibungsmethoden und Nutzungsdauern) während der Nutzung ist sicherzustellen, dass keine Erhöhung der Kalkulationsgrundlage erfolgt. ⁴Jede Änderung von Abschreibungsmodalitäten ist nach wie vor begründungspflichtig.

⁵In einem solchen Fall bildet der jeweilige Restwert des Wirtschaftsguts zum Zeitpunkt der Umstellung der Abschreibungsmodalität die Grundlage der weiteren Abschreibung. ⁵Es erfolgt keine Abschreibung unter Null. ⁶Das Verbot von Abschreibungen unter Null gilt ungeachtet der Änderung von Eigentumsverhältnissen oder der Begründung von Schuldverhältnissen. ⁷Netzbetreiber 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.

9.4.

¹Zur Nachvollziehbarkeit der Abschreibungsmodalitäten sind von Netzbetreibern SAV-IDs für alle Anlagengüter zu bilden. ²Eine Anlagengruppe eines Zugangsjahres mit einer spezifisch zugeordneten Abschreibungsmodalität erhält initial eine eindeutige SAV-ID. ³Eine einmal vergebene SAV-ID wird beibehalten und nicht neu vergeben. ⁴Beim Ansatz einer erneut anderen Abschreibungsmodalität für den Teil einer bestehenden SAV-ID wird insoweit eine neue SAV-ID vergeben. ⁵Die Gruppierung verschiedener Abschreibungsmodalitäten und/oder verschiedener sachlicher Unterscheidungen nach z.B. Kommunen oder Netzsträngen können vom Netzbetreiber auf freiwilliger Basis durch frei zu bildende Netz-IDs abgebildet werden.

10. Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung

StromNEF

GasNEF

¹Die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung des Netzbetreibers ergibt sich aus der Verzinsungsbasis multipliziert mit einer gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostenrate (WACC-Rate).

²Nähere Regelungen zur Methodik und Berechnung der für das Ausgangsniveau anzuwendenden WACC-Rate erfolgen durch eine Methodenfestlegung nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG.

³Die Verzinsungsbasis ist das betriebsnotwendige Vermögen des Netzbetreibers, von dem die Bestände der Baukosten- und Investitionszuschüsse sowie die Netzanschlusskostenbeiträge in Abzug gebracht werden. ⁴Das betriebsnotwendige Vermögen ergibt sich aus der Summe der

- a) kalkulatorischen Restwerte des betriebsnotwendigen Sachanlagevermögens bewertet nach Tenorziffern 8 und 9, inklusive der geleisteten Anzahlungen und Anlagen im Bau
- b) betriebsnotwendigen Grundstücke *gleichlautend* zu Anschaffungskosten
- c) Restwerte der betriebsnotwendigen, immateriellen Vermögensgegenstände, bewertet nach Tenorziffer 9, inklusive der geleisteten Anzahlungen
- d) Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Vorräte
- e) kalkulatorische Werte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens nach Maßgabe der Sätze 7 und 8

⁵Es ist jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen. ⁶Bei 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.

⁷Das betriebsnotwendige Umlaufvermögen beträgt 1/24 der geprüften Netzkosten des jeweiligen Basisjahres. ⁸Zur Berechnung des pauschalen Umlaufvermögens des Netzbetreibers nach Satz 7 sind 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 und bei diesen nach Maßgabe der Tenorziffern 5 und 6 in der Bezugsbasis für das Umlaufvermögen zu berücksichtigen.

11. Zinsbonus

StromNEF	GasNEF
<p>¹Für die Vereinnahmung von qualifizierten Zuschüssen erhalten die Netzbetreiber einen Zinsbonus. ²Der Zinsbonus ergibt sich aus der Multiplikation der Restwerte der qualifizierten Zuschüsse mit der Bonusquote und der WACC-Rate gemäß Tenorziffer 10. ³Qualifizierte Zuschüsse sind Baukostenzuschüsse sowie Investitionszuschüsse von Netzbetreibern, welche nach dem 31.12.2028 vereinnahmt wurden und welche nicht länger als 5 Jahre aufgelöst wurden. ⁴Die Bonusquote beträgt 25 %. ⁵Der Zinsbonus ist nicht Bestandteil des Ausgangsniveaus.</p>	<p><i>nicht belegt</i></p>

12. Kalkulatorische Gewerbesteuer

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

13. Kostenmindernde Erlöse und Erträge

StromNEF	GasNEF
¹ Sonstige Erlöse und Erträge sind, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen und insbesondere den Positionen	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	a. aktivierte Eigenleistungen, b. Netzanschlusskostenbeiträge, c. Baukostenzuschüsse d. Investitionszuschüsse oder e. sonstige Erträge und Erlöse
<p>der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen sind, von den Netzkosten in Abzug zu bringen. ²Einnahmen nach § 140 des Telekommunikationsgesetzes sind sachlich nicht dem Netzbetrieb zuzurechnen. ³Die von Anschlussnehmern entrichteten Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge sowie Investitionszuschüsse sind über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen und jährlich netzkostenmindernd anzusetzen.</p>	<p>der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen sind, von den Netzkosten in Abzug zu bringen. ²Einnahmen nach § 140 des Telekommunikationsgesetzes sind sachlich nicht dem Netzbetrieb zuzurechnen. ³Die von Anschlussnehmern entrichteten Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge sowie Investitionszuschüsse sind über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen und jährlich netzkostenmindernd anzusetzen.</p>
	<p>⁵Abweichend von Satz 3 kann die Auflösung von Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen entsprechend der Abschreibungsmodalitäten in Tenorziffer 9.1 Sätze 4 bis 9 und Tenorziffer 9.2 Sätze 1 bis 4 erfolgen.</p>

14. Periodenübergreifende Saldierung

StromNEF	GasNEF
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	<i>gleichlautend</i>

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

zu ermitteln.²Liegen 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 einem angemessenen Zinssatz kostenmindernd in Ansatz zu bringen.³Liegen 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 einem angemessenen Zinssatz kostenerhöhend in Ansatz gebracht werden.⁴Eine Saldierung erfolgt jeweils über die drei folgenden Kalkulationsperioden.⁵Der 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. ⁶Der 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

StromNEF	GasNEF
<i>nicht belegt</i>	Die Verfahrensvorschriften in der Tenorziffer 9.4 berühren nicht das Verwaltungsverfahren der Landesregulierungsbehörden und gelten ausschließlich gegenüber Netzbetreibern im Sinne der Tenorziffer 1, die gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

16. Gebühren

StromNEF	GasNEF
Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.	<i>gleichlautend</i>

Anlage 1 StromNEV: 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 Automatanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	25

	1.3.2	Digitale Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen 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 Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen	25
		- Schalteinrichtungen	30
		- Analoge Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	25
		- Digitale Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	10
	2.4	Abnehmeranschlüsse	
		- Kabel	35
		- Freileitungen	30
	2.5	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	20
	2.6	Kommunikationsleitung	
		- Analoge Leitungen	30
		- Digitale Leitungen	20
	2.7	Stationäre und mobile Stromaggregate	15

Anlage 1 GasNEV: Anlagengruppen und Nutzungsdauern

Anlagengruppen		Nutzungsdauer (Jahre)
I	Allgemeine Anlagen	
I.1	Grundstücke	keine
I.2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen, sonstige Bauten	25-35
I.3	Betriebsgebäude	50-60
I.4	Verwaltungsgebäude	60-70
I.5	Gleisanlagen, Eisenbahnwagen	23-27
I.6	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	8-10
I.7	Werkzeuge/Geräte	14-18
I.8	Lagereinrichtung	14-25
I.9	EDV-Anlagen	
I.9.1	Hardware	4-8
I.9.2	Software	3-5
I.10	Fahrzeuge	
I.10.1	Leichtfahrzeuge	5
I.10.2	Schwerfahrzeuge	8
II	Gasbehälter	45-55
III	Erdgasverdichteranlagen	
III.1	Erdgasverdichtung	25
III.2	Gasreinigungsanlage	25
III.3	Piping und Armaturen	25
III.4	Gasmessanlage	25
III.5	Sicherheitseinrichtungen	25
III.6	Leit- und Energietechnik	20
III.7	Nebenanlagen	25
III.8	Gebäude, Verkehrswege	25-60
IV	Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen	
IV.1	Stahlleitungen	
IV.1.1	PE ummantelt	45-55
IV.1.2	kathodisch geschützt	55-65
IV.1.3	bituminiert	45-55
IV.2	Grauguss (> DN 150)	45-55
IV.3	Duktiler Guss	45-55
IV.4	Polyethylen (PE-HD)	45-55
IV.5	Polyvinylchlorid (PVC)	30-40
IV.6	Armaturen/Armaturenstationen	45
IV.7	Molchscheusen	45
IV.8	Sicherheitseinrichtungen	45

V	Mess-, Regel- und Zähleranlagen	
V.1	Gaszähler der Verteilung	8-16
V.2	Hausdruckregler/Zählerregler	15-25
V.3	Messeinrichtung	45
V.4	Regeleinrichtung	45
V.5	Sicherheitseinrichtungen	20-30
V.6	Leit- und Energietechnik	10-30
V.7	Verdichter in Gasmischanlagen je nach Einsatzdauer	15-30
V.8	Nebenanlagen	15-30
V.9	Gebäude	60
VI	Fernwirkanlagen	15-20
VII	LNG-Anbindungsanlagen	5-65
VIII	Immaterielle Vermögensgegenstände	
VIII.1	Selbst geschaffene gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	gem. Handelsrecht
VIII.2	Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	gem. Handelsrecht
VIII.3	Geleistete Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse	20

II. Europarechtliche Grundlagen

Zu den Zuständigkeiten der Regulierungsbehörden in Bezug auf die Regulierung von Elektrizitäts- und Gasverteilnetzen sowie Gasfernleitungsnetzen 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; 78 Abs. 1 lit. a) VO (EU) 2024/1788. 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.

Im Verfahren RAMEN (GBK-24-01-3#3) beabsichtigt die BNetzA in Ausübung ihres Ermessens für die Regulierung von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreibern sowie Fernleitungsnetzbetreibern 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; 78 Abs. 1 lit. a) VO (EU) 2024/1788 hat die BNetzA 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 Prinzipien 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.

- Grundsatz der Kostenorientierung

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, 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 VO (EU) 2024/1789. 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, 17 Abs. 1 UAbs. 3, VO (EU) 2024/1789, 78 Abs. 1 lit. m) RL (EU) 2024/1788.

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.

- Kosteneffizienz

Hinzu kommt das Prinzip der Kosteneffizienz. Die Netzkosten sind nur anererkennungsfähig, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1, 2 VO (EU) 2019/943, 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 VO (EU) 2024/1789. 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 ist innerhalb der hiesigen Systematik sowohl ein allgemeiner Kostenbenchmark als auch (vorgelagerte) Effizienzprüfungen bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus.

Der Effizienzgrundsatz erfordert auch die Schaffung eines regulatorischen Rahmens, der effizientes Verhalten der Netzbetreiber fördert. Die Setzung von Effizienzreizen gegenüber Netzbetreibern zählt zu den allgemeinen Zielen der Regulierung, Art. 58 lit. f) RL (EU) 2019/944, 77 lit. f) RL (EU) 2024/1788. Ein Ausfluss dieser Zielbestimmung im Strombereich ist das Postulat der Effizienzreize 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 gebotene 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.

- Verbraucherfreundlichkeit

Mit der Sicherstellung der Betriebsnotwendigkeit und der Kosteneffizienz geht zudem auch die Förderung der weiteren Zielvorgabe des Verbraucherschutzes und der damit verbundenen Erreichbarkeit 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 Abs. 2, 77 lit. d) und g) RL (EU) 2024/1788, 1 lit. e), 2. Erwägungsgrund VO (EU) 2019/943.

- Weitere Ziele der Entgeltregulierung

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, 3 lit. c) VO (EU) 2024/1789, 6 Abs. 2, 77 lit. a), 78 Abs. 7 lit. a) RL (EU) 2024/1788) 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, 3. Erwägungsgrund VO (EU) 2024/1789, Art. 1, 6 Abs. 2, 77 lit. a), d) RL (EU) 2024/1788) 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. Während die vorstehenden Ziele im weiteren Rahmen eines Anreizregulierungssystems sowie bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik – in Abwägung mit den weiteren Zielen und Zwecken der Regulierung – gefördert werden können, ist dies innerhalb der Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus nur bedingt möglich. 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.

III. Nationaler Rechtsrahmen

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.

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

- a) 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,

(...)

- c) zu Einzel- und Gemeinkosten einschließlich der Sachgerechtigkeit von Schlüsselungen,
- d) zur Bestimmung von Kosten oder Kostenbestandteilen, die auf Grund einer Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter beziehungsweise auf Grund einer Dienstleistungserbringung anfallen (...)"

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.

Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen nicht berücksichtigt werden (§ 21 Abs. 2 S. 3 EnWG). Die notwendigen Investitionen in die Netze müssen so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG).

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).

IV. Erwägungen

1. Zu Tenorziffer 1 (Anwendungsbereich)

Tenorziffer 1 definiert den Anwendungsbereich der Festlegungen.

Ziel der StromNEF und der GasNEF ist die Ausgestaltung der Regelungen, anhand derer das Ausgangsniveau für die Bestimmung einer Erlösobergrenze ermittelt werden soll.

Zugleich sollen 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 2028 (Gas) und 2029 (Strom) beziehen.

Adressaten der Festlegungsverfahren sind die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen (§ 3 Nr. 3 EnWG) sowie die Betreiber von Gasverteilernetzen (§ 3 Nr. 8 EnWG) und Fernleitungsnetzen (§ 3 Nr. 8 EnWG). Aus dem Anwendungsbereich der Festlegung RAMEN folgt, dass Übertragungsnetzbetreiber (§ 3 Nr. 10 EnWG) nicht Adressaten dieser Festlegung sind.

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.

2. Zu Tenorziffer 2: Begriffsbestimmungen

In Tenorziffer 2 können die für die Festlegungen wesentlichen Begriffe in Ergänzung zu den Begriffsbestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes definiert werden.

3. Zu Tenorziffer 3: Netzkostenermittlung durch Kostenprüfung

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. 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.

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

Tenorziffer 3.1 Satz 2 stellt klar, dass Plankosten im Ausgangsniveau nicht berücksichtigungsfähig sind. In den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier wurde dies unterschiedlich beurteilt. Von Netznutzerseite wird der Ausschluss von Plankosten begrüßt. Zum einen seien diese aufgrund der aktuellen Preisschwankungen nicht belastbar zu bestimmen. Zum anderen beruhe der Ansatz von Plankosten die Gefahr eines überhöhten Kostenansatzes, was im Interesse möglichst günstiger Netzentgelte zugunsten von Verbraucher*innen und der Wirtschaft unbedingt zu vermeiden sei. Der Ausschluss von Plankosten im Ausgangsniveau wird hingegen netzbetreiberseitig kritisch gesehen. Der Ansatz von zukunftsgerichteten Plankosten sei zielführend, um die sich deutlich wandelnde Versorgungsaufgabe und das dynamische Wachstum im Bereich der Stromnetze abzubilden. Zumindest Personalkosten ließen sich zuverlässig aufgrund von Tarifabschlüssen belastbar abschätzen. Exogen beeinflusste Kosten, die in der betreffenden Regulierungsperiode anfallen werden, im Basisjahr der Kostenprüfung jedoch noch nicht, müssten als Plankosten anerkannt werden. 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 Ausschluss von Plankosten nicht kategorisch und pauschal angewendet werden. 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.

Gerade wegen der stark schwankenden Kostenentwicklungen sind Plankosten jedoch nicht für die Dauer einer Regulierungsperiode belastbar 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. 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 durch diverse Anpassungsmechanismen nach der Regulierungsformel berücksichtigt (vgl. Festlegung RAMEN). Zum Beispiel sieht der Kapitalkostenaufschlag eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze auf Basis von Planwerten vor. Für die Anpassung von OPEX sieht die Festlegung RAMEN für die fünfte Regulierungsperiode die Möglichkeit einer pauschalierten jährlichen Anpassung der Erlösobergrenze aus der Veränderung von Vergleichsparametern aus dem bundesweiten Effizienzvergleich vor und ab der sechsten Regulierungsperiode eine reguläre Kostenprüfung in einem dreijährigen Turnus vor.

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 Systems Sorge tragen.

Im Falle von Netzentgeltgenehmigungen gemäß § 23a EnWG können weiterhin gesicherte Erkenntnisse über das Planjahr einfließen. Das Abstellen auf Plankosten ist insbesondere in Fallgestaltungen erforderlich, bei denen in der erstmaligen Kostenprüfung noch kein vollständiges Geschäftsjahr als regulierter Netzbetreiber betrachtet werden kann. Plankosten liegen 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.

4. Zu Tenorziffer 4: Grundsätze der Netzkostenermittlung

Tenorziffer 4 legt die Grundsätze der Netzkostenermittlung fest. Daneben sind die weiteren Grundsätze des § 21 Abs. 2 EnWG zu beachten.

Nach Tenorziffer 4.1 sind Kosten des Netzbetriebs nur insoweit anzusetzen, als sie den betriebsnotwendigen Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetriebs entsprechen. Hierdurch wird, im Einklang mit den europarechtlichen Vorgaben, ein Vollkostenansatz ausgeschlossen. Diese Grundsätze gelten, unbeschadet besonderer Festlegungsregelungen, für die Prüfung jeglicher Netzkosten. Kosten sind im Ausgangspunkt nicht zu berücksichtigen, sofern und soweit sie nicht ursächlich aus dem Betrieb des Netzes entstehen oder dem Betrieb des Netzes dienen. Die Regelungen berücksichtigen dabei zudem Anreize für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen nicht berücksichtigt werden (§ 21 Abs. 2 S. 3 EnWG).

Im Rahmen der Stellungnahmen zum Eckpunktepapier wird vorgetragen, es bestünden Wechselwirkungen zwischen der Effizienzprüfung und dem Effizienzvergleich. So könne der Effizienzvergleich durch ein uneinheitliches Vorgehen der Regulierungsbehörden bei der Effizienzprüfung verzerrt werden. Auch dürften keine Partialbenchmarks im Hinblick auf bestimmte Kostenpositionen erfolgen, weil sonst ein doppelter Benchmark stattfinde, der zu verzerrten Ergebnissen führe. Für den Gasbereich wurde vereinzelt vorgetragen, dass allein die Betriebsnotwendigkeit maßgeblich sein dürfe, weil bedingt durch die Transformationsprozesse ein Effizienzmaßstab nicht sachgerecht und eine strukturelle Vergleichbarkeit nicht mehr gegeben sei.

Der Effizienzgrundsatz ist aus Sicht der Bundesnetzagentur als zentrales Element wettbewerblich strukturierter Märkte weiterhin bereits im Rahmen der Kostenprüfung im Sinne einer Wettbewerbssimulation im natürlichen Monopol sowohl als Auslegungshilfe als auch als selbständiger Prüfungsmaßstab maßgeblich. Die Prüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus nimmt dabei nicht einen durchzuführenden Effizienzvergleich vorweg. Durch den Effizienzkostenmaßstab im Ausgangsniveau wird sichergestellt, dass sich der Effizienzvergleich nicht überwiegend auf ineffiziente Kosten bezieht, die im Vergleich untereinander nicht als solche zu identifizieren wären. Die bereits bekannten ineffizienten Kosten werden in einem ersten Schritt eliminiert, damit für den zweiten Schritt, den Effizienzvergleich, keine verfälschten Ergebnisse entstehen. In diesem Zusammenhang sind auch vergleichende Betrachtungen zwischen Netzbetreibern möglich, so etwa bei der Prüfung der Verlustenergiemengen im Basisjahr.

Netzbetreiber tragen in der Kostenprüfung nach allgemeinen verwahrungsverfahrensrechtlichen Grundsätzen 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 Na-

tur der zu prüfenden Informationen, die dem Rechnungswesen des Netzbetreibers bzw. des vertikal integrierten Unternehmens entstammen. Diese internen Vorgänge sind der Regulierungsbehörde nicht bekannt, 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.

Weiterhin enthalten die Regelungen dieser Festlegungen, wie schon unter Geltung der Strom-NEV/GasNEV, 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 bzw. BK9-19/613-1-5. Einige Bestandteile der regulatorisch ansatzfähigen Netzkosten sind unmittelbar der Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen und 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 Methodikfestlegungen. 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, die Entgeltbildung unter funktionierenden Wettbewerbsbedingungen zu simulieren.

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

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 unverhältnismäßig hohem Aufwand als Einzelkosten direkt zurechnen lassen, sind als Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte Schlüsselung gegebenenfalls zunächst der Sparte Elektrizität bzw. Gas und sodann der Tätigkeit Elektrizitätsverteilung, Gasverteilung bzw. Fernleitung 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.

5. Zu Tenorziffer 5: Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter

Tenorziffer 5 regelt in Nachfolge der bisherigen § 4 Abs. 5 StromNEV/GasNEV 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.

In der Vergangenheit wurde aus den Vorschriften der Verordnungen 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. 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. Es ist auch 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. Vielmehr war zu beobachten, dass sich in den jüngsten Kostenprüfungen gezahltes Pachtentgelt und Kosten des Verpächters immer mehr angeglichen haben und daher eine eingehende Prüfung des Verpächter-Erhebungsbogens in der Kostenprüfung sachgerecht ist. Ausgangspunkt für die Beurteilung der Kosten für die Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter ist nach Satz 4 die spartenbezogene Gewinn- und Verlustrechnung des Verpächters nach § 6b Absatz 3 EnWG. Im Gasbereich ist eine Abschaffung insbesondere angezeigt, weil die KANU 2.0-Effekte ins Leere liefen, wenn die Pachtverträge insoweit erst nach dem Basisjahr angepasst würden. Bei der Prüfung der aufwandsgleichen und kalkulatorischen Kosten des Verpächters gelten die Bestimmungen der Tenorziffern 3 bis 13 entsprechend.

Satz 5 stellt klar, dass aufwandsgleiche Kosten des Verpächters nur anerkennungsfähig sind, soweit sie im Zusammenhang mit der Überlassung des verpachteten Sachanlagevermögens stehen. Im Rahmen der Stellungnahmen zum Eckpunktepapier wurde vorgetragen, dass bestimmte aufwandsgleiche Kostenpositionen im Pachtverhältnis auftraten, die nicht mit etwaigen (zusätzlichen) Dienstleistungen in Verbindung gebracht werden könnten. Als Beispiele wurden sog. Pachtnebenkosten wie Grundsteuer, Wasser-, Abwasser- oder sonstige öffentliche Gebühren, Geschäftsführergehälter und die Gewerbesteuer angeführt. Eine Verkomplizierung durch zusätzliche Dienstleistungsverträge sei hingegen zu vermeiden. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur sollten sich die ansetzbaren aufwandsgleichen Kosten in diesem Zusammenhang auf bestimmte, kon-

kret bezeichnete Ausnahmefälle 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 Bundesnetzagentur die Überprüfung und Anpassung bestehender Pachtverträge an, die vielfach noch Bestandteile enthalten, die eigentlich einer Dienstleistungsbeziehung entsprechen.

6. Zu Tenorziffer 6: Dienstleistungen

Tenorziffer 6 regelt die Kostenanerkennung für in Anspruch genommene Dienstleistungen.

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 energie-spezifische Dienstleistungen erbringen, zur Vermeidung von Diskriminierung und Quersubventionierung verpflichtet, in ihrer internen Rechnungslegung jeweils getrennte Konten für jede ihrer Tätigkeiten gem. § 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.

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.

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.

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 hingegen 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.

Nach Satz 4 sind Gewinnaufschläge von Dienstleistern aus dem vertikal integrierten 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.

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 betreffen. 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 Bundesnetzagentur eine nachgelagerte Fragestellung in Bezug auf künftige Festlegungen zur Datenerhebung sowie zu den Kostenprüfungen im Einzelfall.

7. Zu Tenorziffer 7: Aufwandsgleiche Kostenpositionen

Tenorziffer 7 nimmt die aufwandsgleichen Kostenpositionen in Bezug.

- **Zu Tenorziffer 1, Satz 1:**

Ausgangspunkt und Obergrenze für die aufwandsgleichen Kostenpositionen nach Tenorziffer 7 Satz 1 sind die nach § 6b Absatz 3 EnWG erstellten Gewinn- und Verlustrechnungen für die Elektrizitäts- bzw. Gasverteilung und Fernleitung. Die so erfassten Kosten sind einer Prüfung nach allgemeinen Maßstäben (insbesondere Tenorziffer 4) zu unterziehen.

- **Zu Tenorziffer 1, Satz 2:**

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

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 Aufwandsparemeter 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.

Im Hinblick auf die Nichtberücksichtigung durchlaufender Posten wurden vielfach Bedenken geäußert. So habe sich bei den im Eckpunktepapier angeführten Beispielen gezeigt, dass diese sich über die Jahre nicht ausgleichen. So würden sich Mehr- und Mindermengenausgleiche zunehmend negativ auf die Kosten auswirken. Als Gründe werden volatiler werdende Energiepreise sowie die ebenfalls volatile Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern wie auch die politische Lage angeführt, die sich auf die Prognosen auswirkten. Ähnlich wurde auch in Bezug auf die Differenzbilanzkreise argumentiert. Zudem wurde vorgetragen, dass administrative Kosten, z.B. für die operative Abwicklung von Umlagen, auch künftig anzuerkennen seien. Umlagen seien zudem auch künftig abzufragen, da sie maßgeblich für die erforderliche Liquidität und das betriebsnotwendige Umlaufvermögen seien.

Eine netzkostenwirksame Berücksichtigung von Mechanismen, bei denen es sich um durchlaufende Posten handelt (z.B. Offshorennetzumlage (ONU), Aufschlag für besondere Netznutzung) ist jedoch weiterhin nicht sachgerecht. Die Umsetzung dieser Mechanismen ist zudem nicht Bestandteil des originären Netzgeschäfts. Eine Berücksichtigung im Umlaufvermögen erfolgt ebenfalls – auch insoweit in Übereinstimmung mit der bisherigen Prüfpraxis – nicht (siehe Tenorziffer 9). Auch bei den Aufwendungen und Erträgen für den EEG-Ausgleichsmechanismus und den KWKG- Belastungsausgleich handelt es sich systematisch für den Netzbetreiber um durchlaufende Posten.

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.

Ein Beispiel für sich grundsätzlich im Zeitablauf ausgleichende Kosten sind im Strombereich Kosten und Erlöse für den Differenzbilanzkreis. Eine netzkostenwirksame Berücksichtigung ist hier nicht sachgerecht. Besondere Ausnahmekonstellationen, die eine abweichende Beurteilung erfordern, sind vom Netzbetreiber nachzuweisen. Der Netzbetreiber hat 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.

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 - in ständiger Praxis und gerichtlich bestätigt - weder Erlöse noch Kosten aus Differenzbilanzkreisabweichungen bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus berücksichtigt.

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 der Tenorziffer 4 somit nicht sachgerecht; dies wurde auch gerichtlich bestätigt.

Bewirtschaftungskosten für den Differenzbilanzkreis hingegen sind unter Beachtung allgemeiner Maßstäbe (Tenorziffer 4) anerkennungsfähig.

Kosten, die im Gasbereich im Zusammenhang mit der Mehr- oder Mindermengenabrechnung als Abweichung zwischen den allokierten Mengen und der tatsächlichen Ausspeisung beim Letztverbraucher entstehen, sind nicht anerkennungsfähig, da diese zwischen dem Ausspeisenetzbetreiber und dem Netzkunden abzurechnen sind. Nimmt der Ausspeisenetzbetreiber innerhalb des betreffenden Abrechnungszeitraums Mehrmengen entgegen oder liefert der Ausspeisenetzbetreiber innerhalb des betreffenden Abrechnungszeitraums Mindermengen, so hat er dem Transportkunden einen Arbeitspreis zu vergüten oder in Rechnung zu stellen. Der Ausspeisenetzbetreiber rechnet Ausgaben und Einnahmen aus der Mehr- und Mindermengenabrechnung mit dem Marktgebietsverantwortlichen ab, der die Regelenergie bereitstellt. Insgesamt entstehen hier für den Netzbetreiber letztlich keine Kosten.

- **Zu Tenorziffer 7, Sätze 3 und 4:**

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 Zinsaufwendungen und -erträge nicht unternehmensindividuell in Ansatz zu bringen. Satz 4 stellt in diesem Zusammenhang 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.

- **Zu Tenorziffer 7, Satz 5:**

Satz 5 betrifft 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.

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 der Vorgaben zum Kapitalkostenab- und aufschlag in der Festlegung RAMEN bis zum Ende der laufenden Regulierungsperiode des jeweiligen Basisjahres erstattet bekommt. Die vor ihrer Nutzungsdauer aus dem Anlagevermögen ausgeschiedenen Wirtschaftsgüter sind nicht mehr im Anlagevermögen enthalten und werden daher bei der Bestimmung der kalkulatorischen Kosten für die Folgeperiode nicht mehr berücksichtigt. Im Gasbereich werden künftig Anlagenabgänge vollständig über das System des Kapitalkostenabgleichs jährlich nachgefahren. Die Abbildung der Regelungen in den aufwandsgleichen Kosten dient hier nur einer einheitlichen Erfassung im Ausgangsniveau.

Zum Zwecke einer sachgerechten Abbildung der Anlagenabgänge in der Erlösobergrenze werden nach der StromNEF in einem ersten Schritt die kalkulatorischen Restwerte aller Anlagenabgänge nach dem letzten Basisjahr 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 zu bestimmen.

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 Fluthilfefondsmittel in Betracht.

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

Die Bundesnetzagentur wird nach Maßgabe der Tenorziffer 8 bei der kalkulatorischen Bewertung des Sachanlagevermögens vollständig das System der Realkapitalerhaltung anwenden. Das bislang zur Anwendung gelangte Mischsystem aus Nettosubstanz- und Realkapitalerhaltung wird abgelöst. Dementsprechend entfällt die bislang notwendige Unterscheidung zwischen Alt- und Neuanlagen.

Die wesentlichen Gründe für die Umstellung liegen aus Sicht der Bundesnetzagentur in der 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.

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 er-

forderlich sind. Bis zur Vorgabe durch den Ordnungsgeber war die Ermittlung von sachgerechten Preisindizes über Jahre Gegenstand von gerichtlichen Auseinandersetzungen zwischen Regulatorien 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 Regulatorien als schwer realisierbar erscheint. 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 vollständige Wechsel auf das Konzept der Realkapitalerhaltung stellt somit lediglich ein Vorziehen des ohnehin angelegten Systemwechsels hin zur Realkapitalerhaltung dar. Zudem ist auch zu berücksichtigen, dass der Anteil der Neuanlagen im Strombereich bereits so hoch ist, dass die Nettosubstanzerhaltung insgesamt massiv an Bedeutung verloren hat. Im Gasbereich kommt hinzu, dass die inhaltliche Rechtfertigung für das System der Nettosubstanzerhaltung – nämlich der fortdauernde Betrieb der Infrastruktur mit regelmäßiger Reinvestition der vereinnahmten, aufindexierten Abschreibungen in neue Anlagen – mit der absehbaren Stilllegung weiterer Teile der Gasinfrastruktur nicht mehr gegeben ist.

Satz 2 bis Satz 6 sehen einen Kompensationsmechanismus zum Ausgleich von ggf. eintretenden Vermögensnachteilen, die mit dem Systemwechsel hin zur Realkapitalerhaltung verbunden sind, vor. 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 und einmalig 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 dieser Grundlage die Indexreihen gemäß § 6a StromNEV/GasNEV 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-/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 Verbraucherpreisindex innerhalb des Nominalzinssatzes. Unter der Prämisse, dass sich die anlagengruppenspezifische Preisentwicklung und die Entwicklung des Verbraucher-

preisindizes über die Nutzungsdauer eines Anlagegegenstands in einem hinreichend langen Vergleichszeitraum entsprechen, stellt der Systemwechsel mit diesem Element einen barwertneutralen Ansatz dar.

Die Berücksichtigung einer Eigenkapitalquote von 40 % leitet sich aus den Vorgaben von § 6 Abs. 2 StromNEV/GasNEV 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 zur Anwendung gekommen und stellt den von der Umstellung zu erfassenden Anteil dar.

Weiterhin werden durch die pauschalierte Betrachtung Fehlanreize, im Basisjahr nochmals durch bilanzielle Gestaltungsmaßnahmen eine möglichst hohe Eigenkapitalquote mit Blick auf deren zukünftige Festschreibung zu generieren, vermieden. Das Abstellen auf die individuelle Eigenkapitalquote, wie noch in dem im Juli 2024 veröffentlichten Eckpunktepapier beschrieben, wird vor diesem Hintergrund von der Bundesnetzagentur nicht mehr verfolgt. Für den Gasbereich kommt hinzu, dass Wechselwirkungen mit der Festlegung KANU 2.0 existieren, da die durch die Festlegung eingeräumten Abschreibungsmodalitäten zu geringeren Restwerten und damit zu geringeren Eigenkapitalquoten führen. Diese Effekte sollten bei dem Wechsel der Kaptalerhaltungskonzeption keine Rolle spielen.

Andere Vorschläge zur Berücksichtigung der Effekte aus dem Systemwechsel lehnt die Bundesnetzagentur ab. So wurde von Seiten der Branche im Rahmen des Konsultationsprozesses vorgeschlagen, dass die Kompensation über die Berücksichtigung des Barwerts der Differenz der Zahlungsströme aus beiden Kapitalerhaltungskonzepten als Zu-/ bzw. Abschlag auf zukünftige kalenderjährige Erlösbergrenzen erfolgen könne. Diesen Vorschlag bewertet die Bundesnetzagentur als praktisch nicht umsetzbar, da dieser entsprechend weit in die Zukunft gerichtete Prognosen über die Entwicklung der anlagenspezifischen Preisindizes als auch über Entwicklung des Verbraucherpreisindex voraussetzt. Aufgrund dieser erforderlichen Prognosen ist dieser Vorschlag aus Sicht der Bundesnetzagentur mit einem zu hohen Unsicherheitsrisiko verbunden. Wie bereits beschrieben, erfolgt der Systemwechsel unter der Prämisse, dass sich die anlagengruppenspezifische Preisentwicklung und die Entwicklung des Verbraucherpreisindex über die Nutzungsdauer eines Anlagegegenstands in einem hinreichend langen Vergleichszeitraum entsprechen, barwertneutral. Auf lange Sicht ist diese Prämisse die beste zu treffende Annahme.

9. Zu Tenorziffer 9 (Kalkulatorische Abschreibungen)

In Tenorziffer 9 werden die Regelungen zu den kalkulatorischen Abschreibungen in der StromNEF vor dem Hintergrund der Neugestaltung von Anlage 1 (Anlagengruppen und Nutzungsdauern) im Vergleich zur Altregelung in § 6 StromNEF neu gefasst. Im Regelungsbereich der GasNEF werden hingegen die Vorgaben der Festlegung KANU 2.0 (GBK-24-02-2#1) in die Tenorziffer 9 überführt. Auf die Begründungen in der Festlegung Kanu 2.0 wird insoweit verwiesen.

- **Zu Tenorziffer 9.1**

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 ist daher sachgerecht.

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 aktivierte Vermögensgegenstände. Nicht aktivierten, sondern über Instandhaltungsaufwand finanzierten Vermögensgegenständen fehlt die Ansatzfähigkeit schon dem Grunde nach. Grundstücke können nicht abgeschrieben werden.

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 nicht gegeben

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.

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 (vgl. BGH, Beschl. v. 14.08.2008, KVR 35/07, Rn. 47 ff.). 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).

Betreibern von Gasverteilernetzen und Fernleitungsnetzen wird nunmehr ergänzend zur linearen Abschreibungsmethode als Option die degressive Abschreibungsmethode zur Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen ermöglicht. Hierbei wird eine Bandbreite für die Bestimmung des Abschreibungssatzes in Höhe von 8 bis 12 % des Restwertes des jeweiligen Vorjahres zugelassen. Hiermit wird der Gasnetztransformation Rechnung getragen.

- **Zu Tenorziffer 9.2**
- **StromNEF**

Kalkulatorische Abschreibungen sind jahresbezogen zu bilden 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 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.

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.

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“.

- **GasNEF**

Abweichend von Anlage 1 beträgt die niedrigste wählbare betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von Anlagegütern in der Gasversorgung für alle Anlagengruppen 2035 minus t Jahre, wobei t das Jahr der erstmaligen Aktivierung ist. Dies gilt nicht, sofern für eine Anlagengruppe die niedrigste in der Anlage 1 vorgesehene betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer kleiner als diese Nutzungsdauer ist.

Damit wird die niedrigste wählbare betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer z.T. deutlich herabgesetzt. Im Ergebnis kann die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer im Zeitraum von 2035 (zum 31.12.2034) bis zum oberen Rand der entsprechenden Nutzungsdauer gemäß Anlage 1 enden, einschließlich z.B. in den Jahren nach 2045.

Dies gilt für alle Anlagengruppen, mit Ausnahme der Anlagengruppen mit den Ziffern I.4 (Verwaltungsgebäude), I.6 (Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte) und Vermittlungseinrichtungen), I.9 (EDV-Anlagen) sowie I.10 (Fahrzeuge) der Anlage 1.

Für die Bemessung der kalkulatorischen Abschreibungen immaterieller Vermögensgegenstände ist grundsätzlich auf die handelsrechtlich zulässigen Nutzungsdauern abzustellen. Die Ausnahme bilden die als immaterielle Vermögensgegenstände aktivierten geleisteten Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse; bei diesen ist eine Nutzungsdauer von 20 Jahren zugrunde zu legen, analog zur Behandlung in Tenorziffer 13 (vgl. BGH, Beschluss vom 10. November 2015, EnVR 26/154).

Mit den hier getätigten generellen Beschreibungen ist nicht die Aussage verbunden, dass Netzbetreiber ihre Anlagengüter nach Belieben zum Jahr 2035 oder einem späteren Zeitpunkt gemäß der Regelung in Tenorziffer 2 abschreiben könnten. Vielmehr müssen sich die Entscheidung und etwaige spätere Anpassungen der Entscheidung grundsätzlich aus der konkreten Notwendigkeit einer solchen beschleunigten Abschreibung ergeben

- **Zu Tenorziffer 9.3**

Ein wichtiger Grundsatz bei der Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen bleibt das Verbot einer Abschreibung unter Null. Dieser Grundsatz stellt sicher, dass nach Ablauf des Abschreibungszeitraums keine weiteren Abschreibungen mehr vorgenommen werden, der kalkulatorische Restwert also gleich Null ist.

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

Das Verbot der Abschreibung unter Null gilt ungeachtet einer Änderung der Eigentumsverhältnisse oder der Begründung von Schuldverhältnissen. Darin kommt zum Ausdruck, dass ein Netzkäufer, 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.

- **Zu Tenorziffer 9.4 GasNEF**

Durch die Einführung der Abschreibungsmodalitäten wird sich das Datenvolumen im Hinblick auf das regulierte Sachanlagevermögen erhöhen. Während bisher in der Regel je Anlagengruppe und Zugangsjahr einheitliche Angaben getätigt wurden, werden sich die Angaben bei einer differenzierten Ausgestaltung erhöhen. Um diese einzelnen Zuordnungen und Abschreibungen auch im Zeitverlauf von mehreren Jahren eindeutig nachhalten zu können, sollen jeweils SAV-IDs entsprechend den Vorgaben in Tenorziffer 5 gebildet und zugeordnet werden.

Sofern für den Teil einer in der Vergangenheit gebildeten SAV-ID eine nunmehr abweichende Abschreibungsmodalität gewählt wird, ist dieser Anteil in eine neue SAV-ID zu überführen. Sofern die Änderung den gesamten Restwert innerhalb einer SAV-ID betrifft, kann die Änderung innerhalb dieser SAV-ID vollzogen werden. Auf diese Weise wird das Datenvolumen reduziert und die Transparenz der Änderungen bleibt hinreichend bestehen.

10. Zu Tenorziffer 10 (kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung)

Tenorziffer 10 regelt, in welcher Weise eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikogepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals (§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) in Bezug auf die Verzinsungsbasis (englisch RAB – Regulatory Asset Base) zu bestimmen ist. Die Gründe für die Einführung einer gewichteten, durchschnittlichen Kapitalkostenrate werden in den Erwägungen zur RAMEN-Festlegung dargelegt, auf die hier verwiesen wird.

- **Tenorziffer 10, Sätze 1 bis 3**

Die Gesamtkapitalverzinsung des Netzbetreibers ergibt sich gemäß Satz 1 aus der Verzinsungsbasis multipliziert mit einer gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostenrate (WACC-Rate).

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. 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.

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

Dieses zur Korrektur des Sachanlagevermögens vorgesehene Vorgehen ist im Kontext europäischer und internationaler Regulierungssysteme für netzgebundene Wirtschaftszweige das bei weitem am häufigsten anzutreffende System (CEER-Report Regulatory Framework 2023, S. 181).

Auch eine Unterscheidung der verschiedenen Arten von Zuschüssen ist nicht zielführend, da sie alle eine vergleichbare Funktion und Wirkung auf die Finanzierung des Netzbetriebs haben. Von

Seiten der Netzbetreiber wurde hier im Rahmen der Konsultation des Eckpunkteapiers 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 Kernaufgabe des Netzbetreibers ist, und die Regulierung als solche zentral auf die Fortführung eben jenes Netzbetriebs ausgerichtet ist. Würde der Netzbetrieb aufgegeben werden, unterläge der Netzeigentümer ohnehin nicht mehr diesen Methodikfestlegungen und könnte mithin daraus keinen Anspruch auf eine angemessene und risikoangepasste Verzinsung geltend machen.

Zudem wurde die handelsrechtliche Qualifikation im Jahresabschluss des Netzbetreibers, in dem passivierte Zuschüsse in einem Sonderposten außerhalb vom Eigenkapital 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 und dienen der Orientierung zur Beurteilung ökonomischer Sachverhalte. Allerdings kann das Handelsrecht im regulatorischen Kontext nicht alleine herangezogen werden. Vielmehr ist es entscheidend, die ökonomische Funktion und die ökonomische Wirkung auf die Unternehmensfinanzierung zu betrachten. Nur so kann eine angemessene und risikoangepasste Verzinsung methodisch sichergestellt werden. Ihrer Funktion nach dienen die Zuschüsse im Kontext der Unternehmensfinanzierung dazu, notwendige Mittel für Investitionen bereitzustellen, welche dann nicht vom Netzbetreiber als Eigen- oder zusätzliches Fremdkapital aufgebracht werden müssen. Dies gilt in gleicher Weise für die drei genannten Arten von Zuschüssen, weshalb sie auch gleich behandelt werden sollten.

- **Tenziffer 10, Satz 4:**

Satz 4 enthält eine Aufzählung zu den Bestandteilen des regulatorisch betriebsnotwendigen Vermögens.

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 Strom-NEV/GasNEV uneinheitlich gehandhabt. Eine Vereinheitlichung zugunsten einer Anerkennungsfähigkeit ist bezogen auf betriebsnotwendige Sachverhalte 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. Für Anlagen im Bau fallen bereits kalkulatorische Zinsen an, jedoch bis zur Fertigstellung noch keine Abschreibungen.

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.

Unverändert nicht Gegenstand des regulatorischen Vermögens sind aktive Rechnungsabgrenzungsposten und Guthaben auf Gesellschafter-Privatkonten, die in der Vergangenheit Gegenstand gerichtlicher Auseinandersetzungen bis zum BGH waren.

Finanzanlagen waren schon in der Vergangenheit nur unter bestimmten engen Voraussetzungen anerkenungsfähig. 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. Folge ist es im Sinne des WACC-Modells, dass das Kapital außerhalb der Regulierung frei investiert wird und frei Erträge erzielen kann.

- **Tenziffer 10, Sätze 5 und 6**

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.

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

Da der Jahresendbestand der Anlage im Bau im Jahr ihrer Fertigstellung mit Null anzusetzen ist, 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 Investitionskosten würden damit letztlich 1,5-fach berücksichtigt und damit die Verzinsungsbasis auf das 1,5-fache 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.

Teilweise wurde dieses Vorgehen in den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier als systematische Schlechterstellung im Vergleich zum Status quo abgelehnt. Der Entscheidung des OLG Düsseldorf (Beschluss vom 13.01.2021, VI-3 Kart 838/19 [V]) zu Investitionsmaßnahmen folgend ist eine Neuregelung auch im Kontext des Ausgangsniveaus jedoch vorzugswürdig.

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. Diese systematische Verknüpfung 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.

- **Tenziffer 10, Sätze 7 und 8**

Besondere Regelungen zum Umlaufvermögen treffen die Sätze 7 und 8.

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.

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.

Ein pauschal erhöhter Liquiditätsaufbau ist vor diesem Hintergrund 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 nur auf einen effizienten Umlaufvermögensbestand gewährt werden.

Ausgangspunkt für die einheitliche Behandlung des Umlaufvermögens im Rahmen der Methodenfestlegung ist die Umstellung der Ermittlung der Kapitalkosten auf eine pauschale Bestimmung mittels eines WACC-Modells. In zahlreichen Mitgliedstaaten der Europäischen Union erfolgt dabei auch entweder keine Verzinsung des Umlaufvermögens oder die Verzinsung des Umlaufvermögens erfolgt nur teilweise. Die Anerkennung eines etwaigen (Mindest-)Ansatzes beim betriebsnotwendigen Umlaufvermögen ist folglich nicht gemeine Praxis innerhalb der Europäischen Union. Selbst die Nichtanerkennung eines Ansatzes würde dementsprechend nicht per se eine Schlechterstellung von Investitionen in deutsche Netzbetreiber herbeiführen.

In Deutschland war die grundsätzliche Einbeziehung von Umlaufvermögen in die Verzinsungsbasis hingegen im regulatorischen System etabliert (vgl. § 7 Abs. 1 StromNEV). Neben den Vorräten und den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen waren auch liquide Mittel grundsätzlich

anererkennungsfähig, wenn die Betriebsnotwendigkeit nachgewiesen werden konnte. 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. Gleichzeitig ist der Effekt auf die anererkennungsfähigen 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.

Dieses Vorgehen ist insbesondere vor dem Hintergrund einer insgesamt pauschalierten Kapitalverzinsung angemessen. 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 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.

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 ein Instrument zur Steigerung der Kosteneffizienz.

Dabei sollen, 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. Ein alternativ denkbare Abstellen auf die Umsatzerlöse ist nicht sachgerecht. Diese schwanken insbesondere im Gasbereich temperaturbedingt 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. Zudem beinhaltet die angepasste Erlösobergrenze teilweise Planansätze. Insofern ist es vorzugswürdig, künftig einheitlich für die Bestimmung der Quote auf die Kosten des Ausgangsniveaus in Bezug auf das Basisjahr, das geprüft wird, abzustellen.

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

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. Zu berücksichtigen ist dabei,

dass hiervon nur der Teil des Umlaufvermögens erfasst ist, der nicht durch zinslose Verbindlichkeiten gedeckt wird. Darüberhinausgehende 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.

Der Ansatz dieser Quote wurde bereits in den Eckpunkten vom 19.07.2024 diskutiert. Aus den Stellungnahmen ergibt sich dazu kein Erfordernis einer höheren Quote. Zwar wurde der Ansatz von 1/24 in zahlreichen Stellungnahmen als zu niedrig bemängelt. Jedoch wurden keine triftigen Sachargumente für die Betriebsnotwendigkeit einer höheren Quote vorgetragen. Gleiches gilt für die Forderungen zur Eröffnung des Nachweises eines höheren betriebsnotwendigen Umlaufvermögens, z.B. durch Vorlage einer Cashflow-Rechnung.

Betriebsnotwendige Vorräte im Sinne von § 266 Abs. 2 HGB werden hingegen separat und in vollständiger Höhe anerkannt (Tenorziffer Satz 4 d)).

Satz 8 dient in erster Linie der technischen Umsetzung der Ermittlung des Umlaufvermögens bei Verpächter- oder Dienstleitungsverhältnissen. Die pauschale Ermittlung des Umlaufvermögens erfolgt jeweils beim Netzbetreiber, Verpächter, Subverpächter und Dienstleister separat. Dies folgt der Überlegung, dass die Ermittlung des regulierten betriebsnotwendigen Umlaufvermögens als Pauschale immer zum gleichen Ergebnis führen soll, egal ob Verpächter- oder Dienstleistungsverhältnisse bestehen. Insofern wird auf den Minimumabgleich verzichtet, zumal damit verhindert wird, dass über die Ausgründung von Pachtverhältnissen die Umlaufvermögenspauschale steigt und damit der Netzkunde höhere Netzentgelte zu tragen hätte. Eine Besserstellung von Netzbetreibern im Pachtmodell bzw. mit verbundenen Dienstleistern im Vergleich zu Netzbetreibern, die als große Netzgesellschaft organisiert sind, ist nicht sachgerecht.

11. Zu Tenorziffer 11 (Zinsbonus)

Sinn und Zweck des Zinsbonus ist ein Anreizsystem für die Einwerbung von Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen. Tenorziffer 11 regelt, wie der Zinsbonus für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber der Höhe nach zu bestimmen ist. Dazu werden die Restwerte der Zuschüsse, auf welcher 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.

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.

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 Zu-

zuschüsse nicht mehr für den Zinsbonus qualifiziert. Eine Berücksichtigung erfolgt im Kapitalkostenaufschlag gemäß Festlegung RAMEN. Im Ausgangsniveau hingegen bleibt der Zinsbonus unberücksichtigt.

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.

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. Es ist daher erforderlich, Netzbetreiber zur Einwerbung entsprechender Zuschüsse anzureizen. 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 Anzeizeffekt 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.

12. Zu Tenorziffer 12 (Kalkulatorische Gewerbesteuer)

In Tenorziffer 12 ist – in Abweichung vom Eckpunktepapier – der Ansatz einer kalkulatorischen Gewerbesteuer geregelt. Die Bundesnetzagentur 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 vorgetragene 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.

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.

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 (vgl. BGH, Beschl. v. 14.08.2008, KVR 34/07, Rn. 86 ff.). Auch wird entsprechend einem rein kalkulatorischen Ansatz auf die zusätzliche Berücksichtigung von weiteren Zu- und Kürzungen bei der Bemessungsgrundlage verzichtet (BGH, Beschl. v. 25.09.2008, EnVR 81/07, Rn. 23). Eine zusätzliche Bereinigung der Eigenkapitalverzinsung um die Gewerbesteuer ("Im-Hundert-Rechnung") kommt nicht in Betracht (BGH, Beschl. v. 10.11.2015, EnVR 26/14, Rn. 46.).

13. Zu Tenorziffer 13 (Kostenmindernde Erlöse und Erträge)

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

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 4, die Gewinn- und Verlustrechnung. Nach Maßgabe der Festlegung RAMEN sind auch hier Besonderheiten des Geschäftsjahres zu berücksichtigen.

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

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/GasNEV 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/GasNEV einerseits sowie § 9 Abs. 2 StromNEV/GasNEV andererseits wurden aufgrund des gleichen Bedeutungsgehalts nunmehr in einem Satz zusammengezogen.

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 Bundesnetzagentur 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.

Hinsichtlich der Investitionszuschüsse wird im Rahmen der Konsultation zum Eckpunktepapier 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.

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.

14. Zu Tenorziffer 14 (Periodenübergreifende Saldierung)

In Tenorziffer 14 werden die Regelungen des bisherigen § 11 StromNEV/GasNEV 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.

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 Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Betrages erfolgt mit einem angemessenen Zinssatz, der dem Regulierungskontozinssatz aus der Festlegung RAMEN entspricht.

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.

15. Zu Anlage 1 StromNEF (Anlagengruppen und Nutzungsdauern)

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

Immaterielle Vermögensgegenstände

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 Auflösungs-systematik in Tenorziffer 13.

Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen

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.

Werkzeug/Geräte

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

Die Erzeugungsanlagen werden im Netzbetrieb nicht mehr verwendet. Die Anlagengruppen 1. bis 6. werden daher gestrichen.

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

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.

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

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

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

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

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

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.

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

Die bisherige Anlagengruppe „Telefonleitungen“ wird in „Kommunikationsleitungen“ umbenannt. Die Anlagengruppe erhält eine Unterteilung in „Analoge Leitungen“ mit der bisherigen Nutzungsdauer von 30 Jahren und „Digitale Leitungen“ mit einer kürzeren Nutzungsdauer von 20 Jahren.

Hauptverteilerstationen

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

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.

Ortnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke

Ortnetz-Transformatoren und Kabelverteilerschränke sollen nicht mehr separat geführt werden. In Zukunft erfolgt die Aktivierung in den Anlagengruppen „Analoge Ortsnetzstationen“ oder „Digitale Ortsnetzstationen“.

Fahrbare Stromaggregate

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“

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.

16. Zu Anlage 1 GasNEF

- **Sachanlagevermögen**

Im Regelungsbereich der GasNEF werden die Vorgaben der Festlegung KANU 2.0 (GBK-24-02-2#1) in die Tenorziffer 9 überführt. Im Wesentlichen werden die durch die GasNEF auf Grundlage der linearen Methode eingeräumten Abschreibungsmodalitäten, welche auf Grundlage der Anlage 1 zur GasNEF beruhen, durch die Festlegung KANU 2.0 weiter flexibilisiert. Auf dieser Grundlage waren die in der GasNEF für das Sachanlagevermögen kodifizierten Nutzungsdauern in der Anlage 1 unverändert beizubehalten.

- **LNG-Anbindungsanlagen**

Mit der Festlegung KANU (BK9-22/614) wurden erstmals Nutzungsdauern für LNG-Anbindungsanlagen eingeführt. Diese Regelung wird nun in Anlage 1 GasNEF überführt. Der Anlagengruppe „LNG-Anbindungsanlagen“ sind alle Anlagen zuzuordnen, welche zur für den Netzanschluss erforderlichen Infrastruktur nach § 39a Nr. 3 GasNZV gehören. Die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer für diese Anlagengruppe nach Satz 1 entspricht der erwarteten Betriebsdauer der angeschlossenen LNG-Anlage, mindestens aber fünf Jahre. Die mögliche Obergrenze wird abgeleitet aus der Nutzungsdauer für kathodisch geschützte Stahlleitungen.

- **Immaterielle Vermögensgegenstände**

Die Immateriellen Vermögensgegenstände werden mit den Untergruppen „Selbst geschaffene gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte“, „Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten“ sowie „Geleistete Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse“ aufgenommen. Es wird wie im Kapitalkostenaufschlag 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.