



Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs.1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1, 5 und 11 und § 4 Abs. 1, 2 ARegV

wegen **Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen
für die vierte Regulierungsperiode Gas (2023 bis 2027)**

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

durch den Vorsitzenden

Dr. Christian Schütte,

den Beisitzer

Roland Naas

und den Beisitzer

Stefan Tappe

gegenüber der Ferngas Netzgesellschaft mbH, Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig b. Nürnberg, vertreten durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

am 06.10.2025 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2023 bis zum 31.12.2027 gemäß **Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen** dieses Beschlusses festgelegt.
2. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr anzupassen, sofern sich der Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV, dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1, S. 3 ARegV oder volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV ändern.
3. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV unverzüglich schriftlich bei der Beschlusskammer anzuzeigen.
4. Die Beschlusskammer wird diesen Beschluss ungeachtet einer zwischenzeitlich eingetretenen Bestandskraft hinsichtlich des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors anpassen, wenn
 - a) der Netzbetreiber Beschwerde gegen den Beschluss der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors vom 09.05.2025 (BK4-22-085) eingelegt und nicht zurückgenommen hat und
 - b) der Beschluss BK4-22-085 gegenüber dem Netzbetreiber entweder durch eine rechtskräftige Entscheidung oder von der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur aufgehoben und in der Weise abgeändert wird, dass ein anderer genereller sektoraler Produktivitätsfaktor festgelegt wird, als dies im ursprünglichen Beschluss BK4-22-085 vorgesehen war.
5. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

3. Durchführung des Effizienzvergleichs gemäß § 12 Abs. 1 ARegV

Um einen Effizienzvergleich gemäß § 12 Abs. 1 ARegV durchführen zu können, hat die Bundesnetzagentur Vergleichsparameter gemäß § 13 Abs. 3 ARegV ermittelt. Hierfür war eine Strukturdatenabfrage bei allen Netzbetreibern vorzunehmen, die keine Genehmigung zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren gemäß § 24 Abs. 4 S. 3 ARegV erhalten hatten. Die erforderlichen Strukturdaten der Netzbetreiber wurden von der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Festlegung vom 20.01.2021 (BK9-20/603) erhoben. Die Übermittlung der Strukturdaten hatte grundsätzlich bis zum 30.04.2021 zu erfolgen.

Im Vorfeld zu der Festlegung hat die Bundesnetzagentur den Erhebungsbogen zur Abfrage der Strukturparameter – wie er in der dritten Regulierungsperiode verwendet wurde – überarbeitet. Dazu fand am 27.08.2020 eine Veranstaltung mit Netzbetreibern und Verbänden statt, in welcher der Datenerhebungsprozess und geplante Änderungen der Abfrage vorgestellt und im Anschluss ein Pretest-Erhebungsbogen versendet wurden. Zu diesem konnten bis zum 28. September 2020 Anmerkungen übermittelt werden. Im Ergebnis kam es zu einem Wegfall der Abfrage der Materialklassen sowie einer zusätzlichen Abfrage von Nachweislisten zu Messlokationen und Anschlusspunkten > 5 bar (Kundenlisten, interne Anschlusspunkte). Darüber hinaus wurden im Erhebungsbogen bereits Altdaten- und Konsistenzprüfungen implementiert. Weiterhin hat die Bundesnetzagentur am 10.03.2021 ein Webinar für Netzbetreiber durchgeführt, um Fragen zur Befüllung des Erhebungsbogens sowie Datendefinitionen zu beantworten. Die Netzbetreiber hatten sowohl im Vorfeld als auch während der Veranstaltung die Möglichkeit, Fragen zu stellen. Die Fragen und dazugehörigen Antworten wurden im Nachgang auf der Internetseite¹ der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Die Bundesnetzagentur hat die vom Netzbetreiber übermittelten Daten einer Konsistenz- und Plausibilitätskontrolle unterzogen. Der Netzbetreiber wurde im Falle beobachteter Inkonsistenzen oder unplausibler Datenübermittlungen aufgefordert, diese zu erläutern und, sofern eine Adjustierung der Daten erforderlich war, die

1

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK09/BK9_99_FL_2022/Downloads/BK9-20-603_FAQ_Download.pdf?blob=publicationFile&v=5

korrigierten Daten erneut der Bundesnetzagentur zu übermitteln. Schließlich wurden die Daten an ein externes Beraterkonsortium, unter Federführung von Frontier Economics Ltd und Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer zwecks weiterer Prüfungen und Parameterermittlung gesendet.

Im Rahmen des Verfahrens wurden die nicht anonymisierten Daten aller Netzbetreiber am 19.10.2021, 30.11.2021 sowie 21.10.2022 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur gemäß § 23b Abs. 1 S. 1 Nr. 7 EnWG veröffentlicht. Im Vorfeld zu den Veröffentlichungen wurden jeweils Blankotabellen zur Verfügung gestellt, damit die Netzbetreiber über den vorgesehenen Datenumfang sowohl informiert waren, als auch Anmerkungen zu diesem geben konnten. Die Datenveröffentlichung erfolgte, um den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, die Datenqualität des gesamten Datensatzes zu prüfen und die Bundesnetzagentur über eventuelle Auffälligkeiten im Datensatz zu informieren. Eine Aktualisierung des finalen Datensatzes fand am 21.06.2023 statt. Im Zeitraum vom 11.02.2022 bis 31.08.2022 wurden den Netzbetreibern individuelle Datenquittungen zur Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und Gebietseigenschaften gemäß § 13 Abs. 3 ARegV übersandt. Die Bundesnetzagentur hat dabei die auf Konsistenz und Plausibilität geprüften Strukturdaten des Netzbetreibers, die hieraus errechneten Datengrößen, die Abbildung des Netzgebietes sowie die aus dem Netzgebiet mittels GIS-System bestimmten gebietsstrukturellen Datengrößen übermittelt. Hinsichtlich der gebietsstrukturellen Daten waren der Datenquittung erläuternde Texte beigelegt. Jedem Netzbetreiber wurden mindestens zwei Datenquittungen übermittelt. Den Netzbetreibern wurde nach Übersendung der Datenquittungen Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Im Rahmen der Plausibilisierung wurden eventuelle Datenunstimmigkeiten mit den Netzbetreibern geklärt und gegebenenfalls durch den Netzbetreiber korrigiert. In fünf Fällen hat die Bundesnetzagentur die übermittelten Daten von Amts wegen angepasst. Bei den Schreiben zur Datenquittung wurde jeweils darauf hingewiesen, dass die Bundesnetzagentur im Falle einer unterbleibenden Äußerung die in den Datenquittungen enthaltenen Strukturdaten der Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Effizienzwerte zugrunde legen wird.

Am 16.12.2022 fand eine Konsultationsveranstaltung für die Netzbetreiber und die Branche statt, die das methodische Vorgehen und mögliche im finalen Effizienzvergleich verwendete Parameter zum Gegenstand hatte. Dabei wurde den

Teilnehmern zunächst der Prozess der Datenerhebung mit Hinblick auf eine stetige Verbesserung der Datenqualität sowie die Durchführung der Datenplausibilisierung vorgestellt. Des Weiteren wurden das Vorgehen sowie die Ergebnisse der ingenieurwissenschaftlichen und der statistischen Kostentreiberanalyse präsentiert. Als Kriterien, die im Rahmen der Modellfindung zu berücksichtigen sind, wurden die Informationsgüte, der Erklärungsgehalt der Parameter (Signifikanz), der Post-Estimation-Tests, die ingenieurwissenschaftliche Plausibilität und die Eignung zur Ermittlung von Effizienzwerten genannt. Im Rahmen der Konsultation wurden keine Effizienzwerte vorgestellt. Gleichwohl wurde jedoch unter Vorbehalt weiterer statistischer Überprüfungen eine Variation des Modells des Effizienzvergleichs der dritten Regulierungsperiode als vorzugswürdig vorgestellt. Zum Zeitpunkt der Konsultation lagen von 185 von insgesamt 189 Netzbetreibern finale Aufwandparameter vor.² Bei den vier fehlenden Netzbetreibern handelt es sich um zwei Unternehmen in Zuständigkeit einer Landesregulierungsbehörde sowie zwei Unternehmen in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur.

Im Nachgang zu der Konsultationsveranstaltung wurde den Netzbetreibern sowie Verbänden die Möglichkeit zur Stellungnahme bis 27.01.2023 gegeben. Es wurde unter anderem Folgendes vorgetragen:

Die Weiterentwicklung des Modells der dritten Regulierungsperiode sei im Sinne einer kontinuierlichen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs ausdrücklich zu begrüßen.

Es seien jedoch weitere Konsultationen erforderlich. Die bisherige Konsultation genüge nicht den Voraussetzungen der ARegV, da maßgebliche Informationen zu spät bzw. noch gar nicht veröffentlicht worden seien. Die Möglichkeit zum Gutachtenentwurf Stellung zu nehmen, müsse gegeben werden.

Der vollständige und finale Datensatz sei zwingend zu veröffentlichen und zur Modellfindung sowie Berechnung der endgültigen Effizienzwerte heranzuziehen. Es

² Die statistische Kostentreiberanalyse und die Modellfindung, die in der Konsultation vorgestellt wurden, sind mit 187 Unternehmen durchgeführt worden. Von zwei Netzbetreibern sind vorläufige Kosten-daten verwendet worden. Zudem wurde der Vergleichsparameter „NLv2BK456“ [Gewichtung des Anteils der vorherrschenden Bodenklassen 4, 5 und 6 (Tiefenstufe 0-2m) mit der Netzlänge (inklusive Hausanschlussleitungen)] – anders als im Rahmen des Effizienzvergleichs der dritten Regulierungsperiode – mit Berücksichtigung der Bodenklasse 7 in der Anteilsberechnung gebildet. Im Nachgang zur Konsultation wurde daher der Modellvorschlag aus der Konsultation aktualisiert, indem nur zu diesem Zeitpunkt finale Kostendaten (n=185) sowie der Vergleichsparameter „NLv2BK456“ ohne Berücksichtigung der Bodenklasse 7 in der Anteilsberechnung verwendet wurden.

könne bereits zu individuell großen Abweichungen bei einzelnen Effizienzwerten kommen, wenn der Datensatz statt aller 189 nur 185 Netzbetreiber umfasst. Für die statistische Kostentreiberanalyse sei ebenfalls der vollständige Datensatz zugrunde zu legen. Die Ergebnisse seien sodann erneut zu konsultieren.

Es lägen zudem Datenunstimmigkeiten vor: So wiesen Netzbetreiber zwar Anschlusspunkte in einer Druckstufe auf, jedoch keine dazugehörigen Leitungslängen in dieser bzw. einer höheren Druckstufe.

Aufgrund der hohen Bedeutung der Modellnetzanalyse, welche den ingenieurwissenschaftlichen Grundstein der Kostentreiberanalyse bilde, sei ein hohes Maß an Transparenz und Nachvollziehbarkeit notwendig, welche nicht gegeben sei. Zudem wird kritisiert, dass die Heterogenität der Netzbetreiber – so wie in der dritten Regulierungsperiode – nach wie vor nicht berücksichtigt werde. Auch sei es verwunderlich, dass die Datengrundlage für die Modellnetzanalyse der vierten Regulierungsperiode einem Papier entnommen werden könne, welches sich mit dem Einfluss der Energiewende auf die Modellierung der Gasverteilnetze befasse. Zusätzlich sei den Konsultationsunterlagen nicht zu entnehmen, dass die verwendeten Kostendaten aus dem Jahr 2015 stammen. Es seien jedoch die des Geschäftsjahres 2020 zu verwenden, damit nicht unterschiedliche Kostenbasen miteinander verglichen würden.

Es sei grundsätzlich kritisch zu sehen, dass die Anzahl der Netzbetreiber, die ihren best-of-four-Wert aus der DEA-Methode erhalten, mit jeder weiteren Regulierungsperiode abnehme. Die zunehmende Bedeutungslosigkeit der DEA führe gerade bei Netzbetreibern mit klassischer Verteilungsaufgabe dazu, dass ein Effizienzwert von 100% nicht mehr erreichbar sei. Es dürfe jedoch keine Marginalisierung bzw. Entwertung der DEA stattfinden. Bei der Modellwahl müssten daher auch die Anforderungen der DEA an ein Effizienzmodell berücksichtigt werden.

Eine Effizienzwertbestimmung mittels SFA führe dazu, dass methodenimmanent kein Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 % erreichen könne, da niedrige Ineffizienzen systematisch überschätzt würden. Diesem Problem müsse mit einer Hochskalierung der Effizienzwerte begegnet werden, um so auch den Anforderungen der ARegV an den Effizienzvergleich zu genügen.

Die Beurteilung von Ausreißern in der DEA im Rahmen der Dominanzanalyse mittels F-Test sei nicht anwendbar, weil die Effizienzwerte aus einer nicht-parametrischen Untersuchung stammten und ein parametrischer Test zur Anwendung kommen solle. Zudem gehe der Test von der Annahme aus, dass die beiden zu vergleichenden Werte aus zwei unabhängigen Stichproben stammten, tatsächlich würden aber zwei verschiedene Effizienzwerte des gleichen Unternehmens miteinander verglichen. Die Dominanzanalyse solle daher auf Basis nicht-parametrischer Tests durchgeführt werden, welche die „paired“-Struktur der vorliegenden Daten berücksichtigten.

Die Heterogenität der Netzbetreiber sei nicht hinreichend berücksichtigt worden und führe daher zu Verzerrungen. Es seien u.a. strukturelle Unterschiede, Größenunterschiede, Unterschiede bei der Netzlänge pro Ausspeisepunkt zu berücksichtigen. Ebenfalls sei es Aufgabe des Effizienzvergleichs, die Heterogenität der Versorgungsaufgabe (Transport vs. Verteilung, regional vs. Ortsverteilung) abzubilden. Eine Überprüfung, wie auch die Versorgungsaufgabe der kombinierten Versorger berücksichtigt werden könne, müsse erfolgen.

Es sei weiterhin zu prüfen, ob eine getrennte Parametrisierung in DEA und SFA geeignet sei, um die Heterogenität besser abzubilden. Die ARegV würde die Verwendung unterschiedlicher Parameter in DEA und SFA zulassen. Eine Beurteilung der Modellkandidaten ausschließlich aus Sicht der SFA sei problematisch. Es zeige sich, dass die ausgewählten fünf Modellparameter aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht insbesondere in der DEA keinen ausreichenden Kostenerklärungsgehalt böten. So würden die wenigen Netzbetreiber, die reine Transportaufgaben wahrnehmen, bei den Vergleichsparametern Rohrvolumen und Jahreshöchstlast derart stark dominieren, dass diese für die übrigen Netzbetreiber keinerlei Unterscheidungskraft mehr besäßen. Es verblieben daher nur noch die drei Parameter Messstellen, Ausspeisepunkte > 5 bar sowie Bodenklassen, um die strukturelle Heterogenität dieser Netzbetreiber abzubilden. Einzelne Vorträge verschärfen diese Aussage, indem ebenfalls der Parameter Ausspeisepunkte > 5 bar als für eine Vielzahl von Netzbetreibern ohne Relevanz im Effizienzvergleich benannt wird. Es müsse sichergestellt werden, dass Effizienzwerte nicht durch einzelne Unternehmen maßgeblich beeinflusst werden und einzelne Vergleichsparameter für die Mehrheit der Netzbetreiber ohne Relevanz seien. Man könne die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben gegebenenfalls durch eine höhere Anzahl der

Vergleichsparameter oder einer Disaggregation der bestehenden Variablen abbilden. Analysen zur optimalen Modellgröße bei der DEA würden zeigen, dass ein Modell mit mehr als fünf Parametern optimal wäre, um die Heterogenität angemessen abzubilden. Durch geeignete Kennzahlenvergleiche und statistische Methoden müsse gewährleistet werden, dass objektiv strukturell nicht vergleichbare Netzbetreiber aus dem Datensatz entfernt werden würden. Gerade Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet seien mit sehr großen oder sehr kleinen Netzbetreibern strukturell nicht vergleichbar, würden jedoch häufig die Effizienzgrenze bilden. Insbesondere Untersuchungen zur Verteilung der Effizienzwerte und Outputgewichte seien hierfür geeignet.

Die durchzuführende Ausreißeranalyse solle nicht nur den Vorgaben der ARegV, sondern auch dem Stand der Wissenschaft entsprechen, d. h. aktuelle Erkenntnisse zur Nichterkennung von Ausreißern seien zu berücksichtigen, um sog. „verdeckte Ausreißer“ zu identifizieren. Nach Durchführung der Ausreißeranalyse dürften einzelne Unternehmen in der SFA die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber nicht erheblich beeinflussen; Die Ausreißeranalyse sollte mehrfach durchgeführt werden; Es sei fraglich, inwiefern die Methode der Cook's Distance geeignet sei, die relevanten Ausreißer zu identifizieren. Auch Unternehmen, die nicht als Ausreißer entdeckt würden, hätten nachweislich einen erheblichen Einfluss auf die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber; Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet seien bereits vor der Ausreißeranalyse aus dem Datensatz zu entfernen, da sie sich von den anderen Netzbetreibern unterscheiden würden. Es reiche nicht, diese als Ausreißer zu identifizieren, da dadurch die eigentlichen Ausreißer nicht mehr als solche erkannt würden.

Die Anpassung des Bodenklassenparameters auf eine Grabungstiefe von 0 bis 2 Metern wurde sowohl begrüßt als auch kritisch gesehen. Zum einen sei sie mit Hinblick auf die Praxis sowie die technischen Vorgaben aus den DVGW-Arbeitsblättern sachgerecht. Zum anderen wurde dies jedoch auch als praxisfern bezeichnet, da der Tiefenbereich von 1 bis 2 Metern für die Kosteneffizienz keine Rolle spiele. Es wurde zudem kritisiert, dass keine Begründung für den Wechsel von 0 bis 1 auf 0 bis 2 Metern erfolgt sei oder warum nur die anteiligen Leitungslängen für die Bodenklassen 4, 5 und 6 umfasst würden. Leitungslängen in den leichten Bodenklassen würden so keine Berücksichtigung finden. Ein Wechsel müsse ingenieurwissenschaftlich begründet

werden und nicht nur aufgrund fehlender Signifikanz erfolgen. Darüber hinaus würden sich durch die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur durch die Methodik der Parameterberechnung andere Ergebnisse ergeben, als wenn man den Parameter gesondert erhoben hätte.

Die Oberflächenversiegelung müsse ebenfalls bei der Parameterwahl Berücksichtigung finden. Gerade großstädtische Netzbetreiber würden sonst benachteiligt, da Gasleitungen vermehrt unter Fahrbahnen verlegt werden müssten, was deutlich kostenintensiver sei. Der Parameter Bodenklassen decke diese Erschwernis nicht ab.

Eine zusätzliche Berücksichtigung der internen Ausspeisepunkte > 16 bar könnte ebenfalls die kombinierten Versorger abbilden, damit diese gegenüber den Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet nicht benachteiligt werden.

Der kostentreibende Einfluss der Druckstufen bzw. Netzebenen solle im Rahmen der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse eingehend untersucht werden; Es solle die Wahl der Druckstufe bei der Verwendung des Rohrvolumens Berücksichtigung finden, da ansonsten keine angemessene Erfassung der starken Abhängigkeit der Leitungskosten pro Volumeneinheit von der Druckstufe stattfinde; Die pauschale Behauptung, die Wahl von Druckstufe und Netzebene sei vom Netzbetreiber weitgehend beeinflussbar und somit beim Effizienzvergleich als endogen zu behandeln, sei weder sachgerecht noch haltbar.

4. Effizienzvergleichsmodell und Ausgestaltung der Methoden gemäß Anlage 3 ARegV

Mit Stichtag zum 21.02.2023 lagen die finalen Aufwands- und Vergleichsparameter von insgesamt 187 Netzbetreibern unter Berücksichtigung aller bis dahin angefallenen Korrekturen beim Beraterkonsortium vollständig vor. Mit diesem Datensatz wurden alle im Gutachten beschriebenen Arbeitsschritte (inkl. einer erneuten Kostentreiberanalyse) durchgeführt.

Mit Schreiben vom 25.05.2023 wurden dem Netzbetreiber die Ergebnisse des Effizienzvergleichs einschließlich der im Modell verwendeten Parameter übermittelt. Der Best-of-four-Wert betrug 100 %.

Am 20.06.2023 wurde der Gutachtenentwurf des Beraterkonsortiums, in dem das beabsichtigte Effizienzvergleichsmodell einschließlich der Erwägungen, die zur Wahl des Modells und der Parameter geführt haben, ausführlich dokumentiert wird, fertig gestellt. Es wurde am 21.06.2023 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zur Anhörung der Netzbetreiber, übrigen Wirtschaftskreise und Verbraucher veröffentlicht („Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Gas (4. Regulierungsperiode)“, Gutachten im Auftrag der BNetzA, Anhörungsentwurf, 20. Juni 2023).³ Darüber hinaus wurden die Netzbetreiber als unmittelbar Betroffene sowie die Netzbetreiberverbände (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Verband kommunaler Unternehmen e.V. und Geode Deutschland e.V.) mit E-Mail vom gleichen Tag auf die Veröffentlichung hingewiesen und aufgefordert, hierzu bis zum 21.07.2023 Stellung zu nehmen.

Entscheidungen des Bundesgerichtshofes vom 26.09.2023

Der Bundesgerichtshof hat mit drei Entscheidungen vom 26.09.2023 (EnVR 37/21, EnVR 43/22 und EnVR 44/22) die Erlösobergrenzen der dritten Regulierungsperiode Gas der betroffenen Netzbetreiber in Bezug auf den Effizienzvergleich mit folgender Begründung vom 17.10.2023 teilweise aufgehoben.

Systematische Bevorzugung von Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet zu Lasten der anderen Netzbetreiber in der DEA

Der Bundesgerichtshof hat festgestellt, dass objektiv gegebene strukturelle Besonderheiten der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet nicht oder zumindest nicht in angemessener Weise im Vergleich zu den anderen Netzbetreibern berücksichtigt worden seien. Das ausgewählte Effizienzvergleichsmodell bevorzuge systematisch die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet zu Lasten der anderen Verteilernetzbetreiber.

Dies folge aus dem Umstand, dass bei der Auswahl der Vergleichsparameter der Wirkungsweise der DEA und der damit verbundenen Gefahr einer Bevorzugung von Unternehmen, die – wie die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet – aufgrund extremer Ausprägung bei einem einzigen oder einzelnen Vergleichsparametern Peer-

3

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVNB/start.html>

Unternehmen für die übrigen Netzbetreiber würden und durch diese sogenannten Alleinstellungsmerkmale deren Effizienzwerte nachteilig beeinflussten, nicht ausreichend Rechnung getragen worden sei.

So verblieben vorliegend nach Ausreißeranalyse der weit überwiegende Teil der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet – insgesamt sechs – im Datensatz – anders als in der zweiten Regulierungsperiode, wo alle Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet Ausreißer waren und damit ein durch sie verursachter verzerrender Einfluss ausgeschlossen werden konnte – und spannten zusammen mit weiteren neun bzw. zehn Netzbetreibern die Effizienzgrenze auf. Das herangezogene Modell stehe deshalb – auch unter Berücksichtigung des weiten Regulierungsermessens der Bundesnetzagentur – mit den Vorgaben des § 21a Abs. 5 Satz 1 EnWG nicht in Einklang.

Bereits die Gesamtbetrachtung der individuellen Effizienzwerte aller 183 am Effizienzvergleich beteiligten Netzbetreiber lege die strukturelle Bevorzugung der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet durch das Effizienzvergleichsmodell nahe. Alle Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet erhielten nach der Best-of-four-Methode aus der DEA einen Effizienzwert von 100 %, während diesen Wert von den übrigen 175 am Effizienzvergleich beteiligten Netzbetreibern (nur) 14 weitere Unternehmen erreichten. Es erscheine aber fernliegend, dass 100 % der reinen Transportnetzbetreiber effizient seien, jedoch nur 8 % der übrigen Verteilernetzbetreiber.

Drei der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet erhielten ihren Status als Peer-Unternehmen in der DEA über jeweils nur einen einzigen Vergleichsparameter, nämlich – bei beiden Kostenarten – das Rohrvolumen, die Jahreshöchstlast und – bei den standardisierten Kosten – die Ausspeisepunkte über 5 bar. Dies untermauere, dass im damals vorliegenden Effizienzvergleichsmodell Unternehmen mit Netzstrukturen, wie sie bei Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet bestünden, bei drei der fünf für das Modell ausgewählten Parameter ihre Outputwerte so kostengünstig erzielen könnten, dass für sie die beiden anderen Vergleichsparameter – teilweise sogar vier von fünf Vergleichsparametern – in der DEA keine Bedeutung mehr hätten.

Einher gehe bei Unternehmen mit Alleinstellungsmerkmalen wie den Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet das Risiko einer Effizienzüberschätzung. Im Gesamtergebnis könnten diese im Verhältnis zu anderen Unternehmen besser eingestuft werden, ohne dass dies durch eine tatsächlich höhere Effizienz begründet wäre. Die Bundesnetzagentur habe nicht festgestellt und dargelegt, dass die Dominanz der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet bei den in der DEA ermittelten Effizienzwerten durch eine tatsächlich gegenüber den anderen Netzbetreibern höheren Effizienz bedingt sei. Aufgrund der auffälligen Ergebnisse sei dies aber angezeigt gewesen.

Dabei sei jedoch die Einbeziehung der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet in den Effizienzvergleich kein Rechtsfehler. Die Durchführung eines von vornherein separaten Effizienzvergleichs ist gemäß Bundesgerichtshof nur dann geboten, wenn den bestehenden strukturellen Unterschieden nicht durch eine geeignete Ausgestaltung eines gemeinsamen Effizienzvergleichs in angemessener Weise Rechnung getragen werden könne.

Erreichbarkeit eines Effizienzwertes von 100 % in der SFA

Das ausgewählte Effizienzvergleichsmodell setze sich über die normativen Vorgaben hinweg, indem in der SFA, aus der 150 der beteiligten 183 Netzbetreiber ihren best-of-four-Wert erhielten, Effizienzwerte von lediglich unter 97 % vergeben würden, obwohl die Netzbetreiber in der SFA als effizient ausgewiesen würden. Demgegenüber erlangten in der DEA 23 Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100%.

Die ARegV verlange gemäß der Vorgabe in Nr. 2 der Anlage 3 zu § 12, dass effiziente Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100% erhielten. Dass dieser Wert in der DEA erreicht werden könne, reiche allein nicht aus. Dies müsse in beiden durch die ARegV vorgegebenen und gleichberechtigt nebeneinanderstehenden Methoden möglich sein.

Dem stehe nicht entgegen, dass ein Wert von 100% methodenimmanent nicht erreichbar sei. Der Wert von 100% könne auch auf andere Weise – etwa durch Zuschläge oder Anhebung des Niveaus – sichergestellt werden.

Methodische Anpassungen für den Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode

Für die 4. Regulierungsperiode ist der Effizienzvergleich für die Verteilernetzbetreiber Gas zeitlich vor den oben genannten Entscheidungen des Bundesgerichtshofes vom 26.09.2023 methodisch nahezu gleichlautend zur dritten Regulierungsperiode durchgeführt worden. Im Übrigen war das gefundene Modell mit Ausnahme der

berücksichtigten Tiefenstufe beim Vergleichsparameter für die Abbildung von Erschwerniskosten bei Bodenklasse vier bis sechs identisch zu dem Modell der dritten Regulierungsperiode. Demgemäß sind die dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 25.05.2023 sowie mit der Anhörung vom 26.07.2023 mitgeteilten Effizienzwerte, inklusive des best-of-four-Wertes für die vierte Regulierungsperiode, das Ergebnis dieser insoweit gleichlautenden Durchführung zur dritten Regulierungsperiode. Daraus ergab sich vor dem Hintergrund der Entscheidungen des Bundesgerichtshofes vom 26.09.2023 die Notwendigkeit, methodische Anpassungen für den Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode durchzuführen.

Beauftragung Kurzgutachten

Die Bundesnetzagentur hat ein externes Beraterkonsortium, unter Federführung von Frontier Economics mit der Erstellung eines Kurzgutachtens zur Umsetzung der Entscheidungen des Bundesgerichtshofes vom 26.09.2023 im Rahmen des Effizienzvergleiches der Verteilernetzbetreiber Gas für die vierte Regulierungsperiode beauftragt (Frontier Economics unter Mitarbeit von Prof. Müller-Kirchenbauer, Implikationen der BGH Beschlüsse vom 26.09.2023, Az. EnVR 37/21, EnVR 43/22 und EnVR 44/22 für den EVG4, Kurzgutachten für die Bundesnetzagentur, Entwurf 2 / 12. April 2024, Datenstand: 19. September 2024, Aktualisierung durch die Bundesnetzagentur).

Entscheidung des Bundesgerichtshofes vom 30.01.2024

In einer weiteren Entscheidung (EnVR 39/22) hat der Bundesgerichtshof am 30.01.2024 verkündet, dass das Vorgehen der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg, anteilige Lohnkosten für Freizeit bzw. Freistellungen nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten einzustufen, nicht zu beanstanden war.

Umsetzung der Entscheidungen des Bundesgerichtshofes vom 26.09.2023

Hinsichtlich der systematischen Bevorzugung von Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet zu Lasten der anderen Netzbetreiber in der DEA

Der Gutachter hat im beauftragten Kurzgutachten anhand der im Hauptgutachten definierten Kriterien die Modellauswahl der vierten Regulierungsperiode im Rahmen der ingenieurwissenschaftlichen und statistischen Kostentreiberanalyse erneut

überprüft. Im Ergebnis hat er kein neues Modell gefunden, das den Anforderungen des Bundesgerichtshofes gerecht wird und gleichzeitig den statistischen Mindestkriterien genügt und der ingenieurwissenschaftlichen Bewertung standhält.

Als Konsequenz hieraus ist zur Umsetzung der Entscheidungen des Bundesgerichtshofes die Dominanzanalyse im Rahmen der DEA, welche Teil der bisherigen Ausreißeranalyse ist, erweitert worden. Die neun Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet werden im Rahmen einer Gruppenausreißeranalyse bzw. Gruppendominanzanalyse in der DEA als Ausreißer identifiziert und haben damit auf die Netzbetreiber mit Konzessionsgebiet keine Auswirkung mehr.

Hinsichtlich des vom Bundesgerichtshof mit der systematischen Bevorzugung und der daraus folgenden Effizienzüberschätzung erkannten Aspektes des Risikos von ungerechtfertigt zu hohen Effizienzwerten der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet wurden verschiedene, im Kurzgutachten dokumentierte und auf ihre Eignung bewertete Ansätze zur Untersuchung der Frage erarbeitet, wie deren Effizienzwerte, die nach der Gruppendominanzanalyse durchgängig bei 100% verbleiben, sachgerecht angepasst werden könnten.

Es handelt sich dabei um folgende Ansätze:

Nachträgliche DEA-Bewertung: Hierbei wird eine DEA ausschließlich auf Basis der Gruppe der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet durchgeführt. Die sich ergebenden Effizienzwerte könnten Hinweise darauf liefern, ob die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet alle gleichermaßen effizient sind oder nicht. Mit fünf Kostentreibern und neun Beobachtungen ist die DEA jedoch überspezifiziert und die Aussagekraft ist daher stark eingeschränkt.

Anwendung von Weight Restrictions: Aufgrund ihrer abweichenden Aufgabe und Struktur können Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet bestimmte Dimensionen der Versorgungsaufgabe dominieren, wohingegen sie andere Dimensionen aufgrund der Tatsache, dass sie keine Endkunden direkt beliefern, vernachlässigen. Aufgrund ihrer geringen Anzahl und eines entsprechend reduzierten Differenzierungspotentials kann es dazu kommen, dass überproportional viele Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet als effizient eingestuft werden (im Extremfall alle). Würde man hingegen die zulässigen Outputgewichte in der DEA beschränken (Einführung sogenannter Weight Restrictions), wäre es nicht mehr möglich, dass die Effizienz der Netzbetreiber ohne

Konzessionsgebiet fast ausschließlich durch Gewichte der für sie typischen Outputkombinationen determiniert wird.

Diese Methode könnte zum Einsatz kommen, um die Effizienzwerte der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet nachträglich zu bestimmen. Dazu könnte eine DEA mit Weight Restrictions für die gesamte Stichprobe berechnet werden und die sich ergebenden Effizienzwerte zur Bewertung der Ausreißer in Gestalt der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet herangezogen werden.

Die Einführung von Weight Restrictions verhindert jedoch nicht vollständig, dass die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet letztlich unsachgerecht als „zu gut“ bewertet werden. Zudem ist die Festlegung der Bandbreiten für die Weight Restrictions – aus denen sich unmittelbare Konsequenzen für die Effizienzwerte ergeben – mit einem Ermessensspielraum und damit Unschärfen verbunden.

Ausschließliches Abstellen auf die Effizienzwerte aus der SFA: Hier ergibt sich der Effizienzwert lediglich aus einer Methode (best-of-two).

Skalierung der Effizienzwerte aus der Supereffizienzwertanalyse: Weiter kann auch eine Skalierung der Effizienzwerte der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet vorgenommen werden. Hier könnte es sich anbieten, dass alle Effizienzwerte aus der Supereffizienzanalyse (Anlage 3 ARegV) durch den höchsten Supereffizienzwert, der sich ohne Ausreißer ergibt, der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet dividiert werden. Zudem wird der sich ergebende Effizienzwert auf maximal 100% begrenzt.

Hinsichtlich der Erreichbarkeit eines Effizienzwertes von 100 % in der SFA

Aus methodischen Gründen ist in der SFA die rechnerische Erreichbarkeit eines Effizienzwerts von 100 % für den effizientesten Netzbetreiber ausgeschlossen. Die ARegV verlangt jedoch nach der Auslegung durch den Bundesgerichtshof auch in der SFA einen Wert von 100 % für den effizientesten Netzbetreiber. Um die relativen Verhältnisse im Effizienzvergleich beizubehalten, wird eine Skalierung anhand des höchsten SFA-Wertes (ohne Berücksichtigung der Werte von Ausreißern) vorgenommen und somit die Entscheidungen des Bundesgerichtshofes umgesetzt.

Umsetzung der Entscheidung des Bundesgerichtshofes vom 30.01.2024

Aufgrund der Entscheidungen des Bundesgerichtshofes vom 30.01.2024 zu den Lohnkosten für Freizeit bzw. Freistellungen war es aufgrund der systematischen

Betroffenheit erforderlich, für eine rechnerische Neudurchführung des Effizienzvergleiches neue Aufwandsparemeter bei den Netzbetreibern zu erheben, bei denen eine Anerkennung der einschlägigen Kostenpositionen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten erfolgt war. Hierzu sind im März 2024 neue Daten bei den Netzbetreibern abgefragt worden. Die Landesregulierungsbehörden und die Beschlusskammer 9 haben für die betroffenen Netzbetreiber neue Aufwandsparemeter ermittelt.

Setzung eines neuen verwaltungsinternen Stichtages

Der neue verwaltungsinterne Stichtag für den dem Effizienzvergleich zu Grunde liegenden Datenbestand wurde auf den 19.09.2024 festgesetzt. Der bisherige Stichtag, der 21.02.2023, auf dem der an den Netzbetreiber mit Schreiben vom 25.05.2023 sowie vom 26.07.2023 übermittelte best-of-four-Effizienzwert basierte, wurde damit gegenstandslos. Neben der Korrektur der Aufwandsparemeter aufgrund der Entscheidung des Bundesgerichtshofes vom 30.01.2024 wurden alle der Bundesnetzagentur zwischen dem bisherigen Stichtag und dem neuen Stichtag bekannt gewordene Datenfehler, welche ausschließlich die Aufwandsparemeter betrafen, in der neuen Datenbasis korrigiert berücksichtigt.

Modellüberprüfung

Sodann wurde die statistische und die ingenieurwissenschaftliche Kostentreiberanalyse und die Modellauswahl überprüft (siehe zu den Einzelheiten das oben genannte Kurzgutachten). Wie bereits ausgeführt, ergab sich kein neues Effizienzvergleichsmodell, das dem ursprünglich ermittelten Modell, welches dem an den Netzbetreiber am 25.05.2023 sowie vom 26.07.2023 übermittelten best-of-four-Effizienzwert zu Grunde lag, vorzuziehen gewesen wäre. Zwar ergab sich, dass aufgrund des aktualisierten Datenbestandes mit Stichtag 19.09.2024 nun auch das Modell der dritten Regulierungsperiode, welches bei Verwendung des Datensatzes mit Stichtag 21.02.2023 als Modell für die vierte Regulierungsperiode ausgeschlossen werden musste, nun in die nähere Auswahl einbezogen werden konnte (im Kurzgutachten als Modell TL1 bezeichnet). Denn nunmehr wurde auf Grundlage des Datenbestandes vom 19.09.2024 im Gegensatz zum Datenbestand vom 21.02.2023 die bei Nichterreichung zum Ausschluss führende Bedingung, dass das statistische Signifikanzniveau des SFA-Ineffizienzterms unterhalb der als kritisch betrachteten

Schwelle von 10% liegen muss⁴, nun auch bezüglich der standardisierten Kosten (sTotex) erfüllt, dies allerdings mit 9,6% nur knapp (demgegenüber bei den Totex mit 4,4%). Die beiden Modelle unterscheiden sich bezüglich der Vergleichsparameter lediglich durch die beim Parameter „Gewichtung des Anteils der vorherrschenden Bodenklassen 4, 5 und 6 mit der Netzlänge (in km, inklusive Hausanschlussleitungen)“ angesetzte Tiefenstufe von null bis ein Meter (Modell der dritten Regulierungsperiode) und null bis zwei Meter (Modell der vierten Regulierungsperiode gemäß Hauptgutachten).

Das Modell der dritten Regulierungsperiode weist eine geringfügig bessere Informationsgüte (Gütemaße adjustiertes R^2 , AIC und BIC) als das ursprüngliche Modell der vierten Regulierungsperiode auf. Die ingenieurwissenschaftliche Betrachtung hingegen weist auf die Überlegenheit des ursprünglichen Modells der vierten Regulierungsperiode hin. Denn auf Basis der typischen Ansätze für Gasleitungsnetze hinsichtlich Rohrüberdeckung, Rohrdurchmesser, Bettungsstärke und Sauberkeitsschicht ist eine Berücksichtigung der Tiefenstufe null bis zwei Meter gegenüber der Betrachtung lediglich der Tiefenstufe null bis ein Meter der ingenieurwissenschaftlich plausiblere Ansatz, da sich für den Großteil der Gasleitungen eine Baugrubensohle deutlich tiefer 1 m ergibt. Im Sinne einer im bundesweiten Gesamtvergleich wirklichkeitsnäheren Bewertung von Verlegekosten ist somit kein Grund für eine generelle Nichtberücksichtigung der Tiefenstufe 1 – 2 m erkennbar.

Ermittlung neuer Effizienzwerte

Daraufhin wurden neue Effizienzwerte ermittelt. Dem Netzbetreiber wurde der sich nach best-of-four-Abrechnung ergebende Effizienzwert informatorisch sowie für eine etwaige Berücksichtigung im Rahmen der vorläufigen Netzentgeltbildung zum 15.10.2024 für das Jahr 2025 gemäß § 20 Abs. 1 EnWG per E-Mail am 02.10.2024 mitgeteilt. Dieser best-of-four-Effizienzwert betrug 100,0000 % und war gegenüber dem am 25.05.2023 mitgeteilten best-of-four-Effizienzwert unverändert.

Die 21 Benchmarkführer (Peer-Unternehmen in der DEA) wurden am 22.10.24 mit der Bitte angeschrieben, die Richtigkeit der für ihr Unternehmen in den Effizienzvergleich

⁴ Eine Interpretation der individuellen Effizienzwerte ist bei Überschreitung dieses Grenzwertes nicht möglich.

eingegangenen Vergleichsparameter schriftlich durch die Geschäftsführung zu bestätigen, um die Datengrundlage nochmals abzusichern. Die Frist für die Rückmeldung endete am 30.10.2024.

Nach dem verwaltungsinternen Stichtag (19.09.2024) festgestellter Datenfehler eines Benchmarkführers vor Beginn der Anhörungen

Bei einem der angeschriebenen Netzbetreiber ergab sich aufgrund seiner Rückmeldung zur Nachfrage der Bundesnetzagentur vom 22.10.2024 bezüglich des Vergleichsparameters Rohrvolumen, dass dieses von ihm irrtümlich mit einem leicht zu hohen Wert angegeben worden war. Dieser Wert wurde im Effizienzbenchmark, der den in der ersten Oktoberhälfte mitgeteilten Effizienzwerten zu Grunde lag, berücksichtigt. Der Netzbetreiber hat durch seinen Status als Benchmarkführer (DEA-Peerunternehmen) damit direkt die Effizienzwerte einer hohen Zahl anderer Netzbetreiber beeinflusst.

Die Beschlusskammer sah sich veranlasst, aufgrund dieser Tatsache eine Korrektur durchzuführen, in deren Folge der Großteil der in der ersten Oktoberhälfte 2024 mitgeteilten Effizienzwerte für die Bescheidung der Erlösobergrenzen der 4. Regulierungsperiode abgeändert werden musste.

Der verwaltungsintern gesetzte Stichtag – der 19.09.2024 – wurde dabei für die Zwecke der Modellfindung aufrechterhalten. Ausschließlich der Vergleichsparameterwert für den Netzbetreiber, der den fehlerhaften Wert gemeldet hatte, wurde korrigiert. Mit dem korrigierten Wert für diesen Netzbetreiber wurden, unter Beibehaltung des bisherigen Effizienzvergleichsmodells, die Effizienzgrenzen neu ermittelt. Somit ergaben sich eine neue geschätzte Effizienzgrenze auf Basis der DEA und eine neue geschätzte Effizienzgrenze auf Basis der SFA. Der Netzbetreiber behielt dabei seinen Status als Benchmarkführer.

Ausgehend von den neuen geschätzten Effizienzgrenzen wurden die Effizienzwerte für alle Netzbetreiber neu ermittelt. Dabei wurden nicht nur die direkt induzierten Änderungen von DEA-Werten, sondern auch die Änderungen von SFA-Werten bei den Festlegungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenze berücksichtigt, so dass insgesamt der Großteil der Netzbetreiber, die am Regelverfahren für die Festlegung der Erlösobergrenzen der 4. Regulierungsperiode teilnehmen, von einer Änderung

ihres best-of-four Effizienzwertes betroffen war. Die sich ergebenden Änderungen gegenüber den in der ersten Oktoberhälfte 2024 mitgeteilten Werten sind geringfügig (Absenkung bei 130 Netzbetreibern, maximale Absenkung: 0,1938%-Punkte, Erhöhung bei 18 Netzbetreibern, maximale Erhöhung: 0,5127%-Punkte, keine Veränderung bei 39 Netzbetreibern).

Die Beschlusskammer hat die neuen Effizienzwerte – dabei sowohl die sich gegenüber den in der ersten Oktoberhälfte 2024 mitgeteilten Werten positiv als auch die sich negativ ändernden Werte – im Rahmen der Festlegungen der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen angewendet.

Im vorliegenden Fall ergab sich aufgrund der oben erläuterten Neuberechnung keine Änderung des am 02.10.2024 mitgeteilten best-of-four-Wertes in Höhe von 100,0000 %.

Das Hauptgutachten wurde bisher nur als Anhörungsversion mit Datum 20.06.2023 mit dem alten Datenstand vom 21.02.2023 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.⁵ Nunmehr wurde zum einen das Gutachten mit Stand 17.10.2023 sowie zum anderen als darauf aufbauendes Dokument – aufgrund der neuen Datenbasis zum Stichtag 19.09.2024 sowie der vorstehend dargelegten Berücksichtigung der Korrektur des Datenfehlers des Benchmarkführers – die aktualisierten Teile der Kapitel vier, sechs und sieben und Anhänge B, E und F am 03.12.2024 an die Netzbetreiber zum Zwecke der Anhörung übermittelt. Zusätzlich wurde am selben Tag ergänzend das weiter o. g Kurzugutachten übermittelt, in dem, aufsetzend auf die aktualisierten Teile des Hauptgutachtens, die Umsetzung der höchstrichterlichen Rechtsprechung vom 26.09.2023 behandelt wird. Weiterhin hat die Bundesnetzagentur ein Dokument erstellt, welches einen Überblick über das endgültige Modell und die Effizienzwerte, insbesondere über den im Ergebnis anzuwendenden und auf dem Datenstand zum 19.09.2024 basierenden best-of-four Wert und einen etwaigen Effizienzbonus, enthält und zeitgleich mit den vorgenannten Dokumenten an die Netzbetreiber übermittelt wurde. Für die Beschlussfassung

⁵ Frontier Economics unter Mitarbeit von Prof. Müller-Kirchenbauer, Dr. Andor und Ass. Prof. Parmeter, Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Gas (4. Regulierungsperiode), Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Anhörungsentwurf, 20. Juni 2023 (<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVNB/start.html>).

wurden die vorgenannten Dokumente auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur veröffentlicht.⁶

Weitere nach dem verwaltungsinternen Stichtag (19.09.2024) festgestellte Datenfehler

Nach dem Stichtag am 19.09.2024 kam es in wenigen Fällen zu weiteren Datenfehlermeldungen seitens der Netzbetreiber, wovon einer Benchmarkführer ist. Diese Datenfehlermeldungen betrafen durchgängig die Aufwandsparemeter und würden - sofern man diese im Rahmen der Ermittlung der Effizienzwerte korrigieren würde – in allen Fällen zu einer marginalen Anpassung der Bo4-Effizienzwerte sowohl beim unmittelbar betroffenen Netzbetreiber (mit Ausnahme des Benchmarkführers, bei dem der Wert unverändert bliebe) als auch bei den übrigen Netzbetreibern führen. Im Fall des Benchmarkführers bilden sowohl die Höhe des gemeldeten Fehlers (zu hoch berücksichtigte Aufwandsparemeter von rund 1,3 T€ beim nicht standardisierten Wert und knapp 150 € beim standardisierten Wert) als auch die möglichen Auswirkungen auf die Bo4-Effizienzwerte (keine Änderung beim Netzbetreiber selbst, maximale negative Betroffenheit anderer Netzbetreiber bei 0,00016 %-Punkten, maximale positive Betroffenheit bei 0,00011 %-Punkten) im Vergleich zu den Datenfehlermeldungen der anderen Netzbetreiber, die nicht Benchmarkführer sind, den unteren Rand.

5. Anhörungen

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mehrfach, zuletzt mit Schreiben vom 27.01.2025 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat unter anderem mit Schreiben vom 12.02.2025 Stellung genommen.

6

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVNB/start.html>

Hierin kritisiert er, dass die Beschlusskammer entgegen des Antrags des Netzbetreibers Anlagen im Bau bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus berücksichtigt hätte. Die Beschlusskammer könnte eine solche Änderung nicht einseitig vornehmen, da der Netzbetreiber auf die Berücksichtigung dieser Werte aktiv verzichtet hätte. Zudem müsse sichergestellt sein, dass bei Berücksichtigung dieser Werte bei ihm, auch bei allen anderen Netzbetreibern diese Werte im Effizienzvergleich berücksichtigt worden seien. Anderenfalls dürften die Werte für Anlagen im Bau nicht zulasten der Ferngas berücksichtigt werden. Die Berücksichtigung dieser Werte führe grundsätzlich zu einer Verschlechterung im Effizienzvergleich.

Ferner seien die Ausführungen der Beschlusskammer bezüglich der Anpassung des Kapitalkostenabzugs von zu hohen Anerkennungen von Anlagen im Bau dem Grund nach nachvollziehbar. Dass die Ferngas keine doppelte Anerkennung anstrebe, zeige ich schon daran, dass sie Anlagen im Bau nicht beantragt hätte.

Letztlich ergäbe sich eine mehrfache Schlechterstellung der Ferngas, einerseits durch eine grundsätzliche Verschlechterung im Effizienzvergleich, andererseits durch einen überproportionalen Abzug von Kapitalkosten, wie die vom der Ferngas vorgelegte Vergleichsberechnung darlegen soll. Eine Rechtfertigung sei im angehörten Beschluss vom 27.01.2025 nicht ersichtlich.

Zur Begründung der Berücksichtigung der Anlagen im Bau verweist die Beschlusskammer auf die Ausführungen in Abschnitt I, Nr. 1 und in Abschnitt II Nr. 3.3.1 dieses Beschlusses sowie auf den Abschnitt 3.1.2 der Anlage II-NB.

Die individuellen Ausführungen des Netzbetreibers zum Effizienzvergleich werden im Anschluss an die folgende Zusammenfassung aller zum Effizienzvergleich abgegebenen Stellungnahmen wiedergegeben.

Stellungnahmen zum Effizienzvergleich

Zur schriftlichen Anhörung des Entwurfs zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen gingen zum Effizienzvergleich auf Grundlage des zuletzt bestimmten verwaltungsinternen Stichtages - dem 19.09.2024 – von rund einem knappen Drittel der insgesamt 187 am Effizienzvergleich teilnehmenden Verteilernetzbetreiber Stellungnahmen bei der Bundesnetzagentur ein. Für die Anhörung war seitens der BNetzA eine einheitliche Rückmeldefrist bis zum 16.01.2025 vorgegeben worden.

In der gemeinsamen Verbändestellungnahme von bdew, vku und geode (Stellungnahme zum angepassten Effizienzvergleich der VNB Gas für die 4. Regulierungsperiode vom 16.01.2025), die sich zahlreiche Netzbetreiber ausdrücklich zu eigen machen, wird ausgeführt, dass aufgrund der zur Konsultationsveranstaltung und zum Gutachtenentwurf abgegebenen Verbändestellungnahmen sowohl vom 27.01.2023 als auch am 18.07.2023 nur noch ausgewählte Punkte kommentiert würden. Dabei stehe die Vorgehensweise im aktuellen Konsultationsprozess sowie die vorgenommenen Anpassungen aufgrund der Entscheidungen des Bundesgerichtshofes von Ende September 2023 im Fokus. Abschließend werde pointiert auf die relevanten und bereits in den o. g. Stellungnahmen vorgebrachten Punkte verwiesen.

So wird in der Verbändestellungnahme der mit E-Mail vom 04.12.2024 eröffnete aktuelle Konsultationsprozess gerügt. Es wird darum gebeten, dass zukünftig durchgängig das gewohnte pdf-Format zu verwenden sei und nicht – wie aktuell – das nahezu durchgängig gewählte html-Format. Zwar wird die Verlängerung der Stellungnahmefrist (ursprünglich sollte diese am 19.12.2024 enden) bis 16.01.2025 begrüßt. Jedoch wird die schrittweise Information per E-Mail kritisiert. Zukünftig wäre es wünschenswert, wenn mit Konsultationsstart eine vollständige Veröffentlichung und Konsultation stattfinden könnte. Es werden konkrete Prozessschritte und Fristen für zukünftige Konsultationsverfahren vorgeschlagen.

In der Verbändestellungnahme wird bezüglich der von der Bundesnetzagentur am 12.12.2024 veröffentlichten aktualisierten Datenbasis ausgeführt, dass es vor dem Hintergrund der Entscheidung des Bundesgerichtshofes vom 30.01.2024 (EnVR 39/22) unklar sei, warum auch Kostensenkungen bei den Netzbetreibern zu registrieren seien.

Bezüglich der Skalierung der SFA-Ergebnisse wird in der Verbändestellungnahme die Entscheidung der Bundesnetzagentur für die relative Skalierung als nachvollziehbar bezeichnet. Jedoch wird - mit Verweis auf die dazu vorgebrachten Kritikpunkte in der Verbändestellungnahme vom 28.03.2024 zur Konsultation des Gutachtens zum Effizienzvergleich Strom zur vierten Regulierungsperiode - die Position vertreten, dass die relative Skalierung vorliegend zu einer Verzerrung der resultierenden Effizienzwerte führe. Wichtig sei, dass sich die Skalierung, wie von der BNetzA durchgeführt – am höchsten SFA-Effizienzwert nach erfolgter Ausreißeranalyse

orientiere. Es wäre nicht sachgerecht, wenn der höchste SFA-Effizienzwert eines Cook's Distance auffälligen Netzbetreibers als Skalierungswert verwendet würde. Ein solcher Effizienzwert werde individuell für die betroffenen Netzbetreiber berechnet und sollte richtigerweise nicht die Grundlage der Skalierung darstellen. Die Fortführung der Effizienzwertskalierung sei auch für die Zukunft zwingend geboten. Im Sinne der Anreizregulierung zu Grunde liegenden Konzepts der relativen Effizienz dürfe einem Peerunternehmen keine Kostensenkungsvorgabe auferlegt werden. Ein solcher Netzbetreiber müsse einen Effizienzwert von 100% erhalten.

Bezüglich der von der Bundesnetzagentur für die Beseitigung der von den Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet verursachten Verzerrung der Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber durch die Gruppendominanzanalyse äußert sich die Verbändestellungnahme dahingehend, dass es grundsätzlich zu begrüßen sei, dass die Verzerrung beseitigt worden sei. Jedoch dürfte das für die vierte Regulierungsperiode gewählte Vorgehen für zukünftige Effizienzvergleiche nicht präjudiziell sein. Denn das Modell, das so ermittelt würde, passe nicht für die im Modell verbleibenden Netzbetreiber, was aus wissenschaftlicher Perspektive nicht sachgerecht sei. Ausreißeranalysen seien weder für die Bereinigung des Datensatzes um Unternehmen mit unterschiedlichen Versorgungsaufgaben entwickelt worden, noch eigneten sie sich dafür. Insofern solle für zukünftige Effizienzvergleiche sichergestellt werden, dass vor der Modellfindung und Effizienzwertermittlung der Datensatz um die Heterogenität der Stufe eins (Unternehmen mit unterschiedlicher Versorgungsaufgabe, die strukturell nicht mit den übrigen VNB im Datensatz vergleichbar seien) bereinigt werde. Die Gruppendominanzanalyse sei ein interessanter Ansatz für die Identifikation möglicher maskierter Ausreißer, der tiefer zu analysieren sei.

Die E.ON-Gruppe, die sich der Verbändestellungnahme vollumfänglich anschließt, hebt ebenfalls bezüglich der von der Branche kritisierten Verzerrung der Effizienzwerte aller übrigen Netzbetreiber durch die Gruppe der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet positiv hervor, dass diese durch die im Modell der vierten Regulierungsperiode eingeführte Gruppen-Dominanzanalyse beseitigt werde. Für die Zukunft sei jedoch eine Überprüfung der sogenannten „dreistufigen Heterogenität“ zwingend erforderlich.

Im Hinblick auf die Berechnung des Effizienzbonus wird ausgeführt, dass über die Dominanzanalyse in der DEA insgesamt zehn Netzbetreiber aus dem Datensatz entfernt würden. Von diesen zehn ausgeschlossenen Netzbetreibern werde zur Berechnung des Effizienzbonus aber nur ein Unternehmen wieder dem Datensatz hinzugefügt, für die restlichen neun werde dies jedoch nicht gemacht. Im aktuellen Gutachten sei nicht ersichtlich, warum bei neun per Dominanzanalyse ausgeschlossenen Netzbetreibern von der im Gutachten beschriebenen Vorgehensweise abgewichen werde.

Hinsichtlich der abgegebenen Verbändestellungnahmen vom 27.01.2023 und 18.07.2023 wird in der aktuellen Verbändestellungnahme ausgeführt, dass man an den darin gestellten Forderungen vollumfänglich festhalte, sofern sie nicht die im Rahmen der Umsetzung der BGH-Entscheidungen vorgenommenen Anpassungen betreffen. Die wichtigsten Punkte seien die folgenden:

Es bestehe die Pflicht der BNetzA, eine unterschiedliche Parametrierung von DEA und SFA zur gleichwertigen Abbildung von Heterogenitäten in den Methoden zu prüfen.

Bei der Modellbildung sei eine Pfadabhängigkeit zu beobachten. Bei der Beurteilung alternativer Modelle würden die statistischen Gütemaße zu stark gewichtet.

Im Rahmen der Modellplausibilisierung seien aufgrund der hohen Heterogenität der Versorgungsaufgaben z.B. auch die Möglichkeiten der Auswahl zusätzlicher Vergleichsparameter für die DEA-Methode zu prüfen.

Die Wahl der Druckstufe sei das Ergebnis der Versorgungsaufgabe und nicht eine endogene Entscheidung des Netzbetreibers.

Die bemängelten ingenieurwissenschaftlichen Fehleinschätzungen bezüglich der aus den unterschiedlichen Versorgungsaufgaben zwingendermaßen resultierenden Netzstrukturen seien nach wie vor nicht beseitigt worden.

Bei der Modellnetzanalyse müsse der kostentreibende Einfluss der mit den unterschiedlichen Versorgungsaufgaben einhergehenden funktionalen Netzebenen von Transport bis Ortsverteilung zwingend analysiert werden, um ingenieurwissenschaftlich belastbare Rückschlüsse für die Auswahl der Vergleichsparameter zu erhalten.

Die Identifikation der kombinierten Versorger solle im Gegensatz zur Vorgehensweise der Gutachter sachlich korrekt durchgeführt werden. Die kombinierten Versorger seien nachweislich benachteiligt und es seien Maßnahmen zur Beseitigung dieser Benachteiligung bzw. Verzerrung zu ergreifen.

Die in der Verbändestellungnahme vom 18.07.2023 aufgegriffenen Auffälligkeiten bei der Angabe von Ausspeisepunkten mit Betriebsdruck > 16 bar (bzw. > 5 bar) ohne ein entsprechendes Leitungsnetz (nach Auslegungsdruck) seien nach wie vor durch den Gutachter nicht schlüssig erläutert.

Es fehle eine detaillierte Erläuterung, wie die Berechnung des Bodenklassenparameters erfolgt sei und warum diese Variante mit Ausweitung der Bodentiefe auf zwei Meter gewählt worden sei.

Einige Netzbetreiber verwenden für ihre aktuelle Stellungnahme einen standardisierten Text, der in vielen Punkten inhaltlich deckungsgleich zur vorstehend dargestellten aktuellen Verbändestellungnahme ist. Unterschiede bestehen jedoch in der Nuancierung (Behandlung der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet, Skalierung der SFA-Ergebnisse), der Aufnahme von Punkten, die nicht in der Verbändestellungnahme enthalten sind (Kritik am Translog-Modell sowie am Rohrvolumen) sowie der Nichtberücksichtigung von Punkten, die wiederum in der aktuellen Verbändestellungnahme aufgegriffen werden (Berechnung des Effizienzbonus, Endogenität/Exogenität der Druckstufen, Auffälligkeiten bei der Angabe von Ausspeisepunkten mit Betriebsdruck > 16 bar (bzw. > 5 bar)).

In den Stellungnahmen auf Grundlage dieses Standardtextes wird ausdrücklich die für die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet angewendete Gruppendominanzanalyse, mit der die durch diese Netzbetreiber ausgeübte Verzerrung auf die übrigen Netzbetreiber in der DEA beseitigt wird, auch bereits für die vierte Regulierungsperiode kritisiert (während der Schwerpunkt der Kritik der aktuellen Verbändestellungnahme - wie bereits oben ausgeführt - auf der Anwendung der Gruppendominanzanalyse in zukünftigen Effizienzvergleichen richtet). Die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet hätten bereits für die vierte Regulierungsperiode nicht in die Modellbildung einbezogen werden dürfen, sondern vielmehr von vornherein ausgeschlossen werden müssen. Anzunehmen sei, dass bei diesem Vorgehen sich nicht das aktuell gewählte Modell ergeben hätte.

Nähere Ausführungen dazu, weshalb angesichts dessen kein Effizienzvergleich auf bereinigter Datengrundlage der übrigen Unternehmen durchgeführt worden sei, enthielten die konsultierten Unterlagen nicht. Dies sei deswegen bemerkenswert, da der Bundesgerichtshof explizit der Bundesnetzagentur auch die Möglichkeit einräume, separate Effizienzvergleiche verschiedener Verteilernetzbetreibergruppen durchzuführen. Weiterhin sei zu bemerken, dass dem Vorwurf der systemischen Bevorzugung der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet durch das Vorgehen der Behörde im Grunde nicht Rechnung getragen werde. Die Aussonderung der Gruppe der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet in der Ausreißeranalyse führe lediglich dazu, dass die übrigen Unternehmen in der DEA keinen Nachteil aus der Beteiligung der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet im Effizienzvergleich hätten. Eine Bevorzugung der Netzbetreiber im Effizienzvergleich könne gleichwohl (weiter-) bestehen.

Bei einer relativen Skalierung der Effizienzwerte aus der SFA seien die Abstände der Effizienzwerte zwischen den Netzbetreibern nicht mehr auf das Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand rückführbar.

Weiterhin wird die Wahl der Translog-Funktion kritisiert. In der Folge sei die Anzahl der Vergleichsparameter auf lediglich fünf begrenzt worden. Auch gehe damit eine Entwertung der DEA einher. Diese erhebliche Entwertung der DEA-Methode bilde einen konkreten Anhaltspunkt, welcher die Bundesnetzagentur veranlassen müsse, eine getrennte Parametrierung für die SFA- und die DEA-Methode zumindest zu prüfen.

Darüber hinaus wird ausgeführt, dass dem Vergleichsparameter Rohrleitungsvolumen ein zu hoher Erklärungsgehalt beigemessen werde, den dieser ingenieurwissenschaftlich nicht habe. Dies führe im Ergebnis dazu, dass der Anschluss- und Erschließungsgrad keine hinreichende Beachtung finde.

Über die vorgenannten Kritikpunkte in der Verbändestellungnahme und der standardtextbasierten Stellungnahme hinaus werden vereinzelt weitere Sachverhalte aufgegriffen. Es handelt sich dabei um die folgenden Punkte:

Die Versorgungsaufgabe großstädtischer Versorger sei nicht erfasst, insbesondere mit Blick auf die Oberflächenversiegelung. Die großstädtischen Versorger seien eine separate Gruppe wie die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet, jedoch läge bei den

großstädtischen Versorgern – im Gegensatz zu den Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet - eine Benachteiligung dieser Gruppe vor.

Gemäß Bundesnetzagentur erfüllten neben dem gewählten Modell nur drei weitere Modelle die Mindestanforderungen. Es werde nicht deutlich, welche Kostentreiberkombinationen dabei überprüft worden seien. Das Kriterium der Signifikanz des Ineffizienzterms sei nicht sachgerecht, woraus die Vermutung folge, dass es noch mehr brauchbare Modelle gebe. Darüber hinaus sei aus dem Gutachten nicht erkennbar, wo auf den Begriff und die Verwendung der Gruppendominanzanalyse in der wissenschaftlichen Literatur verwiesen werde. Es stelle sich die Frage, ob es weitere Netzbetreiberkombinationen gebe, die mittels der Gruppendominanzanalyse als Ausreißer identifiziert würden.

Der Parameter Ausspeisepunkte > 5 bar, der Parameter Rohrvolumen sowie der Parameter Bodenklasse 4,5,6 gewichtet mit der Leitungslänge wiesen im Einzelfall eine kontraintuitive Wirkung bzw. keine hinreichende Kostenerklärung auf.

Vereinzelt wird eine Anpassungszusage für den Effizienzvergleich gefordert.

Zur fachlichen Entgegnung zu den obigen Kritikpunkten seitens der Bundesnetzagentur siehe – neben den einschlägigen Ausführungen, die dazu bereits im Rahmen der letztmaligen Anhörung Bestandteil der zur Verfügung gestellten Unterlagen waren – das im Internet veröffentlichte Dokument „Stellungnahmen der Netzbetreiber zum Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Gas der 4. Regulierungsperiode (Stellungnahmefrist 16.01.2025)“.⁷

Stellungnahme des Netzbetreibers zum Effizienzvergleich

Der Netzbetreiber führt in seiner Stellungnahme vom 12.02.2025 aus, dass man in den mit Datensatz vom 27.11.2024 übermittelten Darstellungen „Aktualisierte (Teil-) Kapitel Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Gas (4. Regulierungsperiode)“, Abschnitt 7.4 entnehmen könne, dass für die Ferngas ein Effizienzbonus errechnet werde (Tabelle 54). In den Tabellenblättern A1/A3 der aktuellen Anhörung sei jedoch

7

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVNB/start.html>

kein solcher Eintrag ersichtlich. Der Netzbetreiber bittet um Berücksichtigung des ermittelten Supereffizienzwertes in der kalenderjährlichen Erlösobergrenze.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18

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

1.1. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

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

1.2. Gesetzesreform und Übergangsregelung

Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 2. September 2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.

Die Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG a.F. wurde aufgehoben, ebenso wie § 21a EnWG a.F. Beide Regelungen wurden durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde ersetzt. Dabei wurden die bisher in den betroffenen Rechtsverordnungen enthaltenen Festlegungskompetenzen in das EnWG überführt und ergänzt.

Die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen treten nach Ablauf einer Übergangszeit außer Kraft, vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben. Der Zeitpunkt des Außerkrafttretens entspricht dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode im Gassektor (31.12.2027) und Stromsektor (31.12.2028).

In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode fortzuführen. Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).

1.3. Interessenabwägung

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

Ein Kernstück des national etablierten Regulierungssystems sind die fünfjährigen Regulierungsperioden im Anreizregulierungs- und Netzentgeltbereich. Für die Dauer einer bereits laufenden Regulierungsperiode ist es essentiell, dass der Rechtsrahmen für die gesamte Periode möglichst stabil bleibt. Rechtsänderungen während einer laufenden Regulierungsperiode sind mit Diskontinuität und Rechtsunsicherheit verbunden, die gerade durch Übergangsregelungen zur Weitergeltung der materiell europarechtskonformen Vorgaben vermieden werden können. Darüber hinaus erschwert eine unklare Rechtslage im Übergangszeitraum die notwendigen Investitionen in die Energieversorgungsnetze und führt zu Unsicherheiten nicht nur für die regulierten Unternehmen, sondern auch für die sonstigen Marktteilnehmer.

Des Weiteren verlangen die Richtlinien, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Auch würden substantielle Abweichungen vom etablierten Regulierungsrahmen zu starken Verzögerungen der laufenden, an die Erlösobergrenze anknüpfenden und weiterhin nach den Rechtsverordnungen vorgesehenen Verfahren führen. Die Festsetzung neuer Regelungen durch die Regulierungsbehörde in einem transparenten und möglichst umfassenden Konsultationsprozess dürfte einige Zeit in Anspruch nehmen. Laufende Verfahren könnten sich um Jahre verzögern. Diese Gesichtspunkte wären mit den

Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

2. Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 1, Abs. 2 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

3. Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV

Die Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die vierte Regulierungsperiode Gas erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 und § 4 Abs. 1, 2 ARegV.

Die Regulierungsbehörde bestimmt die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) gemäß § 4 Abs. 1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 17 und 19 ARegV. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen erfolgt durch Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.

Gemäß § 1 Abs. 1 ARegV werden die Entgelte für den Zugang zu Energieversorgungsnetzen seit dem 01.01.2009 im Wege der Anreizregulierung bestimmt. Die vierte Regulierungsperiode der Anreizregulierung dauert fünf Jahre (§ 3 Abs. 2 ARegV). Die Beschlusskammer bestimmt die Erlösobergrenze für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode (§ 4 Abs. 2 S. 1 ARegV). Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der vierten Regulierungsperiode Gas (2023 bis 2027) ergeben sich aus **Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**.

Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers erfolgt in der vierten Regulierungsperiode gemäß § 7 ARegV in Anwendung der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left[KA_{vnb,t} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right] \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen ist in einem ersten Schritt das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV zu bestimmen. Daraufhin sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ($KA_{dnb,t}$), die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile ($KA_{vnb,o}$) und die beeinflussbaren Kostenanteile ($KA_{b,o}$) zuzüglich eines etwaigen Effizienzbonus (B_0) zu ermitteln. Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kostenanteile ist sodann der Verteilungsfaktor (V_t) gemäß § 16 Abs. 1 ARegV zu bestimmen. Im Anschluss sind die weiteren Bestandteile der Formel zu ermitteln, also der Wert für die um den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (PF_t) bereinigte allgemeine Geldwertentwicklung (VPI_t/VPI_0) nach §§ 8 und 9 ARegV, der Kapitalkostenaufschlag (KKA_t) nach § 10a ARegV, ggf. das Qualitätselement (Q_t) nach § 18 ff. ARegV, der volatile Kostenanteil nach § 11 Abs. 5 ARegV ($VK_t - VK_0$) sowie die Summe der Zu- und Abschläge (S_t) nach § 5 Abs. 3 ARegV.

Eine Darstellung der in der Regulierungsformel verwendeten Werte und der für die vierte Regulierungsperiode ermittelten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers findet sich in **Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**.

3.1. Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 6 ARegV

Die Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der Erlösobergrenzen erfolgt auf Grundlage des § 6 ARegV. Für die vierte Regulierungsperiode ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 GasNEV durchzuführen.

Die Kostenprüfung erfolgt nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Dabei gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrundeliegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2020.

Das von der Beschlusskammer ermittelte Ausgangsniveau des Basisjahres 2020 ergibt sich aus der **Anlage II**.

3.2. Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV

Von dem gemäß § 6 Abs. 1 ARegV ermittelten Ausgangsniveau ist die Höhe der nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Basisjahr der jeweiligen Regulierungsperiode ($KA_{dnb,0}$) zu bestimmen. Die Ermittlung des in den ermittelten Gesamtkosten enthaltenen Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV ist der **Anlage ÜLR** sowie der **Anlage IV** zu entnehmen.

3.3. Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode ($KA_{vnb,t}$) gelten gemäß § 11 Abs. 3 S. 1 ARegV die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten bereinigten Effizienzwert (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ($KA_{dnb,0}$) und nach Abzug des Kapitalkostenabzugs ($KKAb_t$). Somit gilt:

$$KA_{vnb,t} = (GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t) \cdot EW$$

Die Höhe der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ist **Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen** zu entnehmen.

3.3.1. Kapitalkostenabzug gem. § 6 Abs. 3 ARegV

Der Kapitalkostenabzug gemäß § 6 Abs. 3 ARegV dient dazu, das zeitliche Absinken der Restbuchwerte der im Ausgangsniveau enthaltenen betriebsnotwendigen Anlagegüter und damit auch das Absinken der Kosten des Netzbetreibers für Abschreibungen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, kalkulatorische Gewerbesteuer sowie für Fremdkapitalzinsen nachzufahren. Dadurch wird berücksichtigt, dass aus sinkenden Restbuchwerten sinkende Kapitalkosten

resultieren. Haben die Restbuchwerte den Wert Null erreicht, werden künftig auch keine Kapitalkosten mehr berücksichtigt. Investitionskosten können ohne Zeitverzug über das Instrument des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV zurückverdient werden.

Nach § 6 Abs. 3 ARegV ermittelt die Regulierungsbehörde für jedes Jahr der Regulierungsperiode den Kapitalkostenabzug. Kapitalkosten im Sinne des Kapitalkostenabzugs sind die Summe der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, der kalkulatorischen Gewerbesteuer und des Aufwandes für Fremdkapitalzinsen. Der Kapitalkostenabzug ergibt sich aus den im Ausgangsniveau enthaltenen Kapitalkosten im Basisjahr abzüglich der fortgeführten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode. Die fortgeführten Kapitalkosten werden unter Berücksichtigung der im Zeitablauf sinkenden kalkulatorischen Restbuchwerte der betriebsnotwendigen Anlagegüter des Ausgangsniveaus sowie der im Zeitablauf sinkenden Werte der hierauf entfallenden Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse ermittelt. Bei der Bestimmung des jährlichen Kapitalkostenabzugs werden Kapitalkosten aus Investitionen nach dem Basisjahr nicht berücksichtigt.

Nach Anlage 2a zur ARegV erfolgt die Ermittlung des Kapitalkostenabzugs eines Jahres der Regulierungsperiode anhand der folgenden Formel:

$$KKAb_t = KK_0 - KK_t$$

Die Ermittlung der Kapitalkosten im Basisjahr erfolgt auf der Grundlage des Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus anhand folgender Formel:

$$KK_0 = AB_0 + EKZ_0 + GewSt_0 + FKZ_0$$

Die Ermittlung der fortgeführten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode erfolgt auf der Grundlage des fortgeführten Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus anhand folgender Formel:

$$KK_t = AB_t + EKZ_t + GewSt_t + FKZ_t$$

Hierbei gilt:

$KKAb_t$ = Kapitalkostenabzug im Jahr t

KK_0 = Kapitalkosten im Basisjahr

KK_t	=	Kapitalkosten im Jahr t
AB_0	=	Kalkulatorische Abschreibungen im Basisjahr
AB_t	=	Kalkulatorische Abschreibungen im Jahr t
EKZ_0	=	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung im Basisjahr
EKZ_t	=	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung im Jahr t
$GewSt_0$	=	Kalkulatorische Gewerbesteuer im Basisjahr
$GewSt_t$	=	Kalkulatorische Gewerbesteuer im Jahr t
FKZ_0	=	Fremdkapitalzinsen im Basisjahr
FKZ_t	=	Fremdkapitalzinsen im Jahr t

Bezugsgröße für die Ermittlung der Kapitalkosten sind das Sachanlagevermögen und das immaterielle Vermögen einschließlich der Anlagen im Bau. Anlagen im Bau werden im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode jedoch grundsätzlich mit Null angesetzt, da davon auszugehen ist, dass sie zu diesem Zeitpunkt nicht mehr als solche vorhanden sind, sondern durch Anlagengüter im Sachanlagevermögen ersetzt wurden. Soweit sich Anlagen im Bau, die im Basisjahr in der Bilanz vorhanden waren, in der vierten Regulierungsperiode noch immer im Bau befinden, sind sie im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags erneut geltend zu machen (BGH, Beschluss vom 7. Dezember 2021 EnVR 51/20, BGH, Beschluss vom 7. Dezember 2021 EnVR 6/21, BGH, Beschluss vom 7. Dezember 2021 – EnVR 22/21).

Die kalkulatorischen Abschreibungen werden gem. § 6 GasNEV und die kalkulatorischen Restwerte der Sachanlagen des betriebsnotwendigen Vermögens nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 3 GasNEV ermittelt, wobei die Fremd- bzw. Eigenkapitalquote des Ausgangsniveaus im Jahr 2020 angewendet wird. Der Bewertungszeitpunkt für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen zu Tagesneuwerten ist das Jahr 2020. Die Bilanzwerte des übrigen betriebsnotwendigen Vermögens werden im Verhältnis der Bilanzwerte nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 GasNEV und dem betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 GasNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2020 angewandt. Die Werte der erhaltenen Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur

Erstattung von Netzanschlusskosten werden gem. § 7 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 GasNEV ermittelt. Das übrige Abzugskapital wird im Verhältnis des Abzugskapitals nach § 7 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 bis 3 und 5 GasNEV zum betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 GasNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2020 angewandt. Das verzinsliche Fremdkapital wird im Verhältnis des verzinslichen Fremdkapitals nach § 7 Abs. 1 S. 2 GasNEV zum betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 GasNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2020 angewandt. Das betriebsnotwendige Eigenkapital wird nach § 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV ermittelt und nach § 7 Abs. 3 GasNEV aufgeteilt. Für die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung werden die Zinssätze aus dem Beschluss BK4-21-056 vom 12.10.2021 angewandt. Die Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer erfolgt nach § 8 GasNEV. Der Fremdkapitalzinsaufwand ergibt sich als Produkt aus den Fremdkapitalzinsen des Jahres 2020 und dem Verhältnis aus dem betriebsnotwendigen Vermögen des jeweiligen Jahres der vierten Regulierungsperiode und dem betriebsnotwendigen Vermögen des Jahres 2020. Unter Fremdkapitalzinsen werden dabei nicht nur Darlehenszinsen, sondern alle Zinsen und ähnliche Aufwendungen verstanden, da alle Arten von Zinsen aus Verbindlichkeiten des Netzbetriebs resultieren und somit im wirtschaftlichen Ergebnis der Fremdfinanzierung von betriebsnotwendigem Vermögen dienen. Die Fremdkapitalzinsen werden dem Verordnungswortlaut entsprechend vollständig, d.h. unter Einschluss eventueller dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenbestandteile angesetzt. Soweit dadurch dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenbestandteile abgezogen werden, obwohl weiterhin anererkennungsfähige dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in entsprechender Höhe vorhanden sind, ist dies durch die Anpassung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV auszugleichen. Beim Netzbetreiber wurden die in Anlage A2.1 ausgewiesenen Anteile an den Fremdkapitalzinsen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten identifiziert. Der durch die Anpassung der Erlösobergrenze auszugleichende Betrag ergibt sich aus der Differenz der im Ausgangsniveau enthaltenen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile an den Fremdkapitalzinsen und der in der Anlage A2.1 ausgewiesenen Anteile im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode.

Der Kapitalkostenabzug wird für den Netzbetreiber und für jeden Verpächter separat errechnet. Der Gesamtabzug ergibt sich aus der Kumulation aller Einzelabzüge.

Soweit bei Pachtmodellen im Rahmen der Kostenprüfung festgestellt wurde, dass das kalkulatorische Pachtentgelt das tatsächlich gezahlte Pachtentgelt übersteigt und infolgedessen nur das tatsächliche Entgelt im Ausgangsniveau berücksichtigt wurde, wird für die Zwecke des Kapitalkostenabzugs bei dem betreffenden Verpächter der Abzug errechnet, welcher sich aus den kalkulatorischen Wertansätzen ergibt.

Sollte sich bei einem Unternehmen z.B. wegen negativen Eigenkapitals rechnerisch ein negativer Kapitalkostenabzug ergeben, findet kein Abzug statt (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 28. April 2021 – VI-3 Kart 798/19). Dies entspräche nicht dem Sinn und Zweck der Regelung. Durch den Kapitalkostenabzug soll das zeitliche Absinken der Restbuchwerte der im Ausgangsniveau enthaltenen betriebsnotwendigen Sachanlagegüter und damit auch das Absinken der Kosten des Netzbetreibers für Abschreibungen, kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, kalkulatorische Gewerbesteuer sowie für Fremdkapitalzinsen nachgefahren werden. Während die Restwerte des Sachanlagevermögens sowie die Werte der erhaltenen Baukostenzuschüsse gemäß der Vorgaben der GasNEV für jedes Jahr der Regulierungsperiode zu ermitteln sind, werden die Bilanzwerte des übrigen Vermögens sowie das übrige Abzugskapital ebenso wie das verzinsliche Fremdkapital im gleichen Verhältnis fortgeschrieben. Diese Regelung ist notwendig, damit das Absinken der Restbuchwerte im Zeitablauf nicht vollständig dem Eigenkapital, sondern auch anteilig dem Abzugs- und dem verzinslichen Fremdkapital zugerechnet wird.

Netzbetreiber, die in ihrer Bilanz nicht das eigentliche Anlagevermögen aber im Gegensatz hierzu die netzbezogenen Rückstellungen ausweisen, verfügen häufig über negatives Eigenkapital. Durch Anschaffung von Anlagengütern, die im Basisjahr eine sehr kurze Restnutzungsdauer aufweisen und damit bereits zu Beginn der Regulierungsperiode ganz oder nahezu vollständig abgeschrieben sind, könnte das System dahingehend manipuliert werden, dass auch das gesamte Abzugskapital eliminiert würde. Dies entspricht weder dem Sinn und Zweck der Regelung das zeitliche Absinken der Restbuchwerte nachzubilden, noch führt es zu einem sachgerechten Ergebnis. Daher findet kein Einzelabzug statt, wenn beispielsweise aufgrund negativen Eigenkapitals im Ausgangsniveau rechnerisch ein negativer Einzelabzug ermittelt wird.

Der Anlage A2 sowie den Anlagen A2.1 und A2.2 lassen sich die Auswirkungen des Kapitalkostenabzugs beim Netzbetreiber ohne Berücksichtigung zukünftiger Kapitalkostenaufschläge während der vierten Regulierungsperiode entnehmen.

3.3.2. Effizienzwertermittlung nach §§ 12 bis 15 ARegV

Ein wesentliches Element der Anreizregulierung ist die Bestimmung der Effizienzwerte der Verteilernetzbetreiber nach Maßgabe der §§ 12 bis 15 ARegV.

Die Ermittlung des individuellen Effizienzwertes erfolgt für alle Verteilernetzbetreiber, die nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen, auf Grundlage des sich aus dem Effizienzvergleich nach §§ 12 bis 14 ARegV i. V. m. Anlage 3 zu § 12 ARegV ergebenden Wertes.

Die Bundesnetzagentur hat einen bundesweiten Effizienzvergleich mit dem Ziel durchgeführt, die unternehmensindividuellen Effizienzwerte aller Verteilernetzbetreiber zu bestimmen (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Der Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber wurde durch die Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV genannten Vorgaben sowie nach Maßgabe des § 12 Abs. 2 bis 4a und der §§ 13 und 14 ARegV durchgeführt. Unter Verwendung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden soll durch eine den Maßgaben des § 13 ARegV entsprechende Kombination von Vergleichsparametern die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers möglichst gut abgebildet werden.

Ergeben sich künftig auf Grund rechtskräftiger gerichtlicher Entscheidungen nachträgliche Änderungen des nach § 6 ARegV ermittelten Ausgangsniveaus, so bleibt der Effizienzvergleich von diesen nachträglichen Änderungen unberührt (§ 12 Abs.1 S. 3 ARegV).

Das Ergebnis des Effizienzvergleichs ermöglicht es dem Netzbetreiber, seine relative Effizienz im Vergleich zu allen anderen am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreibern zu erfahren. Aus dem Ergebnis des Effizienzvergleichs kann jedoch nicht abgeleitet werden, welche konkreten Faktoren zu einer Veränderung der jeweiligen Effizienz führen. Gemäß der ARegV ist es insbesondere nicht Aufgabe der Regulierungsbehörde, den Netzbetreibern diesbezüglich Informationen oder konkrete Handlungsempfehlungen zur Steigerung ihrer individuellen Effizienz aufzuzeigen.

3.3.2.1. Methodik des Effizienzvergleichs

Der bundesweite Effizienzvergleich wurde von der Bundesnetzagentur nach den methodischen Vorgaben der §§ 12 bis 14 i. V. m. Anlage 3 zu § 12 ARegV durchgeführt.

Die Bundesnetzagentur hat nach Durchführung einer Kostentreiberanalyse ein sogenanntes „doppeltes duales Benchmarking“ (vgl. § 12 Abs. 4a ARegV) vorgenommen, in dem einerseits die Aufwandparameter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach §§ 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i. V. m. Abs. 2 ARegV) und andererseits die Aufwandparameter ohne Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV) jeweils zwei methodisch unterschiedlichen mathematischen Effizienzanalysen, nämlich einer Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA) und einer stochastischen Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA) unterzogen wurden. Die nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV ermittelten Vergleichsparameter blieben dabei jeweils unverändert.

Die Robustheit des Effizienzvergleichs wurde unter anderem durch die komplementäre Nutzung der oben genannten Vergleichsmethoden gewährleistet. Es wurden somit insgesamt vier Einzeleffizienzanalysen durchgeführt. Zugunsten des Netzbetreibers wurde zudem davon ausgegangen, dass das beste Ergebnis der insgesamt vier Einzeleffizienzanalysen die Effizienz des Unternehmens abbildet (vgl. § 12 Abs. 3 und Abs. 4a S. 3 ARegV).

Gemäß Anlage 3 Nr. 3 zu § 12 ARegV waren bei der Durchführung der DEA konstante Skalenerträge zu unterstellen. Durch diese Annahme wird die Effizienz aller Netzbetreiber, unabhängig von ihrer Größe, am effizienten Verhältnis von Input zu Output gemessen. Dieses Verhältnis ist für alle Netzbetreiber gleich, d.h. konstant. Somit gilt der Effizienzdruck, Kostensenkungspotenziale zu heben, für alle Netzbetreiber, unabhängig von ihrer Größe, gleichermaßen (BR-Drs. 296/16, S. 50).

Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt gemäß Anlage 3 Nr. 2 zu § 12 ARegV ein Effizienzwert von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert.

Es wurde eine Ausreißeranalyse durchgeführt. Ausreißer mit einer besonders hohen Effizienz erhielten den Höchsteffizienzwert von 100 Prozent (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer niedrigen Effizienz von unter 60 Prozent erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 12 Abs. 4 S. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV), wobei diese Regelung nicht zur Anwendung kam.

Die Effizienzvergleiche werden getrennt für Strom- und Gasverteilernetze durchgeführt (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Die Ermittlung der Effizienzwerte erfolgte unter Einbeziehung aller Druckstufen oder Netzebenen. Es erfolgte keine Ermittlung von Teileffizienzen für die einzelnen Druckstufen (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 3 zu § 12 ARegV).

3.3.2.1.1. Methodische Grundlagen

Die Bundesnetzagentur hat mit der DEA und der SFA zwei wissenschaftlich anerkannte Methoden zur Durchführung eines Effizienzvergleiches verwendet (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 1 zu § 12 ARegV). In beiden Analysemethoden orientieren sich alle Unternehmen an den – nach Maßgabe der Ausreißeranalyse – effizientesten Unternehmen (sogenannte Frontierunternehmen).

Die Regelung der Anlage 3 Nr. 2 zu § 12 ARegV, nach der die Effizienzgrenze von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet wird, verstößt nicht gegen § 21 Abs. 5 S. 4 EnWG. Durch die Anwendung des „best-of-four“ gemäß § 12 Abs. 3 und 4a ARegV sowie der durchgeführten Ausreißeranalysen wird in besonderer Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe sichergestellt.

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 1 S. 5 EnWG) wird dadurch gewährleistet, dass den Netzbetreibern ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze eingeräumt wird. Zudem ist nach § 12 Abs. 4 ARegV ein Mindesteffizienzwert i. H. v. 60 Prozent anzusetzen. Nach § 15 Abs. 1 ARegV sind strukturelle Besonderheiten der Netzbetreiber gegebenenfalls gesondert zu berücksichtigen. Soweit notwendig, kann darüber hinaus in Ausnahmefällen eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers durch Einräumung eines längeren Zeitraums zum Abbau der ermittelten Ineffizienzen

erfolgen (§ 16 Abs. 2 ARegV). Diese aus dem Verhältnismäßigkeitsprinzip resultierenden Erleichterungen ändern nichts an dem gesetzlich vorgegebenen Effizienzmaßstab, der sich nach den im Effizienzvergleich ermittelten effizienten Unternehmen bestimmt (BR-Drs. 417/07 S. 54).

3.3.2.1.2. Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA)

Die DEA ist eine nicht-parametrische, deterministische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Kosten (Input) und Versorgungsaufgabe (Output) aus einer Linearkombination der Vergleichsparameter individuell bestimmt werden, ohne einen funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungsaufgabe zu unterstellen. Die Bestimmung der Effizienzgrenze erfolgt aus den Daten aller Verteilernetzbetreiber. Die individuelle Effizienz des Netzbetreibers wird aus der relativen Position des einzelnen Unternehmens gegenüber der gefundenen Effizienzgrenze (Kosten der effizienten Unternehmen) ermittelt. Dabei liegt das Unternehmen näher am effizienten Rand, welches die höchste Relation aus gewichteten Vergleichsparametern und Kosten erzielt. Bei Durchführung der DEA sind konstante Skalenerträge zu unterstellen (§ 12 Abs. 1 Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV).

3.3.2.1.3. Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA)

Die SFA ist eine parametrische, stochastische Methode, die einen funktionalen Zusammenhang zwischen Aufwand und Leistung in Form einer Kostenfunktion unterstellt. Dabei werden die Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten in einen symmetrisch verteilten Störterm und eine positiv verteilte Restkomponente zerlegt. Die Restkomponente ist Ausdruck von Ineffizienz. Es wird somit von einer schiefen Verteilung der Restkomponente ausgegangen. Die Effizienzgrenze wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet.

Umsetzung der Entscheidungen des Bundesgerichtshofes vom 26.09.2023 bezüglich der Nichterreichbarkeit eines Effizienzwertes von 100% in der SFA

Die Anwendung der Methode SFA impliziert, dass der maximale rechnerische Effizienzwert – anders als bei der DEA – nicht 100% betragen kann. Dies ist in Wissenschaft und Praxis unbestritten. Die ARegV verlangt jedoch nach der Auslegung durch den Bundesgerichtshof auch in der SFA einen Wert von 100 % für den effizientesten Netzbetreiber. Um die relativen Verhältnisse im Effizienzvergleich beizubehalten, wird eine Skalierung anhand des höchsten SFA-Wertes (ohne Berücksichtigung der Werte von Ausreißern) vorgenommen und somit die Entscheidung des Bundesgerichtshofes, dass auch in der SFA ein Effizienzwert von 100% erreichbar sein muss, umgesetzt.

3.3.2.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandsparemeter und Vergleichsparemeter zu berücksichtigen. Insgesamt wurden Daten von 187 Gasverteilernetzen in den Effizienzvergleich einbezogen.

In der Verbändestellungnahme von bdew, VKU und geode vom 16.01.2025 (siehe die Wiedergabe der Stellungnahmen zur Anhörung auf Grundlage des Datenstandes zum 19.09.2024 unter I.) wird die Frage aufgeworfen, warum in der von der Bundesnetzagentur am 12.12.2024 veröffentlichten aktualisierten Datenbasis auch Kostensenkungen bei den Netzbetreibern zu registrieren seien. Dies sei vor dem Hintergrund der Entscheidung des Bundesgerichtshofes vom 30.01.2024 (EnVR 39/22) unklar. Die Kostensenkungen ergeben sich aus dem Umstand, dass in den Aufwandsparemetern zum aktuellen verwaltungsinternen Stichtag - dem 19.09.2024 - gegenüber dem ursprünglich festgesetzten verwaltungsinternen Stichtag - dem 21.02.2023 - weitere, nicht im Zusammenhang mit der vorgenannten Entscheidung des Bundesgerichtshofes in Verbindung stehende Datenkorrekturen eingeflossen sind.

3.3.2.2.1. Aufwandsparemeter nach § 14 ARegV

Als Aufwandparameter sind gemäß § 13 Abs. 2 ARegV die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten anzusetzen (**Anlage V**). Dabei wird zwischen den Aufwandparametern mit und ohne Standardisierung der Kapitalkosten unterschieden.

Bei der Ermittlung der Aufwandparameter ist gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV zunächst von den Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1, 2 ARegV auszugehen. Von den so ermittelten Gesamtkosten sind gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV abzuziehen.

Zur Ermittlung der Aufwandparameter mit Standardisierung der Kapitalkosten wurde gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV neben der Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile eine Vergleichbarkeitsrechnung durchgeführt. Die Vergleichbarkeitsrechnung dient dazu, die Kapitalkosten so zu bestimmen, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen und Abschreibungspraktiken entstehen können.

3.3.2.2.1.1. Überleitungsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV

Die Ermittlung der Gesamtkosten im Rahmen des Effizienzvergleichs der Anreizregulierung gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV erfordert die Überleitung der Kostenwerte nach § 6 Abs. 1 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 ARegV. In **Anlage IV und V** ist die Ermittlung der Aufwandparameter inklusive der vorgenommenen Umbuchungen und etwaiger Korrekturen der Bundesnetzagentur dargestellt.

3.3.2.2.1.2. Vergleichbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV

Die Kapitalkosten sollen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV zur Durchführung des Effizienzvergleichs so bestimmt werden, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen und Abschreibungspraktiken entstehen

können. Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Kapitalkosten ist gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i. V. m. Abs. 2 ARegV eine Vergleichbarkeitsrechnung zur Ermittlung von Kapitalkostenannuitäten durchzuführen.

Die Kapitalkosten umfassen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3, 3. HS ARegV die Fremdkapitalzinsen gemäß § 5 Abs. 2 GasNEV, die kalkulatorischen Abschreibungen gemäß § 6 GasNEV und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 GasNEV. Weiterhin ist die kalkulatorische Gewerbesteuer gemäß § 8 GasNEV als Kapitalkostenbestandteil hier zu berücksichtigen. Die Bestimmung der Kapitalkosten für den Netzbetreiber nach Durchführung der Vergleichbarkeitsrechnung ist in **Anlage III** dargestellt.

3.3.2.2.2. Vergleichsparameter nach § 13 ARegV

Die Ermittlung der Vergleichsparameter erfolgt nach Maßgabe des § 13 Abs. 3 ARegV. Vergleichsparameter im Sinne des § 13 Abs. 1 ARegV sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 1 ARegV Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und der Gebietseigenschaften, insbesondere die geografischen, geologischen oder topografischen Merkmale und strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes.

Die Parameter müssen gemäß § 13 Abs. 3 S. 2 ARegV geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Heranzuziehen sind somit Vergleichsparameter, die einen signifikanten Einfluss auf die Kostenentwicklung haben. Dies ist gemäß § 13 Abs. 3 S. 3 ARegV insbesondere dann anzunehmen, wenn sie messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar, nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind und insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden.

Vergleichsparameter können gemäß § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV insbesondere sein:

1. die Anzahl der Ausspeisepunkte oder der Messstellen in Gasversorgungsnetzen,
2. die Fläche des versorgten Gebietes,
3. die Leitungslänge oder das Rohrvolumen,
4. die Jahresarbeit,

5. die zeitgleiche Jahreshöchstlast.

Durch die Erweiterung der möglichen Vergleichsparameter um die Parameter, die sich in den Effizienzvergleichen der ersten Regulierungsperioden als sinnvoll erwiesen haben, wird sichergestellt, dass die Erkenntnisse der vorherigen Effizienzvergleiche auch in künftige Vergleiche einfließen können, wodurch grundsätzlich die Konstanz bei der Durchführung des Effizienzvergleichs erhöht werden kann. Dies beschneidet die Bundesnetzagentur nicht bei der Auswahl der Vergleichsparameter aufgrund qualitativer, analytischer oder statistischer Methoden und vermindert gleichzeitig die Unsicherheit über künftige Vergleichsmaßstäbe auf Seiten der Netzbetreiber (vgl. BR Drs. 296/16, S. 39).

Bei der Bestimmung von Parametern zur Beschreibung geografischer, geologischer oder topografischer Merkmale und struktureller Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes können gemäß § 13 Abs. 3 S. 5 ARegV flächenbezogene Durchschnittswerte gebildet werden.

Die Vergleichsparameter können gemäß § 13 Abs. 3 S. 6 ARegV bezogen auf die verschiedenen Netzebenen von Gasversorgungsnetzen verwendet werden; ein Vergleich einzelner Netzebenen findet dabei nicht statt. Die von den Netzbetreibern übermittelten Strukturparameter wurden hierzu von der Bundesnetzagentur teilweise aggregiert. Die Variablen wurden über Netzebenen und Druckstufen addiert.

Die Auswahl der Vergleichsparameter hat gemäß § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Auf Basis der vorliegenden Daten wurden mittels wissenschaftlich anerkannter analytischer und statistischer Methoden, die geeignet sind, die Bedeutung der Parameter empirisch zu belegen, die Vergleichsparameter aus den analysierten möglichen Vergleichsparametern ausgewählt. Durch die Auswahl der Vergleichsparameter soll gemäß § 13 Abs. 3 S. 8 ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet sein und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet werden. Dabei sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 9 ARegV die Unterschiede zwischen Strom- und Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen, insbesondere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasversorgungsnetzen.

Bei der Auswahl der Vergleichsparameter sind zwingend für die SFA sowie für die DEA die identischen Vergleichsparameter gemäß der durchgeführten Kostentreiberanalyse anzusetzen. Die Anforderungen von § 13 Abs. 3 ARegV an die Auswahl von Vergleichsparametern können nur einheitlich erfüllt werden, das heißt eine Kostentreiberanalyse gemäß dem Stand der Wissenschaft in Verbindung mit den in § 13 Abs. 3 ARegV genannten Anforderungen führt zu einem Satz von Vergleichsparametern. Hierbei sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 9 ARegV explizit die Unterschiede zwischen den Strom- und Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen. Eine entsprechende Berücksichtigung methodischer Aspekte der DEA und SFA müsste vom Verordnungsgeber angeordnet werden. Andernfalls müssten entgegen des Wortlauts von § 13 Abs. 3 ARegV zwei unterschiedliche Kostentreiberanalysen mit zwei unterschiedlichen Ergebnissen durchgeführt werden. Es kann sich jedoch nicht dem Stand der Wissenschaft und § 13 Abs. 3 ARegV entsprechend ein in sich widersprüchliches Ergebnis bei der Kostentreiberauswahl einstellen. Vielmehr wurde eine einheitliche Kostentreiberanalyse mit einer Auswahl von Vergleichsparametern durchgeführt, die gemäß § 13 Abs. 3 S. 2 ARegV die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs stützen, wobei hier unter dem Effizienzvergleich der gesamte Prozess einschließlich der Bestabrechnung zwischen den Methoden DEA und SFA zu verstehen ist (BGH, Beschluss vom 26. September 2023 – EnVR 44/22).

Um die Vergleichsparameter nach § 13 Abs. 4 ARegV zu erheben und die Ermittlung weiterer Vergleichsparameter gemäß § 13 Abs. 3 ARegV durchführen zu können, wurde eine Strukturdatenabfrage bei den Netzbetreibern durchgeführt.

Die erhobenen Strukturdaten wurden, wie unter I.3 beschrieben, von der Bundesnetzagentur zunächst einer umfassenden Plausibilitätskontrolle unterzogen. Unplausible Daten wurden den Netzbetreibern mitgeteilt und von diesen korrigiert. In fünf Fällen hat die Bundesnetzagentur die übermittelten Daten von Amts wegen angepasst. Alsdann wurden aus den plausiblen Strukturdaten weitere potenzielle Vergleichsparameter ermittelt. Im Rahmen des Verfahrens wurden den Netzbetreibern, wie unter I.3. beschrieben, zeitlich gestaffelt mehrere Datenquittungen übersandt, zu denen die Netzbetreiber Gelegenheit zur Stellungnahme erhielten. Bei den Schreiben zur Datenquittung wurde jeweils darauf hingewiesen, dass die Bundesnetzagentur im Falle einer unterbleibenden Äußerung die in den

Datenquittungen enthaltenen Strukturdaten der Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Effizienzwerte zugrunde legen wird.

Bei der Auswahl der finalen Vergleichsparameter wurden gemäß § 13 Abs. 3 S. 10 ARegV Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher rechtzeitig gehört.

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde gemäß § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV eine Kostentreiberanalyse durchgeführt. Dabei wurde anhand von statistischen sowie ingenieurwissenschaftlichen Analysen aus der umfangreichen Liste möglicher Parameter ein Modell bestimmt, das alle relevanten Kostentreiber beinhaltet. Im Rahmen der statistischen Analysen war zusätzlich eine funktionale Form für die Regressionsanalysen zu bestimmen. Die Kostentreiberanalyse ist im Einzelnen in dem im Internet abrufbaren Gutachten des Beraterkonsortiums beschrieben⁸. Das Gutachten wird zum Inhalt dieses Beschlusses gemacht.

Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 13 Abs. 4 ARegV und auf Grundlage der Kostentreiberanalyse folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

1. Rohrvolumen (in m³) am letzten Tag des Bezugsjahres; Summe für alle Durchmesserklassen und Netzebenen (inkl. Hausanschlussleitungen, abzüglich Fremdnutzungsanteil und Biogas),
2. Zeitgleiche Jahreshöchstlast (in mn³/h) aller Ausspeisungen im Bezugsjahr,
3. Summe der Messlokationen bei Letztverbrauchern und Messstellen an Netzkopplungspunkten (Anzahl) am letzten Tag des Bezugsjahres (ohne Anzahl Messlokationen aufgrund von Biogaseinspeisung),
4. Gewichtung des Anteils der vorherrschenden Bodenklassen 4, 5 und 6 (Tiefenstufe 0-2m) mit der Netzlänge (in km, inklusive Hausanschlussleitungen),
5. Ausspeisepunkte > 5 bar (Anzahl); Summe nicht stillgelegter Ausspeisepunkte der Netzebenen HD2, HD3, HD4 (nach Betriebsdruck) an Letztverbraucher, fremde nachgelagerte Netze, fremde Speicher, fremde Misch- und Konvertierungsanlagen sowie fremde Sonstige am letzten Tag des Bezugsjahres.

8

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVNB/start.html>

Eine Übersicht der Vergleichsparameterwerte des Netzbetreibers findet sich in **Anlage A3**. Die Beschreibung bzw. Definition der einzelnen Parameter findet sich im Gutachten des Beraterkonsortiums vom 17.10.2023⁹.

Weiterhin Anwendung des ursprünglichen Modells für die Regulierungsperiode vier mit Tiefenstufe null bis zwei Meter

Es ergab sich, dass aufgrund des aktualisierten Datensatzes mit Stichtag 19.09.2024 nun auch das Modell der dritten Regulierungsperiode, welches bei Verwendung des Datensatzes mit Stichtag 21.02.2023 als Modell für die vierte Regulierungsperiode ausgeschlossen werden musste, nun in die nähere Modellauswahl einbezogen werden konnte (auch unter Berücksichtigung der weiter oben erläuterten Korrektur des Vergleichsparameters des Benchmarkführers). Das Modell der dritten Regulierungsperiode unterscheidet sich zu dem gemäß Hauptgutachten ermittelten Modell hinsichtlich der Vergleichsparameter lediglich durch die betrachtete Tiefenstufe beim leitungslängengewichteten Bodenklasseparameter.

Beide Modelle erscheinen in der Gesamtbetrachtung sehr gut geeignet und sind nahezu als gleichwertig zu betrachten. Jedoch räumt die Beschlusskammer der ingenieurwissenschaftlich als plausibler bewerteten Tiefenstufe von null bis zwei Metern des gemäß Hauptgutachten ermittelten Modells für die vierte Regulierungsperiode ein höheres Gewicht bei der Abwägungsentscheidung zur Wahl des letztlich heranzuziehenden Modells ein als der lediglich minimalen Überlegenheit des Modells der dritten Regulierungsperiode bei der Informationsgüte.

Dabei spricht für das Modell der vierten Regulierungsperiode, dass bei diesem die 10%-Grenze bezüglich des statistischen Signifikanzniveaus des SFA-Ineffizienzterms nicht nur knapp unterschritten wird. Beim Modell der vierten Regulierungsperiode gemäß Hauptgutachten liegt im Gegensatz zum Modell der dritten Regulierungsperiode das statistische Signifikanzniveau des SFA-Ineffizienzterms *bei beiden Kostenarten* deutlich unterhalb der 10%-Schwelle (Totex: 1,3%, sTotex: 5,2%).

9

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVNB/start.html>

3.3.2.2.3. Ausreißeranalyse

Die Bundesnetzagentur hat für die parametrische (SFA) und für die nicht-parametrische (DEA) Methode Analysen zur Identifikation von extremen Effizienzwerten (Ausreißern) durchgeführt, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wurde ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt (§ 12 Abs. 1 ARegV i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer Effizienz unter 60 Prozent erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 12 Abs. 4 S. 1 ARegV).

DEA

Bei der nicht-parametrischen Methode (DEA) gilt ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Durch die Identifikation der Ausreißer wird sichergestellt, dass ein einzelner Netzbetreiber keinen unnatürlich großen Einfluss auf die Effizienz eines anderen Netzbetreibers hat (Dominanzanalyse). Die Netzbetreiber, die einen kritischen Wert überschreiten, werden aus dem Datensatz entfernt. Im Rahmen der Dominanzanalyse wurde bei nicht-standardisierten und bei standardisierten Kosten ein Unternehmen als Ausreißer identifiziert.

Ergänzend wurde eine Analyse der Supereffizienzwerte durchgeführt. Dabei waren diejenigen Unternehmen aus dem Datensatz zu entfernen, deren Effizienzwerte den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes (§ 12 Abs. 1 ARegV i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandparameter wurde ein Unternehmen als supereffizienter Ausreißer (nach Gruppendominanzanalyse [GD]: zwei) und zwei Unternehmen als dominante Ausreißer (nach GD: zehn) bewertet. Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung nicht-standardisierter Aufwandparameter wurden zwei Unternehmen als supereffiziente Ausreißer (nach GD: zwei) und ein Unternehmen als dominanter Ausreißer (nach GD: zehn) bewertet.

Umsetzung der Entscheidungen des Bundesgerichtshofes vom 26.09.2023 bezüglich der Verzerrung in der DEA durch Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet

Zulässigkeit und Geeignetheit der Gruppendominanzanalyse zur Beseitigung der Verzerrung durch die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet in der DEA

Nach Auffassung der Beschlusskammer ist aufgrund der Formulierungen in Anlage 3 zu § 12 ARegV Nr. 5 Abs. 2 eine Gruppendominanzanalyse im bestehenden Rechtsrahmen zumindest vertretbar.

Alle neun Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet werden im Rahmen der Gruppendominanzanalyse in der DEA als Ausreißer identifiziert und haben damit auf die Netzbetreiber mit Konzessionsgebiet keine Auswirkung mehr. Die vom Bundesgerichtshof festgestellte Verzerrung wird damit vollständig beseitigt (vgl. dazu auch EnVR 43/22, Rn. 63, letzter Satz).

Beseitigung der Verzerrung durch Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet nur für DEA relevant

Nach Auffassung der Beschlusskammer betrifft die vom Bundesgerichtshof festgestellte verzerrende Wirkung, die durch die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet auf die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber ausgeht, ausschließlich die DEA.

Zwar wird in den Entscheidungen (vorliegend Zitation nach EnVR 44/22) im Hinblick auf die von den Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet ausgehende verzerrende Wirkung auf die übrigen Netzbetreiber sowie deren ungerechtfertigte Bevorzugung an einigen Stellen das gesamte Modell bzw. die gesamte Parameterauswahl ohne Differenzierung zwischen DEA und SFA in Bezug genommen.

In den jeweils folgenden, diese Feststellungen begründenden Randnummern wird dann jedoch ausnahmslos direkt oder zumindest indirekt allein auf die Schwächen der DEA verwiesen, die zu der Verzerrung durch die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet sowie deren ungerechtfertigten Bevorzugung führen.

Dies betrifft Rn. 45 („Die Methodik der DEA ... birgt das Risiko ...“), Rn. 46 (indirekt wird erklärt, dass die SFA die Schwächen der DEA nicht aufweist („Demgegenüber...“)), Rn. 48 („Folge des DEA-Modells ...“), Rn. 50 (Verstoß gegen §

21 Abs. 5 S. 1 und § 13 Abs. 3 S. 8 aufgrund DEA-Besonderheit), Rn. 53 („drei ... Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet [erhalten; Erg. d. Verf.] ihren Status als Peer-Unternehmen in der DEA über jeweils nur einen einzigen Vergleichsparameter...“), Rn. 54 (Ausreißeranalyse wird nur bezüglich DEA problematisiert), Rn. 55 (kein Nachweis erbracht, dass Ergebnisse der DEA von 100 % auf tatsächlicher Effizienz beruhen), Rn. 56 (Systemische Bevorzugung in der DEA), Rn. 57-60 (Keine Berücksichtigung der Wirkungsweise der DEA bei der Auswahl der Vergleichsparameter), Rn. 65 (Ausreißeranalyse in der DEA hat nicht alle Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet identifiziert, dadurch haben die weiterhin im Datensatz verbleibenden Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet einen erheblichen Einfluss in der DEA).

Im Ergebnis ist damit festzuhalten, dass die verzerrende Wirkung, die durch die im Datensatz verbleibenden Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet auf die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber ausgeht und die von der Bundesnetzagentur zur Erfüllung der normativen Vorgaben zu beseitigen ist, ausschließlich die DEA betrifft. Eine Anpassung der SFA wird durch den Bundesgerichtshof nicht gefordert. Demzufolge erfolgten methodische Anpassungen ausschließlich in der DEA.

Bei der parametrischen Methode (SFA) gilt ein Wert dann als Ausreißer, wenn er die Lage der ermittelten Regressionsgerade zu einem erheblichen Maß beeinflusst (§ 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Zur Ermittlung des erheblichen Einflusses wurden statistische Tests durchgeführt, mit denen ein numerischer Wert für den Einfluss ermittelt wurde. Liegt der ermittelte Wert über einem methodisch angemessenen kritischen Wert, so ist der Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen. Als Testverfahren kam die Cook's Distance zur Anwendung (§ 12 Abs. 1 ARegV i. V. m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Es wurden auf Basis der nicht-standardisierten Kosten 17 Unternehmen und auf Basis der standardisierten Kosten 13 Unternehmen als auffällige Ausreißer identifiziert.

3.3.2.2.4. Nach dem verwaltungsinternen Stichtag (19.09.2024) festgestellter Datenfehler eines Benchmarkführers vor Beginn der Anhörungen

Hinsichtlich der bei einem Benchmarkführer (DEA-Peerunternehmen) nach dem verwaltungsintern gesetzten Stichtag (19.09.2024) festgestellten Fehlangabe eines

Vergleichsparameterwertes, sah sich die Beschlusskammer im Rahmen ihrer Ermessensentscheidung nach Würdigung der Gesamtumstände und Abwägung der Handlungsoptionen veranlasst, eine Korrektur dieses Datenfehlers durchzuführen, in deren Folge der Großteil der in der ersten Oktoberhälfte 2024 mitgeteilten best-of-four-Effizienzwerte für die Festlegung der Erlösobergrenzen der 4. Regulierungsperiode für die Gasverteilernetze abgeändert werden musste.

Für die Entscheidungsfindung war die Tatsache ausschlaggebend, dass bisher keine schriftlichen Anhörungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die Verteilernetzbetreiber Gas im Regelverfahren für die vierte Regulierungsperiode Gas versendet worden waren, in denen die Umsetzung der Entscheidungen des Bundesgerichtshofes vom 26.09.2023 sowie der Datenstand zum Stichtag 19.09.2024, bei dem gegenüber dem Datenstand zum 21.02.2023 insbesondere die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes vom 30.01.2024 ihren Niederschlag gefunden hatte, berücksichtigt worden waren.

Der verwaltungsintern gesetzte Stichtag, der 19.09.2024 wurde für Zwecke der Modellfindung aufrechterhalten. Durch die Korrektur des Vergleichsparameterwertes ergeben sich für die ursprüngliche Spezifikation des OLS/SFA-Modells nur sehr geringfügige Änderungen der Gütekriterien und der Regressionskoeffizienten. Es gibt daher für die Beschlusskammer keine Anhaltspunkte, eine Änderung des Modells zu veranlassen.

3.3.2.2.5. Weitere nach dem verwaltungsinternen Stichtag (19.09.2024) festgestellte Datenfehler

Für die Ermittlung des Effizienzwertes der Netzbetreiber wurde die unter I. beschriebene Korrektur weniger Aufwandsparameter nach dem Stichtag am 19.09.2024 nicht berücksichtigt. Zum Stichtag lag ein einheitlicher Datensatz der Aufwands- und Vergleichsparameter aller am Effizienzvergleich teilnehmenden Gasverteilernetzbetreiber vor, mit dem die Modellwahl und Berechnung der Effizienzwerte unter gutachterlicher Begleitung vorgenommen wurde.

Diese Einschätzung ist maßgeblich davon getrieben, dass sich Netzbetreiber im Interesse der Einheitlichkeit der Datengrundlage an ihren eigenen Angaben grundsätzlich festhalten lassen müssen, da es mit dem methodischen Ansatz des

Effizienzvergleichsverfahrens nicht vereinbar wäre, wenn ein Netzbetreiber die von ihm eingegebenen Daten nach Durchführung des Effizienzvergleichs ohne weiteres korrigieren könnte (BGH, Beschluss vom 20.12.2022, EnVR 45/21, Rn. 17 unter Verweis auf BGH, Beschluss vom 21.01. 2014, - EnVR 12/12, RdE 2014, 276 Rn. 122 f. - Stadtwerke Konstanz GmbH).

Die Festlegung der Erlösobergrenzen erfolgt in einem hochkomplexen Verwaltungsverfahren mit – jedenfalls phasenweise – zahlreichen Beteiligten. Die Bestimmung der individuellen Erlösobergrenzen der einzelnen Netzbetreiber ist erst der letzte Schritt in einem gestuften Regulierungsverfahren mit zahlreichen Zwischenschritten, die nicht nur die Verhältnisse des jeweiligen Netzbetreibers zum Gegenstand haben, sondern in verschiedenen Bereichen – insbesondere dem des Effizienzvergleichs – einen Abgleich der Daten aller Netzbetreiber erfordern. Das ist aber nur möglich, wenn sichergestellt ist, dass zu bestimmten Stichtagen alle erforderlichen Daten vorliegen (BGH, a.a.O., Rn. 17).

Die Datenänderungen sind marginal und haben keine Auswirkungen auf die Wahl der Vergleichsparameter oder die Ausgestaltung des Modells. Die Auswirkungen auf die Effizienzwerte der betroffenen Netzbetreiber und dritter Netzbetreiber sind ebenso marginal.

Bei den Korrekturen handelt es sich nur um punktuelle, nicht gravierende Datenänderungen. Es liegen aufgrund der geringfügigen Auswirkungen keine Anhaltspunkte vor, die eine erneute Durchführung des gesamten Effizienzvergleichs (samt neuem Stichtag für den Datensatz) erforderlich machen. Fehlerhafte Einzeldaten könnten sich im Prozess des Effizienzvergleichs immer einstellen und wirken sich angesichts der Breite der Datengrundlage in der Regel nicht in nennenswertem Umfang auf das Ergebnis aus.

Vorliegend ist auch keine Fallkonstellation gegeben, in der sich die falschen Datenangaben erheblich auf die Effizienzwerte zu Gunsten des betroffenen Netzbetreibers selbst oder zu Lasten anderer Netzbetreiber auswirken. Es bestehen keine Anhaltspunkte dafür, dass sich die Datengrundlage insgesamt als untauglich für die Durchführung des Effizienzvergleichs erwiesen habe. Im Gegenteil sprechen die nur minimalen Korrekturen vor dem Hintergrund der Größe des übrigen Datensatzes für eine hinreichend genaue Datengrundlage.

Für die Entscheidung, die marginale Korrektur der Aufwandparameter des Benchmarkführers nicht zu berücksichtigen, war – neben dem Umstand, dass sich der Bo4-Wert des Netzbetreibers selbst nicht verändert, der marginalen Auswirkung auf die bo4-Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber und der Gegebenheit, dass kein Versäumnis der Beschlusskammer vorliegt - auch die Tatsache relevant, dass die schriftlichen Anhörungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die Verteilernetzbetreiber Gas im Regelverfahren für die vierte Regulierungsperiode mit aktuellem Umsetzungs- und Datenstand auf Basis der Entscheidungen des Bundesgerichtshofes von September 2023 und Januar 2024 zu einem Großteil bereits versendet worden waren, als der Fehler bekannt wurde.

3.3.2.2.6. Gutachten

Zu der konkreten Ausgestaltung des Effizienzvergleichs unter Berücksichtigung insbesondere der Entscheidungen des Bundesgerichtshofes vom 26.09.2023 einschließlich einer ausführlichen Stellungnahme zu den Einwänden der Netzbetreiber wird auf die Gutachten des Beraterkonsortiums, die darauf basierenden Aktualisierungen der Bundesnetzagentur sowie die von der Bundesnetzagentur angefertigte Übersichtsdarstellung zum endgültigen Modell und der Effizienzwerte, die sich auf Basis des verwaltungsinternen Stichtages vom 19.9.2024 sowie der Berücksichtigung der Korrektur eines Strukturdatenfehlers bei einem Benchmarkführer ergeben, verwiesen¹⁰. Diese Dokumente sind Bestandteil dieses Beschlusses.

3.3.3. Effizienzwert des Netzbetreibers

Die Ermittlung des unternehmensindividuellen Effizienzwertes erfolgt auf Grundlage der §§ 12 bis 15 ARegV. Ein Aufschlag auf den sich aus der Effizienzanalyse ergebenden Effizienzwert ist nach Maßgabe des § 15 Abs. 1 ARegV grundsätzlich möglich.

¹⁰

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVNB/start.html>

Der sich aus den Effizienzvergleichen ergebende Effizienzwert des Netzbetreibers ist als Anteil der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile in Prozent auszuweisen (§ 12 Abs. 2 ARegV). Die für den Netzbetreiber in den durchgeführten Effizienzvergleichen ermittelten individuellen Effizienzwerte ergeben sich aus **Anlage A3**.

Keine Adjustierung der Effizienzwerte der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet für die vierte Regulierungsperiode

Hinsichtlich des Aspektes von „zu hohen“ nicht gerechtfertigten Effizienzwerten der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet und der Adjustierung, d.h. der Anpassung dieser Werte nach unten, werden im Kurzgutachten verschiedene Optionen aufgezeigt. Die Umsetzung erfordert bei jeder Option – unabhängig von ihrem jeweiligen Eignungsgrad – nach Einschätzung der Beschlusskammer eine Änderung der derzeit noch geltenden Anreizregulierungsverordnung. Denn eine dem eigentlichen Effizienzvergleich inklusive Ausreißeranalyse nachgelagerte Adjustierung der Effizienzwerte der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet durch eine separate DEA, die Anwendung einer DEA mit Weight Restrictions, ein ausschließliches Abstellen auf die Effizienzwerte aus der SFA oder der Ansatz von skalierten Effizienzwerten aus der Supereffizienzwertanalyse sind darin nicht vorgesehen bzw. würden im Fall der Heranziehung lediglich der SFA-Werte unmittelbar der in der ARegV vorgeschriebenen best-of-four-Abrechnung widersprechen.

Die in der ARegV vorgesehenen Adjustierungsmöglichkeiten von Effizienzwerten und –vorgaben sowie der Erlöobergrenze – die nachträgliche Anpassung des Effizienzwertes aufgrund von Besonderheiten der Versorgungsaufgabe (§ 15 Abs. 1 ARegV), die Anpassung der Effizienzvorgaben bei Unerreichbarkeit und Unübertreffbarkeit (§ 16 Abs. 2 ARegV) sowie die Anpassung der Erlöobergrenze aufgrund eines Härtefalles (§ 4 Abs. 4 Ziff. 2 ARegV) – sind vorliegend offenkundig allein schon deshalb nicht einschlägig, da mit ihnen – für streng umrissene Ausnahmefälle – eine Entlastung des Netzbetreibers bewirkt werden soll. Eine gleichlautende Anwendung ist abwegig. Dies ergibt sich allein schon daraus, als dass die damit verbundene vollständige Umkehr der Rechtsfolge dieser Vorschriften (nachträgliche Belastung statt nachträglicher Entlastung) vom Ordnungsgeber mit hinreichender Sicherheit nicht intendiert gewesen sein dürfte. Andernfalls hätte er die Regelungen entsprechend anders formuliert oder eigenständige Regelungen

geschaffen, durch die Effizienzwerte, Effizienzvorgaben oder die Erlösobergrenze nachträglich nach unten angepasst werden können.

Zwar hat die Bundesnetzagentur u. a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG n. F. für die Übergangszeit bis zum Zeitpunkt des Außerkrafttretens der nach § 21a und § 24 EnWG a. F. erlassenen Rechtsverordnungen im Gassektor (31.12.2027) eine Abweichungskompetenz. Insofern wäre eine entsprechende Änderung der ARegV, die die nachträgliche Anpassung der Effizienzwerte der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet nach dem durch die Gruppendominanzanalyse vorgenommenen Ausschluss dieser Netzbetreiber vorsieht, möglich und mit Blick auf die Ausführungen des Bundesgerichtshofes auch grundsätzlich geboten. Dagegen spricht jedoch der fortgeschrittene Verfahrensstand in Verbindung mit der Tatsache, dass bereits fast das Ende des zweiten Jahres der laufenden Regulierungsperiode erreicht ist, denn ein solches Vorgehen würde einen mehrmonatigen Anhörungsprozess erforderlich machen. Dem gegenüber steht die Notwendigkeit, die endgültige Bescheidung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen voranzutreiben, um das Verwaltungsverfahren abschließen zu können und für alle Beteiligten Rechtssicherheit insbesondere bezüglich der Effizienzvorgaben herzustellen.

Die Beschlusskammer ist deshalb zu dem Ergebnis gekommen, auf eine Anpassung der Effizienzwerte der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet für die vierte Regulierungsperiode zu verzichten. Dass die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet den Bo4-Effizienzwert von 100% damit durchgängig behalten, entspricht im Übrigen den Ergebnissen des Effizienzvergleichs der zweiten Regulierungsperiode, bei dem ebenfalls alle Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet als Ausreißer – hier aber im Rahmen bereits der Einzelanalyse – identifiziert wurden und einen Effizienzwert von 100% zugewiesen bekommen haben. Dies wurde vom BGH in seinen Entscheidungen zum Effizienzvergleich der zweiten Regulierungsperiode nicht beanstandet.

3.3.4. Effizienzbonus gem. § 12a ARegV

Nach § 12a ARegV ermittelt die Regulierungsbehörde für im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesene Netzbetreiber einen Aufschlag auf die Erlösobergrenze auf Grundlage der im Rahmen der Effizienzwertermittlung bereits durchgeführten

Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 der ARegV. Bei diesem Aufschlag handelt es sich um den Effizienzbonus.

Zur Ermittlung eines etwaigen Effizienzbonus ist zunächst der Supereffizienzwert des Netzbetreibers zu bestimmen. Der Supereffizienzwert eines Netzbetreibers entspricht nach § 12a Abs. 1 S. 3 ARegV der Differenz aus den individuellen Effizienzwerten aus der Supereffizienzanalyse abzüglich der individuellen Effizienzwerte aus der nicht-parametrischen Methode nach Anlage 3. Es werden somit in einem ersten Schritt zwei Supereffizienzwerte aus der Supereffizienzanalyse – einer auf Basis der tatsächlichen Kosten und einer auf Basis der standardisierten Kosten – betrachtet, die in einem zweiten Schritt durch die Differenzbildung zu einem der Effizienzbonusberechnung zugrunde zulegenden Supereffizienzwert zusammengefasst werden. Hat die Supereffizienzanalyse für den Netzbetreiber dabei für einen der beiden oder für beide Werte aus der Supereffizienzanalyse einen Supereffizienzwert von über fünf Prozent ergeben, so ist der jeweilige über fünf Prozent liegende Supereffizienzwert gem. § 12a Abs. 2 ARegV mit fünf Prozent anzusetzen. Sollten die nach § 12a Abs. 1 und 2 ARegV ermittelten Supereffizienzwerte voneinander abweichen, ist das arithmetische Mittel beider Supereffizienzwerte zu verwenden, § 12a Abs. 3 ARegV. Der individuelle Effizienzbonus des Netzbetreibers ergibt sich schließlich aus der Multiplikation des individuellen Supereffizienzwertes nach § 12a Abs. 3 ARegV mit den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 3 S. 1 ARegV; er ist gem. § 12a Abs. 5 ARegV gleichmäßig über die Regulierungsperiode zu verteilen. Wenn die ggf. nach § 12a Abs. 3 ARegV durchzuführende Mittelwertbildung dazu führt, dass der Netzbetreiber einen insgesamt negativen individuellen Supereffizienzwert erhielte, so ist der individuelle Supereffizienzwert mit Null anzusetzen. Andernfalls würde der Netzbetreiber bei der Berechnung des Effizienzbonus durch Zugrundelegung eines negativen individuellen Supereffizienzwerts mit einem Malus belastet. Schon begrifflich, aber auch nach Sinn und Zweck des § 12a ARegV kann ein Effizienzbonus jedoch nicht zu einem Malus führen.

Für die Netzbetreiber, die in der sogenannten Dominanzanalyse als Ausreißer identifiziert wurden, wird allerdings keine Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nr. 5 S. 9 durchgeführt. Für jeden Netzbetreiber, der in der sogenannten Dominanzanalyse als Ausreißer identifiziert wurde, wird im Nachgang zum Effizienzvergleich nach § 12 eine Supereffizienzanalyse durchgeführt werden. Dabei sind die betreffenden

Netzbetreiber einzeln zum Datensatz, der als Grundlage zur Berechnung der Supereffizienz nach Anlage 3 Nr. 5 S. 9 angewendet wird, hinzuzufügen und darauf aufbauend die individuellen Effizienzwerte aus der Supereffizienzanalyse für die Ausreißer im Sinne der Dominanzanalyse zu bestimmen.

Da die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet als Gruppe dominant und somit Ausreißer sind, werden diese dementsprechend als Gruppe zum Datensatz, der als Grundlage zur Berechnung der Supereffizienz nach Anlage 3 Nr. 5 S. 9 angewendet wird, hinzuzufügt. Sodann wurden die Supereffizienzwerte für diese berechnet.

Für den Spezialfall eines Netzbetreibers ohne Konzessionsgebiet, welcher sich sowohl in der Einzel- als auch in der Gruppendominanzanalyse als dominant erwiesen hat, wurde dieser wie ein sonstiger dominanter NB behandelt und bei der Berechnung für die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet nicht mehr dieser Gruppe zugeordnet, wodurch eine Schlechterstellung durch die Gruppendominanzanalyse dieses Netzbetreibers verhindert wird. Dieses Vorgehen (und nur dieses) führt dazu, dass der Effizienzbonus für diese Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet mit und ohne Gruppendominanzanalyse gleich ist.

Für den Netzbetreiber ergibt sich gemäß der vorstehend dargelegten Ermittlung kein Effizienzbonus.

3.4. Ermittlung der beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 4 ARegV

3.4.1. Beeinflussbare Kostenanteile im Basisjahr

Als beeinflussbare Kostenanteile des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode gelten gem. § 11 Abs. 4 ARegV die Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile des Ausgangsniveaus, nach Abzug des Kapitalkostenabzugs des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode und nach Abzug der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode. Daraus folgt:

$$KA_{b,t} = GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t - KA_{vnb,t}$$

Die Höhe der beeinflussbaren Kostenanteile ist **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen** zu entnehmen.

3.4.2. Individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 ARegV

Die Festlegung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde hat gemäß § 16 Abs. 1 ARegV so zu erfolgen, dass die nach den §§ 12 und 13 bis 15 ARegV ermittelten, monetär bewerteten Ineffizienzen (beeinflussbarer Kostenanteil, $KA_{b,0}$) unter Anwendung eines Verteilungsfaktors (V_t) rechnerisch innerhalb der Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut werden (individuelle Effizienzvorgabe).

Eine Regulierungsperiode dauert gemäß § 3 Abs. 2 ARegV fünf Jahre. Somit hat der Abbau der ermittelten monetär bewerteten Ineffizienzen in der vierten Regulierungsperiode innerhalb von fünf Jahren zu geschehen. Daraus ergibt sich ein Verteilungsfaktor (V_t) von $0,2 \cdot t$.

Jahr	t	V_t
2023	1	0,2
2024	2	0,4
2025	3	0,6
2026	4	0,8
2027	5	1,0

Die Höhe der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV des jeweiligen Kalenderjahres ergibt sich aus **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**.

3.5. Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV

Gemäß § 8 ARegV ergibt sich der Wert für die allgemeine Geldwertentwicklung aus dem durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex (VPI). Für die Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 ARegV wird der VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem Jahr, für das die Erlösobergrenze gilt, verwendet (VPI_t). Dieser wird ins Verhältnis gesetzt zum VPI für das Basisjahr (VPI_0).

Basisjahr ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Jahr 2020. Gemäß Statistischem Bundesamt beträgt der VPI für das Jahr 2020 100,0, für das Jahr 2021 103,1, für das Jahr 2022 110,2 und für das Jahr 2023 116,7 und für das Jahr 2024 119,3 (jeweils bei einer Normierung auf das Jahr 2020) (abrufbar im Internet unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> > Suche nach: 61111-0001). Entsprechend des Terms VPI_t/VPI_0 der in Anlage 1 zu § 7 ARegV aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 2021 zum VPI für das Jahr 2020 für das erste Jahr der vierten Regulierungsperiode (2023) einen Inflationsfaktor in Höhe von 1,0310. Für das zweite Jahr der vierten Regulierungsperiode (2024) ergibt sich ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,1020, für das dritte Jahr der vierten Regulierungsperiode (2025) ergibt sich ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,1670 und für das vierte Jahr der vierten Regulierungsperiode (2026) ergibt sich ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,1930.

Für das letzte Jahr der vierten Regulierungsperiode (2027) hat die Beschlusskammer den VPI des Jahres 2025 geschätzt, da im Zeitpunkt der Beschlussfassung noch keine Erkenntnisse hinsichtlich des VPI des Kalenderjahres 2025 vorliegen konnten, dieser indes bei der Ermittlung des VPI des letzten Jahres der Regulierungsperiode zugrunde zu legen ist. Der Rat der Europäischen Zentralbank (EZB) gibt ein mittelfristiges Inflationsziel in Höhe von 2% an. Die Beschlusskammer hält es für zweckmäßig, das mittelfristige Inflationsziel der EZB als Schätzung für die relative prozentuale Veränderung des VPI für das Jahr 2025 heranzuziehen, zumal der Netzbetreiber gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zur Anpassung der Erlösobergrenze verpflichtet ist.

Es wurden somit folgende auf eine Nachkommastelle gerundete VPI-Werte angesetzt:

2020	100,0
2021	103,1
2022	110,2
2023	116,7
2024	119,3
2025	119,3 * 1,02 = 121,7

Für das fünfte Jahr der vierten Regulierungsperiode (2027) wurde ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,2170 zugrunde gelegt. Die Inflationsfaktoren für die jeweiligen Jahre in Bezug auf das Basisjahr – d. h. die relative prozentuale Änderung des VPI des

jeweiligen Jahres gegenüber dem VPI des Basisjahres 2020 – ist in nachstehender Tabelle als zweistellig gerundeter Prozentwert dargestellt:

Jahr	VPI _t /VPI ₀
2023	3,10%
2024	10,20%
2025	16,70%
2026	19,30%
2027	21,70%

Die Beschlusskammer hat diese Werte bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2023 bis 2027 berücksichtigt (**Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**).

3.6. Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV

Im Rahmen der Anreizregulierung ist bei der Bestimmung der Erlösobergrenzen zu berücksichtigen, wie sich die Produktivität der gesamten Branche abweichend von der Gesamtwirtschaft entwickelt. Dies erfolgt durch den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (PF_t).

Gemäß § 9 Abs. 1 ARegV wird der generelle sektorale Produktivitätsfaktor aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt sowie der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung ermittelt.

Gemäß § 9 Abs. 3 ARegV hat die Bundesnetzagentur ab der dritten Regulierungsperiode den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Gas- und Stromnetzbetreiber für die gesamte Regulierungsperiode zu ermitteln.

Mit Beschluss vom 09.05.2025, Az. BK4-22-085, hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Gasnetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode festgelegt. Für Gasversorgungsnetze beträgt dieser 0,87 %.

In Anlage 1 zu § 7 ARegV wird die Variable PF_t als der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9 ARegV definiert, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode

wiedergibt. Die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode (PF_t) ergeben sich demgemäß mittels der folgenden Formel: $PF_t = (1 + 0,87)^{t-1}$ (**Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**).

3.7. Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV

Sofern der Netzbetreiber gem. § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund eines Kapitalkostenaufschlags (KKA_t) nach § 10a ARegV beantragt hat, wird über diesen Antrag in einem gesonderten Beschluss entschieden.

3.8. Qualitätselement nach § 19 ARegV

Auf die Erlösobergrenzen können gemäß § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlvorgaben abweichen (Q_t). Über den Beginn der Anwendung des Qualitätselements bei Gasversorgungsnetzen entscheidet die Regulierungsbehörde. Das Qualitätselement kann gemäß § 19 Abs. 2 S. 3 ARegV im Laufe der zweiten oder einer späteren Regulierungsperiode angewendet werden, soweit der Regulierungsbehörde hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen. In der vierten Regulierungsperiode wird indes weiterhin kein Qualitätselement angewendet.

3.9. Volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV

Als volatile Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs. 5 S. 1 Nr. 1 ARegV Kosten für die Beschaffung von Treibenergie. Andere beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, insbesondere Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann, gelten gemäß § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV nur dann als volatile Kostenanteile, soweit die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV festgelegt hat. Kapitalkosten oder Fremdkapitalkosten gelten nicht als volatile Kostenanteile. Gemäß Festlegung der Beschlusskammer 9 vom 15.05.2014 (BK9-14/606) gelten Kosten für

Lastflusszusagen als volatile Kostenanteile i.S.d § 11 Abs. 5 ARegV. Für Verteilernetzbetreiber hat dies jedoch keine Relevanz. Gemäß Festlegung der Beschlusskammer 9 vom 18.09.2020 (BK9-20/606-1 bis BK9-20/606-5) gelten Energiekosten für die Stickstoffgewinnung zum Zwecke der Konvertierung von H-Gas nach L-Gas als volatile Kostenanteile i.S.d § 11 Abs. 5 ARegV. Gemäß Festlegung der Beschlusskammer 9 vom 08.11.2022 (BK9-22-606-1 bis BK9-22-606-5) gelten ab dem 01.01.2021 Kosten für die Beschaffung von Energie zum Zwecke der Vorwärmung von Gas im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung, Kosten für die Beschaffung und die Wiederaufbereitung von Adsorptionsmittel zum Zwecke der Deodorierung von Gas, Kosten aus Schadensersatzansprüchen einschließlich hiermit im Zusammenhang stehende Gerichts- und Rechtsanwaltskosten aufgrund von Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 S. 1 ggf. i.V.m. § 16a S. 1 EnWG, soweit diese nicht auf vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzungen beruhen, Kosten aus Schadensersatzansprüchen einschließlich hiermit im Zusammenhang stehende Gerichts- und Rechtsanwaltskosten, welche infolge einer Übernahme von Gas aus dem Ausland ins deutsche Fernleitungsnetz entstehen, welches nicht den Bestimmungen des Arbeitsblatts G 260 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (Stand 2021) entspricht, soweit die Übernahme derartigen Gases zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland benötigt wird und die Netzbetreiber nach Übernahme des Gases alle angemessenen Maßnahmen zur Schadensminimierung treffen und insbesondere die ihnen zur Verfügung stehenden, relevanten Informationen wie Messwerte und sonstige Daten über die Beschaffenheit des transportierten Gases den Anschlusskunden einschließlich Speicherbetreibern, bei welchen eine Schädigung nicht fernliegend erscheint, zur Verfügung stellen, Kosten für Kapazitätsinstrumente, soweit diese zur Bereitstellung von Einspeisekapazitäten, die zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland benötigt werden, eingesetzt werden, als volatile Kostenanteile i.S.d § 11 Abs. 5 ARegV. Da die letztgenannten Kostenarten in den maßgeblichen Basisjahren 2015 (für 2021 und 2022) und 2020 (für die Jahre ab 2023) noch nicht als volatile Kostenanteile galten und daher in den jeweiligen Kostenprüfungen nicht gesondert abgegrenzt wurden, wird die Feststellung der heranzuziehenden Vergleichswerte im Rahmen der jeweiligen Verfahren zur Genehmigung der Salden des Regulierungskontos nach § 5 Abs. 3 ARegV erfolgen.

3.10. Saldo des Regulierungskontos nach § 5 ARegV

Der Saldo des Regulierungskontos nach § 5 ARegV wird jährlich vom Netzbetreiber ermittelt und von der Beschlusskammer gemeinsam mit dessen Verteilung in einem gesonderten Verfahren genehmigt. Der Netzbetreiber ist gemäß § 4 Abs. 4 S. 3 ARegV verpflichtet, einmal jährlich einen Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 5 ARegV zu stellen. § 5 Abs. 3 S. 2 ARegV bestimmt, dass der ermittelte und verzinst Saldo des Regulierungskontos durch Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen verteilt werden muss. Der Saldo des Regulierungskontos wird im Rahmen des gesonderten Verfahrens ausgeglichen; bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen durch diesen Beschluss werden insoweit keine Beträge berücksichtigt.

4. Rückwirkende Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen

Die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen nach dem 01.01.2023 ist zulässig.

Die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen steht im Einklang mit dem in § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG statuierten Gebot der Erreichbarkeit der Effizienzvorgabe. Dem Netzbetreiber wurden letztlich keine Effizienzvorgaben gemacht; seine Effizienz ist mit 100 % angesetzt.

Art. 41 Abs. 10 der Richtlinie 2009/73/EG sieht vor, dass die Regulierungsbehörden befugt sind, vorläufig geltende Übertragungs- und Verteilungstarife festzulegen oder zu genehmigen und über geeignete Ausgleichsmaßnahmen zu entscheiden, falls sich die Festlegung der Tarife verzögert. Entsprechend ist in § 20 Abs. 1 S. 2 EnWG geregelt, dass Netzbetreiber verpflichtet sind, zum 15. Oktober eines jeden Jahres für das Folgejahr vorläufige Entgelte zu veröffentlichen, wenn die Entgelte für den Netzzugang bis zum 15. Oktober nicht ermittelt worden sind. Wenn aber vorläufige Regelungen im Zusammenhang mit der Festlegung der Erlösobergrenze für ein Kalenderjahr zulässig sind, muss auch eine rückwirkende endgültige Festlegungen von Erlösobergrenzen (erst Recht eine Festlegung ohne Effizienzvorgaben) zulässig sein (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14. September 2016, VI-3 Kart 175/14 (V), Rn. 118 ff., juris). Dem Netzbetreiber waren die für die Festlegung der Erlösobergrenze wesentlichen Elemente bekannt bzw. diese waren aufgrund entsprechender Mitteilung

der Beschlusskammer abschätzbar. Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber insbesondere das festgestellte Ausgangsniveau am 18.11.2022 mitgeteilt.

Auf dieser Basis war der Netzbetreiber bereits Ende 2022 in der Lage, die beeinflussbaren Kosten des Jahres 2023 anzupassen. Auf einen etwaigen Antrag nach § 15 ARegV kommt es hierbei nicht an.

Aufgrund der Rechtsprechung des OLG Düsseldorf zur rückwirkenden Festlegung des Qualitätselements nach § 19 ARegV sieht sich die Beschlusskammer veranlasst, hilfsweise Ermessenserwägungen in Bezug auf die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen in diesem konkreten Einzelfall anzustellen. Der Beschlusskammer ist bewusst, dass rückwirkende Festlegungen von Erlösobergrenzen die Ausnahme sein sollten (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 15.02.2017, VI-3 Kart 155/15 (V), Rn. 38, juris). Im Rahmen des ihr zustehenden Regulierungsermessens hat sich die Beschlusskammer entschieden, von einer vorläufigen Festlegung von Erlösobergrenzen nach § 72 EnWG abzusehen und die Erlösobergrenzen rückwirkend zum 01.01.2023 festzulegen.

Bei der Entscheidung hat die Beschlusskammer neben dem in § 72 EnWG angelegten bzw. sich aus der rückwirkenden Neubescheidung ergebenden Zweck einer Vorgabe von Erlösobergrenzen für die gesamte Regulierungsperiode auch das Interesse des Netzbetreibers an Rechtssicherheit und an einer nach § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals sowie das Interesse der Netznutzer an den in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Aspekten einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas berücksichtigt.

Eine vorläufige Festlegung von Erlösobergrenzen nach § 72 EnWG war aus Sicht der Beschlusskammer nicht zweckdienlich für das Verfahren zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen sowie die Vereinnahmung von Netzentgelten. Zum Jahresende 2022 waren dem Netzbetreiber mit Ausnahme des finalen Effizienzwertes alle wesentlichen Elemente zur Festlegung der Erlösobergrenzen nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV bekannt bzw. diese waren aufgrund entsprechender Mitteilung der Beschlusskammer abschätzbar. Eine vorläufige Festlegung hätte also keinen wesentlichen inhaltlichen Mehrwert gehabt, sondern lediglich die dem Netzbetreiber bekannten Tatsachen in Form eines vorläufigen Bescheides förmlich

festgehalten. Im Gegenzug hätte eine vorläufige Festlegung einen Mehraufwand sowohl auf Seiten der Behörde und der Netzbetreiber in Form von Erstellung und Zustellung der Bescheide sowie kritischer Durchsicht durch die Netzbetreiber bedeutet. Auch Gerichtsverfahren gegen die vorläufigen Festlegungen wären nicht auszuschließen gewesen.

Eine vorläufige Festlegung der Erlösbergrenzen vor Beginn der vierten Regulierungsperiode hätte auch nur mit dem vorläufigen Effizienzwert erfolgen können, dessen korrekte Herleitung nicht zweifelsfrei hätte dargelegt werden können und der noch einer Anpassung unterliegen konnte. Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber am 25.05.2023 den für ihn nach damaligem Sachstand gültigen Effizienzwert mitgeteilt.

In die Abwägung sind auch die weiteren Umstände bzw. Verfahrensabläufe eingeflossen. Während des laufenden Verfahrens hat der Bundesgerichtshof mit drei Entscheidungen vom 26.09.2023 (EnVR 37/21, EnVR 43/22 und EnVR 44/22) die Erlösbergrenzen der dritten Regulierungsperiode Gas der betroffenen Netzbetreiber in Bezug auf den Effizienzvergleich teilweise aufgehoben. Da der Effizienzvergleich für die Verteilernetzbetreiber Gas für die vierte Regulierungsperiode methodisch nahezu gleichlautend zur dritten Regulierungsperiode durchgeführt wurde, wäre eine (auch vorläufige) Festlegung von Erlösbergrenzen einschließlich entsprechender Effizienzvorgaben in Kenntnis dieser Rechtsprechung nicht zweckdienlich gewesen.

In einer weiteren Entscheidung (EnVR 39/22) hat der Bundesgerichtshof am 30.01.2024 verkündet, dass das Vorgehen der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg, anteilige Lohnkosten für Freizeit bzw. Freistellungen nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten einzustufen, nicht zu beanstanden war. Da die Beschlusskammer 9 und ein Teil der Landesregulierungsbehörden diese Kosten jedoch als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt hatten, waren – um Verzerrungen des Effizienzvergleichs zu vermeiden – für die Netzbetreiber im Zuständigkeitsbereich der Beschlusskammer und der betroffenen Landesregulierungsbehörden die Aufwandparameter dahingehend zu korrigieren, dass die einschlägigen Kostenpositionen den Status als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten verloren und folglich aufwandsparenderhöhend berücksichtigt wurden.

Die Beschlusskammer sah es als sachdienlich an, sämtliche Ressourcen auf die zügige Abwicklung der parallel laufenden Verwaltungsverfahren, insbesondere die Neuberechnung des Effizienzvergleichs zu bündeln, um die endgültige Festlegung der Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode und auch deren rechtssichere Anpassung nach § 4 Abs. 3 und 4 ARegV zu ermöglichen.

Angesichts der frühzeitigen Kenntnis des Netzbetreibers der wesentlichen für die Berechnung der Erlösobergrenzen maßgeblichen Werte erachtet die Beschlusskammer die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen als vom Ermessen gedeckt.

Aus Sicht der Beschlusskammer überwiegt hier das Interesse an der (rückwirkenden) Festlegung von Erlösobergrenzen ab Beginn der vierten Regulierungsperiode. Die gegen die rückwirkende Festlegung sprechenden Prinzipien des Vertrauensschutzes hat die Beschlusskammer demgegenüber im konkreten Fall als nachrangig bewertet.

In besonderem Maße für die rückwirkende Festlegung sprechen hier die einen großen Teil der Öffentlichkeit betreffenden und nur mit einer materiell richtigen Erlösobergrenzenfestlegung nach den Vorgaben des EnWG, der ARegV und der GasNEV zu erreichenden Ziele. Rechtmäßig bestimmte Erlösobergrenzen dienen – den in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecken entsprechend – einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas. Die Netzregulierung dient gemäß § 1 Abs. 2 EnWG daneben den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Gas sowie der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen zuverlässigen Netzbetriebs. Schließlich sind gemäß § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung u.a. von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung zu bilden. Diese Ziele erachtet die Beschlusskammer als besonders wichtig, die Verwirklichung dieser Ziele ist überhaupt Sinn und Zweck der Netz- und der Entgeltregulierung. Sie dienen der Allgemeinheit und sind für diese von überragender Bedeutung. Nur mit rechtmäßigen Erlösobergrenzen für die gesamte Dauer einer Regulierungsperiode können die genannten Ziele optimal erreicht werden.

Relevant für die Abwägungsentscheidung ist auch, dass der Europäische Richtliniengeber der Regulierungsbehörde durch die Vorschrift des Art. 41 Abs. 10 der Richtlinie 2009/73/EG grundsätzlich die Möglichkeit vorläufiger Regelungen zugesteht, dies jedoch nicht unbegrenzt gelten soll, sondern dies lediglich dann erlaubt sein soll, wenn es zu Verzögerungen kommt. Regelfall soll die Festlegung für die Zukunft sein (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 15.02.2017, VI-3 Kart 155/15 (V), Rn. 38, juris). Da es sich vorliegend um eine begründete, anlassbezogene Verzögerung handelt, erachtet die Beschlusskammer die Rückwirkung als mit diesem Kriterium vereinbar.

Die Entscheidung, die Erlösobergrenzen rückwirkend festzulegen, ist auch verhältnismäßig. Die Entscheidung dient dem legitimen öffentlichen Zweck, entsprechend den Vorgaben des EnWG, der ARegV und der GasNEV für die gesamte Dauer einer Regulierungsperiode Erlösobergrenzen festzulegen. Die rückwirkende Festlegung ist hierzu geeignet. Sie ist auch erforderlich, da zum jetzigen Zeitpunkt ein gleich geeignetes, milderes Mittel nicht mehr zur Verfügung steht. Die Entscheidung ist schließlich auch angemessen. Das Interesse des Netzbetreibers, für den Zeitraum der Rückwirkung keinen weiteren Vorgaben gemäß dieses Beschlusses zu unterliegen, muss aus Sicht der Beschlusskammer hinter dem Interesse der Allgemeinheit an einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas zurückstehen.

Schließlich sieht die Anreizregulierungsverordnung in § 16 Abs. 2 ARegV eine Härtefallregelung vor für den Fall, dass die individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung aller dem Netzbetreiber möglichen und zumutbaren Maßnahmen nicht erreicht und übertroffen werden kann.

Etwaige Abweichungen zu bislang tatsächlich vereinnahmten Entgelten können ohne weiteres über das Regulierungskonto nach § 5 ARegV abgewickelt werden.

Eine rückwirkende Anwendung des best-of-four-Effizienzwertes, der sich nach Umsetzung der Entscheidungen des Bundesgerichtshofes und nach der Korrektur des Vergleichsparameters des Benchmarkführers ergibt, ab dem 01.01.2023 (Beginn der vierten Regulierungsperiode) ist insofern unkritisch, da sich gegenüber dem am 25.05.2023 mitgeteilten best-of-four-Effizienzwert keine Änderung ergeben hat, der Netzbetreiber folglich nicht schlechter gestellt wird, als ihm ursprünglich mitgeteilt wurde.

III. Meldepflichten

Die Anordnung des Tenors zu 2. ergeht auf der Grundlage der § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV.

Gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV ist der Netzbetreiber bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV verpflichtet, die Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres anzupassen. Gleiches gilt bei der Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 und 3 ARegV und volatilen Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 5 ARegV. Einer erneuten Festlegung der Erlösobergrenze bedarf es ausweislich § 4 Abs. 3 S. 2 ARegV in diesen Fällen nicht.

Die entsprechende Verpflichtung des Netzbetreibers zur Anpassung der Erlösobergrenzen ist ausweislich der Verordnungsbegründung in der Festlegung aufzunehmen (BR-Drs. 417/ 07, S.44 f.). Die Verpflichtung zur Anpassung der Erlösobergrenzen wird daher gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG nochmals ausdrücklich angeordnet. Dies dient der Durchsetzung der Rechtslage, da hiermit die Möglichkeit eröffnet wird, die Verpflichtung nach § 94 EnWG durchzusetzen.

IV. Netzübergänge

Die Anordnung des Tenors zu 3. ergeht auf Grundlage der § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 11 und § 28 S. 1 Nr. 8 ARegV.

Gemäß § 28 S. 1 Nr. 8 ARegV ist der Netzbetreiber verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV anzuzeigen; die Netzbetreiber haben darüber hinaus unverzüglich den Übergang des Netzbetriebs anzuzeigen, soweit sich ein Wechsel des zuständigen Netzbetreibers ergeben hat. Nach Maßgabe der §§ 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV kann die Bundesnetzagentur Entscheidungen zu Umfang, Zeitpunkt und Form der nach den §§ 27 und 28 ARegV zu erhebenden und mitzuteilenden Daten, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen treffen. In Ausübung dieser Befugnis ordnet sie an, dass der Netzbetreiber ohne schuldhaftes Zögern den

Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV anzuzeigen hat. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Bundesnetzagentur zeitnah von dem Sachverhalt erfährt und sicherstellen kann, dass die Vorgaben des § 26 ARegV eingehalten werden. Die Anordnung dient der Durchsetzung der Rechtslage, da hiermit die Möglichkeit eröffnet wird, die Verpflichtung nach § 94 EnWG durchzusetzen.

V. Zusicherung hinsichtlich des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors

Die Beschlusskammer hat bei der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen den mit Beschluss der Beschlusskammer 4 vom 09.05.2025 unter dem Aktenzeichen BK4-22-085 festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor zugrunde gelegt.

Die Beschlusskammer trifft hinsichtlich des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors die unter Ziffer 4 tenorierte Regelung zur Anpassung dieses Beschlusses zur Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die vierte Regulierungsperiode mit dem Ziel, Beschwerdeverfahren zu vermeiden, die unter dem Gesichtspunkt der Verfahrensökonomie nicht sinnvoll sind. Ein Netzbetreiber soll sich nicht veranlasst sehen, gegen den vorliegenden Beschluss rechtswahrend Beschwerde einzulegen, nur um sich so die Möglichkeit zu erhalten, von dem Ausgang des Beschwerdeverfahrens gegen den Beschluss BK4-22-085 auch in diesem Verfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen zu profitieren. Die Beschlusskammer möchte mit der in Rede stehenden Regelung somit vermeiden, dass dieser Beschluss von Netzbetreibern allein deshalb mit einer Beschwerde angegriffen und so einem gerichtlichen Verfahren zugeführt wird, um gegebenenfalls einen niedrigeren als im ursprünglichen Beschluss BK4-22-085 festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor zur Grundlage dieses Beschlusses zu machen. Gleichzeitig wird für den Fall, dass der Netzbetreiber diesen Beschluss nicht nur wegen des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors sondern auch wegen anderer Beschwerdepunkte angreift, sichergestellt, dass über die insoweit eingelegte Beschwerde entschieden werden kann und das Abwarten einer abschließenden gerichtlichen Entscheidung und einer eventuellen Neufestlegung des mit Beschluss

BK4-22-085 festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nicht erforderlich ist.

Dabei soll der Netzbetreiber durch die unter Tenorziffer 4 getroffene Regelung so gestellt werden, wie er stünde, wenn er diesen Beschluss zur Festlegung der Erlösobergrenzen mit einer Beschwerde angegriffen, dabei die Anwendung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors gerügt hätte und es zu einer Neufestlegung dieses Faktors kommt. Der Netzbetreiber soll insoweit weder besser noch schlechter gestellt werden. Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber im Falle eines ihm günstigen Ausgangs des Verfahrens gegen den Beschluss BK4-22-085 auch von einem niedrigeren generellen sektoralen Produktivitätsfaktor in dieser Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen profitieren soll. Dies bedeutet aber gleichzeitig auch, dass die Beschlusskammer – schon im Interesse der Netznutzer – sicherstellt, dass im Falle eines für den Netzbetreiber ungünstigen Ausgangs seines Beschwerdeverfahrens gegen die Festlegung BK4-22-085 etwaige die Erlösobergrenze reduzierende Effekte berücksichtigt werden. Deshalb ist die Regelung so ausgestaltet, dass eine Anpassung sowohl erlösobergrenzenerhöhend als auch -senkend vorgenommen wird.

Bei ihrer Entscheidung, die Regelung des Tenors 4 in den Beschluss aufzunehmen, hat die Beschlusskammer insbesondere berücksichtigt, dass diese Aufnahme der Regelung mit dem Einverständnis des Netzbetreibers geschehen ist. Dieser wurde im Anhörungsverfahren ausdrücklich auf die Aufnahme der Regelung hingewiesen. Dabei wurde er auch darauf hingewiesen, dass er aufgrund der Ausgestaltung von Tenorziffer 4 lit. a) („eingelegt und nicht zurückgenommen hat“) jederzeit die Möglichkeit hat, durch die Rücknahme der Beschwerde gegen die Festlegung BK4-22-085 eine Bedingung des Tenors nicht zu erfüllen und so den Zustand herzustellen, in dem er sich ohne die tenorierte Regelung befinden würde.

VI. Gebühren

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

VII. Anlagenverweis

Die folgenden Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses:

- **Anlage A1, Anlage A2, Anlage A2.1-NB und A2.2-NB sowie Anlage A3,**
- **Anlage I und II-NB nebst Anlage 1-NB, Anlage 2.1-NB, Anlage 2.2-NB, Anlage 3-NB, Anlage 3.1-NB, Anlage 4-NB, Anlage 5-NB**
- **Anlage II-DL1 nebst Anlage 1-DL1, Anlage 2.1-DL1, Anlage 2.2-DL1, Anlage 3-DL1, Anlage 3.1-DL1, Anlage 4-DL1, Anlage 5-DL1**
- **Anlage III, Anlage IV, Anlage V**
- **Anlage ÜLR**
- **Anlage VBR**
- **Gutachten Effizienzvergleich Verteilnetzbetreiber Gas (4. RP), 17. Oktober 2023**
- **Aktualisierte (Teil-) Kapitel Gutachten Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (RP4), Datenstand 19. September 2024**
- **Kurzgutachten: Implikationen der BGH Beschlüsse vom 26.09.2023, Az. EnVR 37/21, EnVR 43/22 und EnVR 44/22 für den EVG4, Datenstand 19. September 2024**
- **Modellüberblick Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (RP4), Datenstand 19. September 2024**
- **Gutachten zur Erstellung gebietsstruktureller Parameter Verteilnetzbetreiber Gas**
- **Stellungnahmen der Netzbetreiber zum Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Gas der 4. Regulierungsperiode (Stellungnahmefrist 16.01.2025)**

RECHTSBEHELFSBELEHRUNG

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

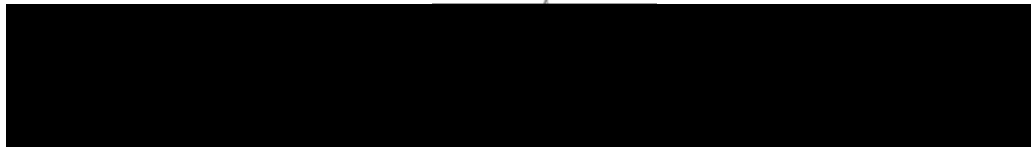
Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt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

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

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer



Dr. Christian Schütte

Roland Naas

Stefan Tappe

A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen
1. Zusammenfassung (4. Regulierungsperiode)

1.1 Daten der Regulierungsperiode	
Verfahrensart	Regelverfahren
Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARregV	
Basisjahr [t ₀]	2020
Effizienzwert [tW]	100,00%
Supereffizienzwert [SEW]	
Verbraucherpreissamindex nach § 8 Satz 2 ARregV [VPI ₀]	100

1.2 Jahresdaten				
Jahr	Verteilungsfaktor nach § 16 Abs. 1 ARregV	Verteilungsfaktor nach § 16 Abs. 2 ARregV	Verbraucherpreissamindex nach § 8 Satz 2 ARregV [VPI _t]	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARregV
2023	0,20			
2024	0,40			
2025	0,60			
2026	0,80			
2027	1,00			

1.3 Berechnung der Erlösobergrenze							
Jahr	Erlösobergrenze nach § 4 ARregV	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARregV	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARregV	Verbleibender Anteil der Ineffizienzen im Jahr t	Beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 4 ARregV	Supereffizienzbonus nach § 12a ARregV	Dauer der Regulierungsperiode
t	EB _t	K _{1,t}	K _{2,t}	(1 - V _t)	K _{4,t}	+ S _t	10
2023							
2024							
2025							
2026							
2027							

Jahr	Verbraucherpreissamindex nach § 8 Satz 2 ARregV im Jahr t	Verbraucherpreissamindex nach § 6 Abs. 1 ARregV im Basisjahr	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARregV	Kapitalkostenanschlag nach § 10a ARregV	Qualitätskoeffizient nach § 19 ARregV	volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARregV im Jahr t	volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARregV im Basisjahr	Sonstiges
t	+ (VPI _t)	/ VPI ₀	- PF _t	+ SKA _t	+ Q _t	+ (VK _t)	- (VK ₀)	+ Sonstiges
2023								
2024								
2025								
2026								
2027								

2 Detaillierte Übersicht (4. Regulierungsperiode)

2.1 Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV	Ausgangsniveau Basisjahr 2020, t ₀		1. Jahr 2023, t ₁		2. Jahr 2024, t ₂		3. Jahr 2025, t ₃		4. Jahr 2026, t ₄		5. Jahr 2027, t ₅	
	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse
gesetzliche Abnahme- und Verzögerungspflichten (Nr. 1)												
Konzessionsabgaben (Nr. 2)												
Betriebssteuern (Nr. 3)												
erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (Nr. 4)												
genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV (Nr. 6)												
Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Abs. 2a ARegV												
verbleibende Kosten Bilogas nach Abzug Wälzungspauschale (Nr. 8a)												
Betrieb- und Tarifvertrag, Vereinbar. zu Lohnzusatz- und Versorgungseinst. (Nr. 9)												
Betriebs- und Personalratsstätigkeit (Nr. 10)												
Berufsausbildung, Weiterbildung, Betriebskindertagesstätten (Nr. 11)												
Auflösung von Baukostenzuschüssen/ Netzananschlusskostenbeiträgen (Nr. 13)												
Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen												
Pauschale im vereinfachten Verfahren nach § 24 Abs. 2 Satz 2 ARegV												
Summe												
I. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten KA_{00a} (Saldo)												
2.2 volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse
Kosten für die Beschaffung von Treibenergie												
Kosten für Lastflusszusagen												
Kosten für marktbasierliche Instrumente												
Energiekosten für die Stickstoffgewinnung zum Zwecke der Konvertierung von H-Gas nach L-Gas												
Kosten für verschiedene Aspekte des Erdgasverkehrs als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV												
Summe												
Saldo												
II. Differenz der volatilen Kostenanteile (VK₁ - VK₀)												

2.3 Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kostenanteile		Ausgangsniveau Basisjahr 2020, t ₀	1. Jahr 2023, t ₁	2. Jahr 2024, t ₂	3. Jahr 2025, t ₃	4. Jahr 2026, t ₄	5. Jahr 2027, t ₅
Gesamtkosten	KA_{ges}						
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	KA_{dnh}						
Kapitalkostenabzug	$KKAb_1$						
Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil (C)	$KA_{vnh} = (KA_{ges} - KA_{dnh} - KKAb_1) \cdot EW_0$						
Beeinflussbarer Kostenanteil (C)	$KA_{bh} = (KA_{ges} - KA_{dnh} - KKAb_1 - KA_{vnh})$						
Nicht abgebauter beeinflussbarer Kostenanteil	$(1 - V_j) \times KA_{bh}$						
Effizienzbonus	B_0						
verteilter Effizienzbonus	B_0 / T						
III.a Jährliche vorübergehend nicht beeinflussbarer zzgl. nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteil	$KA_{vnh,j} + (1 - V_j) \times KA_{bh} + B_0 / T$						
2.4 Verbraucherpreisindex (VPI) und Produktivitätsfaktor (PF)		VPI ₂₀₂₀ (= VPI ₀)	VPI ₂₀₂₃	VPI ₂₀₂₄	VPI ₂₀₂₅	VPI ₂₀₂₆	VPI ₂₀₂₇
Verbraucherpreisindex nach § 8 ARagV	VPI						
Steigerung des Verbraucherpreisindex bezogen auf Basisjahr	VPI_1 / VPI_0						
kumulierter genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARagV	PF ₁						
Verbraucherpreisindex / Produktivitätsfortschritt	$(VPI_1 / VPI_0) - PF_1$						
III.a Jährliche Kostenanteile mit VPI und PF	III.a x $(VPI_1 / VPI_0 - PF_1)$						
2.5 Kapitalkostenaufschlag (KKA)							
IV. Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARagV	KKA ₁						
2.6 Qualitätsindex (Q)							
V. Zu- und Abnahme auf die EOG nach § 19 ARagV	Q ₁						
2.7 Zwischenergebnis Erlösbergrenze nach Regulierungsformel (EO)							
	$EO_1 = I_1 + III_1 + IV_1 + V_1 + II_1$						
2.8 Sondersachverhalte							
Sachverhalte die nicht von der Regulierungsformel erfasst werden							
3 Kalenderjährliche Erlösbergrenze							
	EO ₁						

A2 Kapitalkontenabzug	Kapitalabzug gem. § 1 Abs. 1 AltHjG					Differenz gem. § 16 Abs. 1 AltHjG				
	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025

**Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen nach
§ 6 Abs. 1 ARegV: Allgemeine Grundlagen**

Gemäß § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV ermittelt die Beschlusskammer das Ausgangsniveau für die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen in der vierten Regulierungsperiode durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 der GasNEV. Die vierte Regulierungsperiode beginnt am 01.01.2023. Die Kostenprüfung erfolgt nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Dabei gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrundeliegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2020.

Für die Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen für die vierte Regulierungsperiode Gas (2023 bis 2027) sind die Netzkosten nach § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV i. V. m. §§ 4 bis 9 GasNEV zu ermitteln. Gemäß § 4 Abs. 2 GasNEV setzen sich die Netzkosten aus den aufwandsgleichen Kosten nach § 5 GasNEV, den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6 GasNEV, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 GasNEV sowie den kalkulatorischen Steuern nach § 8 GasNEV, unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 GasNEV, zusammen. Bilanzielle und kalkulatorische Kosten sind nur insoweit anzusetzen, als sie einen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (§ 4 Abs. 1 S. 1 GasNEV), den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (§ 4 Abs. 1 S. 1 GasNEV, § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) und sich bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen ihrem Umfang nach einstellen würden (vgl. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG). Gemäß § 6 Abs. 2 S. 2 ARegV, der die Unanwendbarkeit von § 3 Abs. 1 S. 4, 2. Hs. GasNEV statuiert, ist dabei die Berücksichtigung von Plankosten und -erlösen ausgeschlossen. Kosten und Erlöse bzw. Erträge, die dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, sind gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV nicht zu berücksichtigen.

Die Beschlusskammer hat der Prüfung neben dem nach § 6 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 28 GasNEV vorzulegenden Bericht die Erhebungsbögen zugrunde gelegt, die vom Netzbetreiber über das Energiedatenportal übermittelt wurden. Bei der Übermittlung wurden die Bezeichnungen der XLSX-Dateien jeweils mit einem Datum und einem sog. Hashwert versehen, um eine eindeutige Kennzeichnung der Dateien zu ermöglichen.

1. Aufwandsgleiche Kosten

Aufwandsgleiche Kosten sind zu berücksichtigen, wenn sie einen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (§ 3 Abs. 1 S. 1 GasNEV), den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (§ 4 Abs. 1, Abs. 2 S. 1 GasNEV, § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) und sich bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen ihrem Umfang nach einstellen würden (vgl. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG).

Aufwandsgleiche Kosten sind nur anzuerkennen, wenn sie einen eindeutigen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen. Kosten, die nicht ursächlich aus dem Betrieb des Netzes entstehen oder dem Betrieb des Netzes zu dienen bestimmt sind, sind folglich nicht zu berücksichtigen. Demgemäß sind Kosten, die ihrem Entstehungsgrunde oder ihrem Verwendungszweck nach dem Vertrieb oder anderen Unternehmensaktivitäten zuzuordnen sind, grundsätzlich nicht auf den Netzbetrieb bezogen und somit nicht berücksichtigungsfähig.

Der Netzbetreiber ist darlegungs- und beweisverpflichtet für die Tatsache, dass die geltend gemachten Aufwendungen tatsächlich entstanden sind. Dies ergibt sich bereits aus der Natur der zu prüfenden Informationen, die allesamt dem Rechnungswesen des Netzbetreibers entstammen. Diese internen Vorgänge sind der Beschlusskammer nicht bekannt, solange der Netzbetreiber nicht selber die beurteilungsrelevanten Kosten 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; die Mitwirkungslast begrenzt die Amtsaufklärungspflicht der Verwaltungsbehörde. Diese braucht entscheidungserhebliche Tatsachen nicht zu ermitteln, die der Betroffene ihr zu unterbreiten hat (vgl. BGH, EnVR 79/07, Rn. 21; BVerwG, 5 C 27/85, NVwZ 1987, 405). Vielmehr „ist es erforderlich, dass die tatsächlich angefallenen Kosten, deren Anfall im Basisjahr sowie deren inhaltlicher Bezug auf das Basisjahr dargelegt und belegt werden und die Zuschlüsselung auf das zu prüfende Netz plausibel gemacht wird.“ (OLG Stuttgart, 201 Kart 12/14, S. 7) Nicht nachgewiesene Kosten sind nicht anerkennungsfähig (so auch: OLG Düsseldorf, VI-3 Kart. 472/06 (V) und BGH, EnVR 6/08).

Die Berücksichtigung von Plankosten und -erlösen ist gem. § 6 Abs. 2 S. 2 ARegV ausgeschlossen. § 6 Abs. 2 S. 2 ARegV regelt, dass § 3 Abs. 1 S. 4, 2. Hs. GasNEV bei der Durchführung der Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV keine Anwendung findet. Kosten und Erlöse bzw. Erträge, die auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, sind gem. § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV ebenfalls nicht zu berücksichtigen.

Soweit Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, bleiben sie gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt. Eine Besonderheit des

Geschäftsjahres liegt vor, wenn bestimmte Kosten des Netzbetriebs nicht periodisch im Laufe der vierten Regulierungsperiode wiederkehren, sondern ausschließlich einmalig im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV anfallen. Der Regelung des § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV liegt die Überlegung zugrunde, dass die Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösbergrenzen dann gerechtfertigt ist, wenn die Kostenstruktur in den aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren in der Regel im Wesentlichen gleich ist (vgl. BGH, EnVR 48/10 – „EnBW Regional AG“). Mit diesem Konzept wäre nicht vereinbar, wenn das Ergebnis der Kostenprüfung 2020 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösbergrenzen bildete, als dort Besonderheiten berücksichtigt sind, die ausschließlich in diesem Geschäftsjahr aufgetreten sind. Dies kann der Fall sein, wenn in dem maßgeblichen Geschäftsjahr einmalige Effekte zu verzeichnen sind, die das Kostenniveau signifikant gegenüber den Kosten der Vorjahre erhöhen. Eine Besonderheit liegt hingegen nicht vor, wenn der Netzbetreiber plausibel darlegt, dass erstmals im Basisjahr Kosten zu verzeichnen sind, die im Laufe der Regulierungsperiode (Wirkungszeitraum) fortlaufend wiederkehren. Dies muss, dem Sinn und Zweck der Regelung entsprechend, auch für Erlöse gelten; dies verdeutlicht systematisch die Regelung des § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV, die von einer „Kostenprüfung“ spricht, wobei offensichtlich, wie der dortige Verweis zeigt, die Prüfung von Erlösen nach § 9 GasNEV mit einbezogen ist.

Die durch die Einspeisung von Biogas verursachten Kosten werden gemäß § 20b GasNEV bundesweit umgelegt. Der damit verbundene Wälzungsmechanismus ist durch die Vertragspartner in § 7 und den dazugehörigen Anlagen 6 und 7 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 01.10.2021 (im Folgenden: KoV) vertraglich festgelegt worden. Eine detaillierte Beschreibung des Wälzungsprozesses erfolgt in dem BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden „Kostenwälzung Biogas“. Die durch die Einspeisung von Biogas bei den Verteilernetzbetreibern verursachten Kosten werden entsprechend dieser Regelungen an die Fernleitungsnetzbetreiber weitergegeben und von diesen als „vorgelagerte Netzkosten“ wiederum an alle Netzbetreiber im Bundesgebiet weitergegeben. Daher sind die durch die Einspeisung von Biogas verursachten Kosten nicht als Netzkosten zu berücksichtigen.

Kosten, die gemäß § 19a EnWG aufgrund der Umstellung der Gasqualität entstehen, werden ebenfalls bundesweit umgelegt. Der damit verbundene Wälzungsmechanismus ist durch die Vertragspartner in § 10 der KoV vom 01.10.2021 vertraglich festgelegt worden. Eine detaillierte Beschreibung des Wälzungsprozesses erfolgt in dem BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden „Marktraumumstellung“. Die durch die Marktraumumstellung bei den Verteilernetzbetreibern verursachten Kosten werden entsprechend dieser Regelungen an die Fernleitungsnetzbetreiber weitergegeben und von diesen als „vorgelagerte Netzkosten“ wiederum an alle Netzbetreiber

im Bundesgebiet weitergegeben. Daher sind die durch die Marktraumumstellung verursachten Kosten nicht als Netzkosten zu berücksichtigen.

Kosten für die Errichtung von Wasserstoffnetzen sind – soweit es sich nicht um Biogas i.S.d. § 3 Nr. 10c EnWG oder um die bloße Zuspeisung von Wasserstoff in ein Gasversorgungsnetz i.S.d. § 3 Nr. 19a EnWG handelt – nicht berücksichtigungsfähig. Wasserstoff wird vom Gesetzgeber abseits der genannten Ausnahmen nicht als Gas im regulatorischen Sinne eingestuft, weshalb ein Wasserstoffnetz kein Gasversorgungsnetz i.S.d. § 3 Nr. 20 GasNEV ist. Die Anreizregulierung findet folglich auf solche Netze keine Anwendung und die entsprechenden Kosten können nicht als betriebsnotwendig für den Betreiber eines Gasversorgungsnetzes betrachtet werden.

Netzbetreiber können gemäß § 4 Abs. 5 GasNEV Kosten oder Kostenbestandteile, die auf Grund einer Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter anfallen, maximal in der Höhe ansetzen, wie sie anfielen, wenn sie die Leistung selbst erbringen würden. Die Preise für die Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter sind somit an den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV zu messen. Liegt das gezahlte Entgelt dagegen unterhalb der nach den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV ermittelten Kosten, sind ausschließlich Kosten in der Höhe des tatsächlich gezahlten Entgeltes anzusetzen. Daher werden die kalkulatorischen Kosten des Überlassenden nach den Maßstäben der GasNEV geprüft. Der BGH hat die hier verfolgte Prüfungsmethodik der Beschlusskammer vollumfänglich bestätigt (BGH, EnVR 79/07 – „SWU Netz GmbH“).

§ 4 Abs. 5a GasNEV regelt die Beurteilung der Kosten für die durch Dritte erbrachte Dienstleistung: Gehören das die Dienstleistung erbringende Unternehmen und der Netzbetreiber oder ein Gesellschafter des Netzbetreibers zu einer Gruppe miteinander verbundener Gasunternehmen, so darf der Netzbetreiber die aus der Erbringung der Dienstleistung entstehenden Kosten oder Kostenbestandteile maximal in der Höhe ansetzen, wie sie bei dem die Dienstleistung erbringenden Unternehmen unter Anwendung der Grundsätze der Entgeltbestimmung i.S.d. GasNEV und gegebenenfalls unter Anwendung des § 6 Abs. 2 der ARegV tatsächlich angefallen sind. Beinhalten die nach Satz 2 für die Erbringung von Dienstleistungen angefallenen Kosten oder Kostenbestandteile Vorleistungen von Unternehmen, die ebenfalls zu der Gruppe miteinander verbundener Gasunternehmen gehören, der das die Dienstleistung erbringende Unternehmen und der Netzbetreiber oder dessen Gesellschafter angehören, können diese nur maximal in der Höhe einbezogen werden, wie sie jeweils bei dem die Vorleistung erbringenden Unternehmen unter Anwendung der Grundsätze der Entgeltbestimmung i.S.d. GasNEV und gegebenenfalls unter Anwendung des § 6 Abs. 2 ARegV tatsächlich angefallen sind.

Gehören das die Dienstleistung erbringende Unternehmen und der Netzbetreiber oder dessen Gesellschafter nicht zu einer Gruppe miteinander verbundener Gasunternehmen, so darf der Netzbetreiber die aus der Erbringung der Dienstleistung entstehenden Kosten oder Kostenbestandteile maximal in der Höhe ansetzen, wie sie anfallen würden, wenn der Netzbetreiber die jeweiligen Leistungen selbst erbringen würde. Der Netzbetreiber hat die erforderlichen Nachweise zu führen. Ein effizientes, im Wettbewerb stehendes Unternehmen wird nur dann Dienstleistungen bei Dritten beauftragen, wenn es diese nicht günstiger selbst erbringen kann. Stellt sich die Dienstleistungserbringung durch Dritte als wirtschaftlich günstiger dar, so wird sich ein effizientes, im Wettbewerb stehendes Unternehmen das günstigste Angebot zur Erbringung der benötigten Dienstleistungen auswählen.

Die Preise für die Erbringung von Dienstleistungen durch Dritte sind somit an den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV zu messen. Liegt das gezahlte Entgelt dagegen unterhalb der nach den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV ermittelten Kosten, sind ausschließlich Kosten in der Höhe des tatsächlich gezahlten Entgeltes anzusetzen. Daher werden die kalkulatorischen Kosten des Dienstleistungserbringers nach den Maßstäben der GasNEV geprüft. § 4 Abs. 5a GasNEV folgt insoweit dem Regelungsmodell des § 4 Abs. 5 GasNEV (BR-Drs. 312/10(B), S. 10). Für letztere Regelung hat der BGH die hier verfolgte Prüfungsmethodik der Beschlusskammer vollumfänglich bestätigt (BGH, EnVR 79/07 „SWU Netz GmbH“).

2. Kalkulatorische Bewertung des Sachanlagevermögens sowie Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen

Zur Gewährleistung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebs ist die Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter als Kostenposition bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz zu bringen (§ 6 Abs. 1 S. 1 GasNEV). Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung ist die Bestimmung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens erforderlich. Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen ist gem. § 6 Abs. 1 S. 3 GasNEV zu unterscheiden nach Anlagegütern, die vor dem 01.01.2006 aktiviert wurden (Altanlage), und Anlagegütern, die ab dem 01.01.2006 aktiviert wurden (Neuanlage).

Bei Altanlagen werden für den eigenfinanzierten Anteil des Anlagevermögens (maximal 40 %) Tagesneuwerte als Basis für die weiteren Berechnungen herangezogen (§ 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 GasNEV). Die Tagesneuwerte werden mittels Indexierung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelt. Für den fremdfinanzierten Anteil des Anlagevermögens bilden die jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten den Ausgangspunkt für die weitere Wertermittlung (§ 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 GasNEV).

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Neuanlagen sind gem. § 6 Abs. 4 GasNEV ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode jahresbezogen (§ 6 Abs. 5 S. 3 und 4 GasNEV) zu ermitteln.

Gemäß § 6 Abs. 5 GasNEV sind seit dem 01.01.2004 (bei Verteilernetzbetreibern) bzw. seit dem 01.01.2007 (bei Fernleitungsnetzbetreibern) die kalkulatorischen Abschreibungen für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer nach Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV) vorzunehmen; hierdurch konnte es ggf. zu einem Wechsel der Nutzungsdauer kommen.

Für immaterielle Vermögensgegenstände erfolgt eine kalkulatorische Bewertung analog zur Bewertung des kalkulatorischen Sachanlagevermögens nach Maßgabe des § 6 GasNEV. Diese Vorgehensweise liegt darin begründet, dass durch die Einführung des Kapitalkostenaufschlags ab der dritten Regulierungsperiode eine konsistente Behandlung der Bewertung von immateriellen Vermögensgegenständen auf Basis von fortgeführten Anschaffungs-/Herstellungskosten in der Bestimmung des Ausgangsniveaus und der Behandlung bei der Abrechnung der Ist-Werte des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV im Regulierungskonto nach § 5 Abs. 1a ARegV erfolgen muss.

2.1. Historische Anschaffungs- und Herstellungskosten

Die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten sind in § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 GasNEV legal definiert als die im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten.

Entscheidend bei der für die kalkulatorische Berechnung des Sachanlagevermögens relevanten Anschaffungs- und Herstellungskosten eines Anlagengutes ist, dass sie den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechen (Vgl. § 6 Abs. 3, 4 GasNEV). Diese Vorgabe verbietet es beispielsweise, Anschaffungs- und Herstellungskosten durch eine Rückrechnung anhand zeitnaher üblicher Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Einbeziehung qualitativer Veränderungen des zu betrachtenden Gutes zu ermitteln. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die angegebenen Anschaffungs- und Herstellungskosten der Höhe nach den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechen. Die Beschlusskammer behält sich vor, die Ermittlung der angegebenen Anschaffungs- und Herstellungskosten einer weiteren Überprüfung zu unterziehen. Sollte sie hierbei zu der Erkenntnis gelangen, dass die vom Netzbetreiber für die Ermittlung der kalkulatorischen Kosten zugrunde gelegten errechneten Anschaffungs- und Herstellungskosten nicht den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechen, wird sie von ihren Rücknahmebefugnissen Gebrauch machen.

Nach § 6 GasNEV bilden die jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten den Ausgangspunkt für die Wertbestimmung des Sachanlagevermögens, insofern die in Rede stehenden Vermögensteile betriebsnotwendig sind. Nicht betriebsnotwendige Vermögensteile sind nicht anzusetzen. Zum notwendigen Betriebsvermögen gehören nach allgemeiner Auffassung nicht nur Vermögensgegenstände, die unmittelbar dem Betriebszweck dienen. Vielmehr genügt es, wenn der Vermögensgegenstand mittelbar dem Betrieb dient.

Nicht aktivierten sondern z.B. über Instandhaltungsaufwand finanzierten Vermögensgegenständen fehlt die Ansatzfähigkeit schon dem Grunde nach. Da unterstellt werden muss, dass diese Beträge in der Vergangenheit schon wiederverdient wurden, ist der Netznutzer nicht durch erneuten Ansatz als Anschaffungs- und Herstellungskosten zu belasten.

Netzbetreiber in Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen können die Anschaffungs- und Herstellungskosten für Anlagegüter, deren Errichtung zeitlich vor ihrer erstmaligen Bewertung in Deutscher Mark liegt, alternativ anhand zeitnaher üblicher Anschaffungs- und Herstellungskosten und einer Rückrechnung mittels der anwendbaren Preisindizes ermitteln (§ 6 Abs. 3 S. 3 GasNEV).

Entscheidend bei der Ermittlung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten des Sachanlagevermögens ist, dass die hierzu herangezogenen (zeitnahen üblichen) Anschaffungs- und Herstellungskosten keine qualitativen Veränderungen aufweisen, da durch die Rückindizierung mithilfe der anwendbaren Preisindizes lediglich die reine Preisänderung herausgerechnet wird. Die Berücksichtigung von Anschaffungs- und Herstellungskosten, die mit einer qualitativen Aufwertung verbunden sind, würden deshalb zu einer Überbewertung der ermittelten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten führen.

Aus diesem Grunde ist bei der Ermittlung der Ausgangswerte des DDR-Altanlagevermögens zunächst von Werten auszugehen, die in zeitlicher Nähe zur erstmaligen Bewertung in Deutscher Mark üblich waren. Dies ergibt sich eindeutig aus dem Wortlaut des § 6 Abs. 3 S. 3 GasNEV:

*„Im Falle der Gasversorgungsnetze [...] können für jene Anlagegüter, deren **Errichtung** zeitlich vor ihrer **erstmaligen Bewertung in Deutscher Mark** liegt, die Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Verwendung zeitnaher üblicher Anschaffungs- und Herstellungskosten und einer Rückrechnung mittels der anwendbaren Preisindizes ermittelt werden.“*

[Anmerkung: Hervorhebungen und Kürzung durch den Verfasser]

§ 6 Abs. 3 S. 3 GasNEV nennt zwei mögliche Zeitpunkte als Referenz für die Bewertung des DDR-Altanlagevermögens. Es wird die „Errichtung“ und die „erstmalige Bewertung in Deutscher Mark“ erwähnt. Die „Errichtung“ scheidet jedoch ersichtlich als Bewertungszeitpunkt aus, da vielfach nicht einmal Näherungswerte des DDR-Sachanlagevermögens oder Informationen

über die sonstige vorhandene Infrastruktur bekannt waren. Insoweit verbleibt die Zeitnähe zur erstmaligen Bewertung des Sachanlagevermögens in Deutscher Mark als möglicher Referenzpunkt. Eindeutig wird in der Formulierung des § 6 Abs. 3 S. 3 GasNEV nicht auf eine Zeitnähe der Bewertung des Sachanlagevermögens zu der erstmaligen Entgeltgenehmigung abgestellt und somit kein Gegenwartsbezug hergestellt. Hätte der Verordnungsgeber eine entsprechende Regelung treffen wollen, so wäre es ein Leichtes gewesen, die Verordnung entsprechend unmissverständlich zu fassen:

*„[...] unter Verwendung **im Antragszeitpunkt** üblicher Anschaffungs- und Herstellungskosten [...]“* **[Anmerkung: Kürzungen und hervorgehobene Ersetzung durch den Verfasser!]**

Eine solche Formulierung hat der Verordnungsgeber aber gerade nicht gewählt, so dass ersichtlich nicht auf einen Gegenwartszeitpunkt abgestellt werden darf. Vielmehr soll die größtmögliche Zeitnähe zur tatsächlichen Erstellung des Anlagengutes gewährleistet werden, um fiktive Anschaffungs- und Herstellungskosten zu ermitteln, die so weit wie möglich den tatsächlichen Anschaffungskosten entsprechen.

2.2. Kontinuitätsgebot und Verbot der Abschreibung unter Null, insbesondere Netzkauf und vergleichbare Fallgestaltungen

Gem. § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 GasNEV ist bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen für den fremdfinanzierten Anteil der Altanlagen und gem. § 6 Abs. 4 GasNEV bei den Neuanlagen von den jeweiligen, im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten („historische Anschaffungs- und Herstellungskosten“) auszugehen. In § 6 Abs. 5 und 6 GasNEV ist der Grundsatz der Kontinuität normiert. Für die Nutzungsdauern ergibt sich dieser aus § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV. Demnach sind die jeweils für eine Anlage in Anwendung gebrachten Nutzungsdauern unverändert zu lassen. Der Netzbetreiber ist an die festgelegten Nutzungsdauern nicht nur gebunden, wenn er sie selbst in Ansatz gebracht hat, sondern auch, wenn die Beschlusskammer über diese im Rahmen einer Entgeltgenehmigung oder einer Festlegung der Erlösobergrenzen bestandskräftig entschieden hat (BGH, Beschluss vom 12. November 2019 – EnVR 109/18).

§ 6 Abs. 6 GasNEV untersagt eine Abschreibung unter Null aufgrund des Wiederauflebens kalkulatorischer Restwerte, insbesondere auch im Falle einer Veränderung der ursprünglichen Abschreibungsdauer. Daraus ergibt sich das 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.

Nach der ausdrücklichen Regelung des § 6 Abs. 7 GasNEV gilt das Verbot der Abschreibung unter Null ungeachtet einer Änderung der Eigentumsverhältnisse oder der Begründung von Schuldverhältnissen. In den genannten Vorschriften kommt die eindeutige gesetzliche Vorgabe zum Ausdruck, dass ein Netzkauf oder vergleichbare Fallgestaltungen nicht zu einer Erhöhung der berücksichtigungsfähigen Netzkosten führen darf. Insoweit hat der Gesetzgeber den Interessen der Netznutzer an möglichst geringen Netzkosten den Vorrang eingeräumt. Ihre sachliche Grundlage findet diese gesetzgeberische Entscheidung in dem Charakter der Energieversorgungsnetze als natürliche Monopole, die den Netznutzern regelmäßig keine wettbewerblichen Ausweichmöglichkeiten lassen.

Für den Fall von Netzkäufen ist dementsprechend festzuhalten, dass ein Anspruch eines Netzbetreibers, bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte den Kaufpreis für erworbene Netze zugrunde zu legen, nicht besteht (BGH, KVR 35/07 - SW Neustadt a. d. W., Rn. 47 ff.). Nach § 6 Abs. 6 GasNEV dürfen die Abschreibungsgrundlagen nicht verändert werden, was bedeutet, dass das Abschreibungsobjekt nur einmal und ohne Erhöhung der Kalkulationsgrundlage abgeschrieben werden kann. Die Regelung des § 6 Abs. 7 GasNEV stellt überdies ausdrücklich klar, dass das Verbot einer Abschreibung unter Null auch im Falle eines Eigentümerwechsels gilt. Damit wird bei einem Verkauf eine Veränderung der Abschreibungsgrundlage explizit ausgeschlossen. Auch aus der vielfach herangezogenen „Kaufering“-Entscheidung des BGH (BGH, KZR 12/97) folgt nichts anderes (so explizit für die wortgleiche Strom-NEV: BGH, KVR 35/07 - SW Neustadt a. d. W., Rn. 47 ff.).

2.3. Tagesneuwerte

Gem. § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 GasNEV ist für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen des eigenfinanzierten Anteils der Altanlagen – ausgehend von dem jeweiligen Tagesneuwert nach § 6 Abs. 3 S. 1 und 2 GasNEV – die Summe aller anlagenspezifisch ermittelten Abschreibungsbeträge zugrunde zu legen. Nach § 6 Abs. 3 S. 1 GasNEV ist der Tagesneuwert der unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung maßgebliche Anschaffungswert zum jeweiligen Bewertungszeitpunkt. Die Umrechnung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter auf Tagesneuwerte hat unter Verwendung von Indexreihen des Statistischen Bundesamtes nach §§ 6 Abs. 3 S. 2, 6a GasNEV zu erfolgen).

Gem. § 6 Abs. 3 S. 2 i. V. m. § 6a Abs. 1 GasNEV sind folgende Indexreihen des Statistischen Bundesamtes heranzuziehen:

- 1) für die Anlagengruppen I.2 Grundstücksanlagen, I.3 Betriebsgebäude, I.4 Verwaltungsgebäude, III.8 Gebäude, Verkehrswege und V.9 Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen) der Anlage 1 die Indexreihe „Gewerbliche Betriebsgebäude, Bauleistungen am Bauwerk ohne Umsatzsteuer“ (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
- 2) für die Anlagengruppen Rohrleitungen und Hausanschlussleitungen IV.1.1 Stahlleitungen PE ummantelt, IV.1.2 Stahlleitungen kathodisch geschützt, IV.1.3 Stahlleitungen bitumiert, IV.2 Grauguss (> DN 150), IV.3 Duktiler Guss, IV.4 Polyethylen (PE-HD) und IV.5 Polyvinylchlorid (PVC) der Anlage 1 die Indexreihe „Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer“ (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
- 3) für die Anlagengruppen IV.1.1 Stahlleitungen PE ummantelt, IV.1.2 Stahlleitungen kathodisch geschützt und IV.1.3 Stahlleitungen bitumiert, der Anlage 1, die für den Gastransport mit einem Druck größer als 16 bar ausgelegt sind,
 - a) die Indexreihe „Stahlrohre, Rohrform-, Rohrverschluss- und Rohrverbindungsstücke aus Eisen und Stahl“ (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) mit einem Anteil von 40 Prozent und
 - b) die Indexreihe „Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer“ (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) mit einem Anteil von 60 Prozent;
- 4) für alle übrigen Anlagengruppen, mit Ausnahme der Anlagengruppe I.1 Grundstücke der Anlage 1, der Index der „Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mineralölzeugnisse)“ (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte).

§ 6a Abs. 2 GasNEV bestimmt, dass, sofern die in Absatz 1 genannten Indexreihen des Statistischen Bundesamtes nicht für den notwendigen Zeitraum der Vergangenheit verfügbar sind, der Ermittlung der Tagesneuwerte Ersatzindexreihen zugrunde zu legen sind, die mit den in Absatz 1 genannten Indexreihen zu verketteten sind. Absatz 2 regelt neben den zu verwendenden Ersatzreihen die Verkettungsmethodik. Hierbei werden Verkettungsfaktoren bestimmt, die sich jeweils aus der Division des am weitesten in der Vergangenheit liegenden Indexwertes der Indexreihe gem. Abs. 1 durch den Indexwert der Ersatzindexreihe für dasselbe Beobachtungsjahr ergeben. Die Ersatzindexreihe wird jeweils mit dem Verkettungsfaktor multipliziert und dadurch umbasiert. Dies führt dazu, dass die Preisänderung unverändert bleibt. Die

Verkettungsmethodik entspricht der Verkettungsmethodik in den Erläuterungen des Statistischen Bundesamtes zur Fachserie 16 und 17.

Es sind folgende Ersatzindexreihen heranzuziehen:

- 1) für die Indexreihe „Gewerbliche Betriebsgebäude, Bauleistungen am Bauwerk, ohne Umsatzsteuer“
 - a) für den Zeitraum von 1958 bis 1968 die Indexreihe „Gewerbliche Betriebsgebäude, Bauleistungen am Bauwerk, mit Umsatzsteuer“ (statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) und
 - b) für den Zeitraum vor 1958 die Indexreihe „Wiederherstellungswerte für 1913/1914 erstellte Wohngebäude“ (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
- 2) für die Indexreihe „Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer“
 - a) für den Zeitraum von 1958 bis 1968 die Indexreihe „Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), mit Umsatzsteuer“ (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) und
 - b) für den Zeitraum vor 1958 die Indexreihe „Wiederherstellungswerte für 1913/1914 erstellte Wohngebäude“ (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
- 3) für die Indexreihe „Stahlrohre, Rohrform-, Rohrverschluss- und Rohverbindungsstücke aus Eisen und Stahl“
 - a) für den Zeitraum von 1968 bis 1999 die Indexreihe „Präzisionsstahlrohre, nahtlos und geschweißt“ (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) und
 - b) für den Zeitraum vor 1968 die Indexreihe „Eisen und Stahl“ (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte);
- 4) für die Indexreihe der „Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mineralölzeugnisse)“ für den Zeitraum vor 1976 die Indexreihe der „Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt“ (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte).

Aus den in Abs. 1 und 2 genannten Indexreihen werden gem. § 6a Abs. 3 GasNEV Indexfaktoren bestimmt. Der Tagesneuwert im Basisjahr eines im Jahr t angeschafften Anlagegutes ergibt sich durch die Multiplikation des Indexfaktors des Jahres t mit den historischen Anschaffungs- oder Herstellungskosten. Der Indexfaktor des Jahres t ergibt sich aus dem Quotienten

des Indexwertes des Basisjahres und dem Indexwert des Jahres t und ist auf vier Nachkommastellen zu runden.

Gilt das Basisjahr 2020, ergibt sich der Indexfaktor des Jahres t aus dem Quotienten des Indexwertes des Jahres 2020 und dem Indexwert des Jahres t. Multipliziert man somit den Indexfaktor des Jahres t mit dem Indexwert des Jahres t, ergibt sich der Indexwert des Jahres 2020. Der Indexfaktor für das Basisjahr (hier: 2020) beträgt somit 1. Bei Anlagegütern, welche im Jahr 2006 bis 2020 angeschafft wurden, handelt es sich um Neuanlagen, so dass hierbei gemäß § 6 Abs. 4 der GasNEV keine Berücksichtigung zu Tagesneuwerten erfolgt und ein Faktorwert für diese Jahre nicht benötigt wird.

§ 6 GasNEV sieht vor, dass für die Rohrleitungen aus Stahl (Anlagengruppe IV.1.1-IV.1.3 der Anlage 1 der GasNEV) Indexreihen zu verwenden sind, die vom jeweiligen Druck der Leitung abhängen. Für Rohrleitungen aus Stahl von höchstens 16 bar, ist hiernach am aktuellen Rand die Indexreihe „Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer“ (vgl. Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) anzuwenden. Für die Stahlrohrleitungen, die für den Gastransport mit einem Druck größer als 16 bar ausgelegt sind, ist ein Mischindex anzuwenden, der sich zu 40 % aus der Indexreihe „Stahlrohre, Rohrform-, Rohrverschluss- und Rohrverbindungsstücke aus Eisen und Stahl“ (vgl. Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) und zu 60 % aus der Indexreihe „Ortskanäle“ zusammensetzt.

Die zur Bestimmung von Tagesneuwerten auf Basis des Jahres 2020 relevanten Preisindizes sind aufgeführt unter www.bundesnetzagentur.de > Beschlusskammern > Beschlusskammer 9 > Hinweise und Leitfäden > Preisindizes.

2.4. Ermittlung der kalkulatorischen Jahresabschreibung

Die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen ergeben sich aus der Summe der Einzelabschreibungen aller Sachanlagen. Hierbei ist zwischen Altanlagen (vor dem 01.01.2006 aktiviert) und Neuanlagen (ab dem 01.01.2006 aktiviert) zu unterscheiden. Alt- und Neuanlagen unterscheiden sich dadurch, dass für eigenfinanzierte Altanlagen – im Gegensatz zu den Neuanlagen – eine Bewertung auf Basis der Tagesneuwerte gem. § 6 Abs. 2, 3 und 4 GasNEV vorzunehmen ist. Die kalkulatorischen Abschreibungen sind gem. § 6 Abs. 5 S. 3 GasNEV jahresbezogen zu ermitteln. Dafür ist nach § 6 Abs. 5 S. 4 GasNEV jeweils ein Zugang des Anlagegutes zum 1. Januar des Anschaffungsjahres zugrunde zu legen.

Grundstücke dürfen nicht abgeschrieben werden. Aus § 7 Abs. 1 S. 3 GasNEV folgt, dass Grundstücke im Rahmen der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu historischen Anschaffungskosten anzusetzen sind. Planmäßige Abschreibungen sind nach § 253 Abs. 3 S. 1

HGB nur für solche Vermögensgegenstände zulässig, deren Nutzung zeitlich begrenzt ist, wobei sich die zeitliche Begrenzung der Nutzung aus der Eigenart des Vermögensgegenstandes ergeben muss, was bei Grundstücken gerade nicht der Fall ist. In der Konsequenz sieht auch Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV für Grundstücke keine begrenzte Nutzungsdauer vor. Soweit daher in abschreibungsfähigen Positionen, wie z.B. Bauten, Grundstücksanteile enthalten sind, müssen diese Positionen um die Grundstücksanteile gekürzt werden.

2.4.1. Kalkulatorische Jahresabschreibung für Altanlagen

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Altanlagen sind unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln (§ 6 Abs. 2 S. 1 GasNEV). Der eigenfinanzierte Abschreibungsanteil der Altanlagen ist der zugrunde zu legende Restwert zu Tagesneuwerten multipliziert mit der Eigenkapitalquote und geteilt durch die anwendbare Restnutzungsdauer; der fremdfinanzierte Abschreibungsanteil der Altanlagen ergibt sich aus den relevanten Restwerten zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten multipliziert mit der Fremdkapitalquote und geteilt durch die anwendbare Restnutzungsdauer (§ 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 i. V. m. § 6 Abs. 3 S. 1 und 2 GasNEV; § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 GasNEV).

Die rechnerische Ermittlung der Jahresabschreibungen ist für die Kalkulation nach GasNEV durch § 6 Abs. 2, 5 i. V. m. § 32 Abs. 3 und § 6 Abs. 6 S. 5 GasNEV geregelt. Der kalkulatorische Abschreibungsbetrag einer Altanlage ist nach folgender Formel zu ermitteln:

$$\text{Kalk. Jahresabschreibung}_i = \frac{\text{Restwert}_{TNW,i}}{\text{Restnutzun}_{gsdauer}_i} \times \text{EKQuote} + \frac{\text{Restwert}_{AK/HKj}}{\text{Restnutzun}_{gsdauer}_j} \times \text{FKQuote}$$

Hierbei ist die Restnutzungsdauer des Anlagegutes i ($\text{Restnutzun}_{gsdauer}_i$) gleich der Differenz aus der Nutzungsdauer nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV und der Anzahl der vergangenen Jahre seit Errichtung des Anlagegutes. In der Formel beschreiben der Restwert TNW,i den kalkulatorischen Restwert der Anlage i zu Tagesneuwerten und der Restwert $AK/HK,i$ den kalkulatorischen Restwert der Anlage i zu Anschaffungs- und Herstellungskosten.

2.4.2. Kalkulatorische Jahresabschreibung für Neuanlagen

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Neuanlagen sind ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln. Die kalkulatorische Jahresabschreibung ergibt sich demnach aus dem Quotienten der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und der nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV gewählten Nutzungsdauer. Eine Bewertung auf Basis der Tagesneuwerte entfällt für Neuanlagen gem. § 6 Abs. 4 GasNEV.

Die rechnerische Ermittlung der Jahresabschreibungen ist für die Kalkulation nach GasNEV durch § 6 Abs. 4, 5 und 6 S. 5 GasNEV geregelt. Der kalkulatorische Abschreibungsbetrag einer Neuanlage ist demnach entsprechend folgender Formel zu ermitteln:

$$\text{Kalk. Jahresabschreibung}_i = \frac{\text{AK}/\text{HK}_i}{\text{ND}_i}$$

2.5. Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens

Die kalkulatorischen Restwerte zum 31.12.2020 ermitteln sich auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Abzug der vom Anschaffungsjahr bis zum Jahr 2020 entstandenen kalkulatorischen Abschreibungen. Dieses Datum gilt unabhängig davon, ob das Geschäftsjahr des Netzbetreibers identisch mit dem Kalenderjahr ist.

Grundlage für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen ist § 6 i. V. m. § 32 Abs. 3 GasNEV. Grundsätzlich gilt, dass jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV linear abzuschreiben ist und die jeweils für eine Anlage in Anwendung gebrachte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer für die Restdauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung unverändert zu lassen ist (§ 6 Abs. 2 und 5 GasNEV). Eine spätere Änderung der ermittelten Restwerte und Nutzungsdauern ist nach erfolgter bestandskräftiger Entscheidung nicht mehr möglich. (BGH, EnVR 109/18).

Es werden die vom Netzbetreiber angegebenen Nutzungsdauern zugrunde gelegt, sofern sich diese innerhalb der Spanne der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV befinden. Liegt die gewählte Nutzungsdauer unterhalb des unteren Wertes der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV, wird der untere Wert der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV zugrunde gelegt. Liegt die gewählte Nutzungsdauer oberhalb des oberen Wertes der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV, wird der obere Wert der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV zugrunde gelegt.

2.6. Berücksichtigungsfähige kalkulatorische Restwerte und kalkulatorische Abschreibungen des Sachanlagevermögens

Die kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergeben sich aus **Anlage 5** bzw. **Anlage 2.1**, wobei die kalkulatorischen Abschreibungen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (für Neuanlagen) und die kalkulatorischen Restwerte zu Tagesneuwerten (für Altanlagen) – jeweils gesondert für den Anteil, der auf die FK- und EK-Quote entfällt und ebenfalls gliedert nach Anlagengruppen – separat ausgewiesen werden.

Die Anfangs- und Endbestände der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens wurden nach den vorstehend dargestellten Grundsätzen ermittelt und ergeben sich – gegliedert nach Anlagengruppen – aus **Anlage 5** bzw. **Anlage 2.2**, wobei nach Neuanlagen (Bewertung nach Anschaffungs- und Herstellungskosten und Altanlagen (Bewertung nach Tagesneuwerten) differenziert wird. Die den Berechnungen zugrundeliegenden Werte (originäre Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Jahresscheiben und Nutzungsdauern) und die durchgeführten Berechnungen zur Ermittlung der berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorische Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergeben sich aus **Anlage 5**.

3. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

Die Verzinsung des vom Netzbetreiber eingesetzten Eigenkapitals erfolgt gem. § 7 Abs. 1 GasNEV im Wege einer kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung auf Grundlage des betriebsnotwendigen Eigenkapitals. Das betriebsnotwendige Eigenkapital ergibt sich gem. § 7 Abs. 1 GasNEV unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV aus der Summe der

1. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und multipliziert mit der Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV,
2. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen bewertet zu Tagesneuwerten und multipliziert mit der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV,
3. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Neuanlagen bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und
4. Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens unter Abzug des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklagenanteil

und unter Abzug des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals.

Zur Berechnung der Eigenkapitalverzinsung hat somit eine Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens gem. § 7 GasNEV zu erfolgen. Bei Altanlagen sind die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens gem. § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 und 2 GasNEV sowohl auf Tagesneuwertbasis als auch auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten zu bestimmen. Für Neuanlagen erfolgt die Restwertbestimmung gem. § 7 Abs.1 S. 2 Nr. 3 GasNEV ausschließlich auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten.

Grundstücke sind hierbei gem. § 7 Abs.1 S. 3 GasNEV immer zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten anzusetzen.

Gem. § 7 Abs. 1 S. 4 GasNEV ist sowohl bei den kalkulatorischen Restwerten des Sachanlagevermögens als auch bei den Bilanzwerten des betriebsnotwendigen Finanzanlage- und Umlaufvermögens jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen. Der Jahresanfangsbestand der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens bei Altanlagen wird hierbei durch Addition der Restwerte des Sachanlagevermögens zum Jahresende 2020 und der Jahresabschreibung 2020 errechnet.

Gemäß der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs wurden die Anschaffungs- und Herstellungskosten von Neuanlagen, die im Basisjahr i. S. d. § 6 Abs. 1 ARegV aktiviert wurden, im Jahresanfangsbestand berücksichtigt (vgl. BGH, EnVR 42/14.).

Aktive Rechnungsabgrenzungsposten sind bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nicht zu berücksichtigen (BGH, Az. KVR 39/07). Sie unterfallen weder dem Wortlaut des § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 GasNEV, noch stellen sie nach dem Normzweck anzusetzendes Eigenkapital dar.

Zur Festlegung der Basis für die Eigenkapitalverzinsung ist das betriebsnotwendige Eigenkapital auf Neu- und Altanlagen aufzuteilen (§ 7 Abs. 3 S. 1 GasNEV). Die Berechnung der Eigenkapitalverzinsung hat entsprechend der Systematik der GasNEV in fünf Schritten zu erfolgen:

1. Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote (§ 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV),
2. Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (§ 7 Abs. 1 S. 2 GasNEV),
3. Ermittlung des die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigenden Eigenkapitalanteils (§ 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV),
4. Ermittlung des auf die Neu- und Altanlagen entfallenden Anteils am Eigenkapital (§ 7 Abs. 3 GasNEV) und
5. Ermittlung der Zinsen, die auf die beiden Eigenkapitalanteile entfallen (§ 7 Abs. 6 und Abs. 1 S. 3 GasNEV).

Soweit die Eigenkapitalverzinsung beim Netzbetreiber oder einem seiner Dienstleister negativ ist, wird dies durch die positive Eigenkapitalverzinsung für den Verpächter bzw. den Netzbetreiber im Ergebnis überkompensiert. Die negative Eigenkapitalverzinsung stellt somit lediglich einen „rechnerischen Zwischenschritt“ dar (BGH, EnVR 79/07 „SWU Netze GmbH“, S. 18.). Die hierbei von der Beschlusskammer gewählte Methode zur Berechnung der Verzinsung des negativen Eigenkapitals wurde vom BGH bestätigt (BGH, EnVR 57/15 – SW Lengerich, S. 37 ff.).

Bei der Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung wurden die in **Anlage 3** aufgeführten Vermögenswerte und Kapitalpositionen zugrunde gelegt. Eine Übersicht über die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung findet sich in **Anlage 4**.

3.1. Kalkulatorischen Eigenkapitalquote gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV

3.1.1. Grundsätze

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV ergibt sich die kalkulatorische Eigenkapitalquote rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital (*BNEK I*) und den kalkulatorisch ermittelten Restwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (*BNV I*). Dabei wird auch das betriebsnotwendige Eigenkapital auf der Grundlage des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten errechnet.

Die kalkulatorische Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV berechnet sich demnach aus den folgenden Positionen:

	Kalk. Restwerte des betriebsnotwendigen Sachanlagevermögens zu historischen AK/HK
+	Betriebsnotwendige Finanzanlagen
+	Betriebsnotwendiges Umlaufvermögen
+	Grundstücke zu historischen AK/HK
=	<u>Betriebsnotwendiges Vermögen I (BNV I)</u>
–	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
–	Abzugskapital
–	Verzinsliches Fremdkapital
=	<u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital I (BNEK I)</u>

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 4 GasNEV ist für jede einzelne Position, die in die Berechnung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals einfließt, der Mittelwert aus dem Jahresanfangs- und Jahresendbestand zugrunde zu legen. Die kalkulatorische Eigenkapitalquote ist dann der Quotient aus dem so definierten *BNEK I* und dem *BNV I*.

3.1.2. Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten

Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten sind die Anlagegüter des Sachanlagevermögens mit denjenigen Restwerten zu berücksichtigen, die bei der Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen anerkannt wurden. Darüber hinaus finden bei der Berechnung der Eigenkapitalquote ggf. weitere Anlagegüter des Sachanlagevermögens, soweit deren Betriebsnotwendigkeit nachgewiesen wurde, Berücksichtigung, z.B. immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens sowie geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau.

Die berücksichtigungsfähigen Mittelwerte der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten für Altanlagen und die Mittelwerte der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten für Neuanlagen ergeben sich aus **Anlage 3**.

3.1.3. Finanzanlagen, Umlaufvermögen

Voraussetzung für die Anerkennung von Finanzanlagen und Umlaufvermögen ist gem. § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 GasNEV, dass diese betriebsnotwendig, d.h. für die Durchführung des Netzbetriebes erforderlich sind. Das heißt, bei der i. S. d. §§ 4 ff. GasNEV zu erstellenden kalkulatorischen Rechnung ist das Kriterium der Betriebsnotwendigkeit maßgeblich.

Dies gilt ebenso bei der Überprüfung der von Verpächtern und Dienstleistern angesetzten Kosten. Hierbei ist das anerkennungsfähige Umlaufvermögen für Pächter- und Verpächterunternehmen sowie für dienstleistende Unternehmen separat nach den Maßstäben der GasNEV zu ermitteln (Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss v. 11.11.2015, VI-3 Kart 94/14, S. 20 ff.; OLG Düsseldorf, Beschluss v. 11.11.2015, VI-3 Kart 16/13, S. 26 ff.).

Die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens kann nicht mit dessen bilanzieller Berücksichtigung i. R. d. nach § 6b Abs. 1 S. 1 EnWG aufzustellenden Jahresabschlusses begründet werden. Diese gilt ebenso für bilanzrechtliche Ausgleichsbuchungen wie beispielsweise dem Kapitalverrechnungsposten. Allein der bilanzielle Ansatz ist für den Nachweis der Betriebsnotwendigkeit nicht maßgebend (vgl. BGH, EnVR 6/08, juris: Rd.-Nr. 45). Kürzungen bei Finanzanlagen und beim Umlaufvermögen haben keine Kürzung des abschließend in § 7 Abs. 2 GasNEV definierten Abzugskapitals zur Folge. Allerdings kann ein höheres Abzugskapital ein höheres Umlaufvermögen rechtfertigen. Dies ist vom Netzbetreiber darzulegen (vgl. BGH, EnVR 79/07 = ZNER 2009, 252 ff.).

Darüber hinaus sind nach § 4 Abs. 1 GasNEV i. V. m. § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines

effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Der Netzbetreiber muss sich daher bei seiner unternehmerischen Entscheidung, welches Finanzanlage- und Umlaufvermögen er als effizient für seinen Betrieb ansieht, an einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber orientieren. Des Weiteren sind gem. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG nur solche Kostenbestandteile betriebsnotwendig, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb eingestellt hätten.

3.1.3.1. Finanzanlagen

Finanzanlagen sind im Rahmen der Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nicht mit dem in der Bilanz ausgewiesenen Wert in Ansatz zu bringen. Finanzanlagen sind vielmehr nur berücksichtigungsfähig, wenn diese für den Betrieb des Netzes notwendig sind, § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 GasNEV. Der Netzbetreiber hat nachvollziehbar darzulegen, weshalb die von ihm in Ansatz gebrachten Finanzanlagen für den Betrieb des Netzes notwendig sind (vgl. BGH, EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 8 ff.).

Betriebsnotwendiges Vermögen eines Netzbetreibers ist zunächst das Sachanlagevermögen, da der Netzbetreiber ohne dieses seinen Geschäftsbetrieb nicht ausüben kann. Das Vermögen eines Netzbetreibers ist somit grundsätzlich in Form des Sachanlagevermögens anzulegen, auf welches die GasNEV eine adäquate Verzinsung vorsieht.

Sofern aus einer Finanzanlage keine Zinseinnahmen entstehen, kann diese nicht als Finanzanlage einer Eigenkapitalverzinsung nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 Alt. 1 GasNEV unterworfen werden (vgl. hierzu auch BGH, EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 28).

3.1.3.2. Umlaufvermögen

Das Umlaufvermögen umfasst kurzfristig gebundene Vermögensgegenstände des Betriebsvermögens. Anders als Anlagevermögen, welches dauerhaft dem Geschäftsbetrieb dient, ist Umlaufvermögen kein dauernd dem Betrieb dienender Vermögensgegenstand, sondern ein Wirtschaftsgut, das dem sofortigen Verbrauch dient (vgl. die ständige Rechtsprechung des BFH: Urteil vom 31.05.2001, Az. IV R 73/00, juris: Rd.-Nr. 10; Urteil vom 28.05.1998, Az. XR 80/94, juris: Rd.-Nr. 30).

Nach der gefestigten Rechtsprechung des Kartellsenats des BGH „ist eine Korrektur der Bilanzwerte des Umlaufvermögens nach dem Maßstab der Betriebsnotwendigkeit vorzunehmen. Die Umstände, aus denen sich die Betriebsnotwendigkeit ergibt, hat der Netzbetreiber [...] darzulegen und zu beweisen“. (BGH, EnVR 26/14, Rn. 20.)

Bei im Wettbewerb stehenden Unternehmen kann davon ausgegangen werden, dass diese in der Regel möglichst effizient wirtschaften und die liquiden Mittel bzw. Forderungsbestände somit effizient eingesetzt und betriebsnotwendig sind. Bei den Betreibern von Gasversorgungsnetzen handelt es sich jedoch nicht um im Wettbewerb stehende Unternehmen, so dass ein Beweis des ersten Anscheins nicht hinreichend sein kann, da die Vorhaltung liquider Mittel in diesen Fällen nicht zwingend im Hinblick auf den Netzbetrieb erfolgt.

Der Nachweis der Betriebsnotwendigkeit ist dabei nicht schon dadurch erbracht, dass die Aktivierung der Forderung zulässig und die Zuordnung zum Tätigkeitsabschluss sachgerecht ist. Bei Forderungen aus Lieferungen und Leistungen – im Falle eines Netzbetreibers also Forderungen aus Netzentgelten – ist grundsätzlich davon auszugehen, dass der Forderung eine netzbezogene Leistungserbringung vorhergeht. Bei der Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitals ist hinsichtlich der Betriebsnotwendigkeit nicht nur der Grund für die Kapitalbindung, sondern auch die Dauer der Kapitalbindung relevant. Werden Forderungen ohne sachlichen Grund nicht liquidiert, kann grundsätzlich nicht von einer Betriebsnotwendigkeit ausgegangen werden.

Ebenso ist ein pauschal erhöhter Liquiditätsaufbau ineffizient. Grundsätzlich verursacht vorgehaltenes Umlaufvermögen Kapitalkosten – ebenso, wie jedes andere Betriebsmittel auch. Eine effiziente Vorhaltung ist insbesondere deshalb geboten, weil Umlaufvermögen in Gestalt von Vorräten und Kundenforderungen keine unmittelbaren Erträge erwirtschaftet und auch kurz- und längerfristige Bankguthaben ebenfalls nur äußerst geringe Erträge erbringen, die wegen der hiermit verbundenen Kapitalkosten zu einer Wertvernichtung zu Lasten der Netznutzer führen.

Forderungen aus Netzentgelten

Forderungen aus Netzentgelten sind nur dann anererkennungsfähig, wenn sich diese im Rahmen einer effizienten Betriebsführung als effizient und betriebsnotwendig erweisen.

Ausweislich § 9 Nr. 5 der Anlage 3 zur KoV erfolgt die Abrechnung der RLM-Ausspeisepunkte nach dem Jahresleistungspreissystem monatlich vorläufig und nachschüssig auf Grundlage der Messwerte des jeweiligen Monats. Sofern im betreffenden Abrechnungsmonat eine höhere als die bisher im Abrechnungszeitraum erreichte Maximalleistung auftritt, erfolgt in diesem Abrechnungsmonat oder am Ende des Abrechnungszeitraums eine Nachberechnung der Differenz zwischen der bisher berechneten und neuen Maximalleistung für die vorausgegangenen Monate des aktuellen Abrechnungszeitraums. Gemäß § 9 Nr. 9 der Anlage 3 zur KoV werden Rechnungen und Abschlagsberechnungen zu dem vom Netzbetreiber angegebenen Zeitpunkt fällig, frühestens jedoch zehn Werktagen nach Zugang der Zahlungsaufforderung.

Ausweislich des § 9 Nr. 7 der Anlage 3 zur KoV ist der Netzbetreiber berechtigt, für Ausspeisepunkte mit Standardlastprofil monatliche oder zweimonatliche nachschüssige Abschlagszahlungen für die Netzentgelte zu verlangen. Ändern sich die für die Berechnung der Abschlagszahlungen relevanten Parameter, können die Vertragspartner auch unterjährig eine Anpassung der Abschlagszahlungen verlangen. Hier gilt ebenso § 9 Nr. 9 der Anlage 3 zur KoV, wonach Rechnungen und Abschlagsberechnungen zu dem vom Netzbetreiber angegebenen Zeitpunkt fällig werden, frühestens jedoch zehn Werktage nach Zugang der Zahlungsaufforderung.

Die Netzentgelte werden somit den Kunden ex post im Folgemonat für den vorangegangenen Monat mit einem Zahlungsziel von mindestens zehn Werktagen in Rechnung gestellt. Da der Netzbetreiber zum Ende des Monats die Netzentgelte fakturiert, können bei effizientem Forderungsmanagement entsprechend der KoV keine höheren Forderungsbestände auflaufen, als sie 1/24 der Umsatzerlöse an Ausspeisepunkten mit und ohne Leistungsmessung entsprechen.

Die Vereinbarung gesonderter Netzentgelte nach § 20 GasNEV ist gemäß § 8 Nr. 3 Anlage 3 zur KoV nicht Gegenstand des Standardvertrags nach KoV. Bei effizientem Forderungsmanagement ist davon auszugehen, dass der Netzbetreiber keine größeren Forderungsbestände auflaufen lässt als an anderen Ausspeisepunkten. Zudem steht die Höhe des Sondernetzentgelts gemäß § 20 Abs. 2 GasNEV im Vorfeld fest. Somit sind Forderungen aus gesonderten Netzentgelten anerkennungsfähig in Höhe von 1/24 der Umsatzerlöse aus gesondertem Netzentgelt gemäß § 20 Abs. 1 GasNEV.

Netzentgelte von Netzbetreibern, die Entgelte gemäß §§ 13 bis 16 GasNEV bilden, werden den Kunden in der Regel ex post im Folgemonat für den vorangegangenen Monat in Rechnung gestellt. Bei effizientem Forderungsmanagement wird der Netzbetreiber hierbei nicht anders vorgehen als ein Netzbetreiber mit Netzpartizipationsmodell und somit ebenfalls kein längeres Zahlungsziel als zehn Werktage vorsehen. Da der Netzbetreiber zum Ende des Monats die Netzentgelte fakturiert, können bei effizientem Forderungsmanagement keine höheren Forderungsbestände auflaufen, als sie 1/24 der Umsatzerlöse aus Einspeiseentgelten für feste Kapazitäten, Ausspeiseentgelten für feste Kapazitäten, Entgelten für Messstellenbetrieb und Messung sowie unterjährigen und unterbrechbaren Verträgen und Jahresverträgen mit abweichenden Laufzeitbeginn entsprechen.

Gleiches gilt für die Forderungen aus Messung und Messstellenbetrieb sowie aus Entgelten mit Preisnachlässen gemäß § 3 KAV i. V. m. § 18 GasNEV und sonstigen Umsatzerlösen aus Netzentgelten.

Aus den Erlösen aus Konzessionsabgaben können keine anerkennungsfähigen Forderungen resultieren. Denn die Netzentgelte verstehen sich zuzüglich Konzessionsabgaben, so dass

eine Berücksichtigung von Forderungsbeständen aufgrund der Konzessionsabgabe in den Netzkosten sachfremd und somit nicht betriebsnotwendig ist.

Auch Erlöse aus Differenzmengen werden nicht berücksichtigt. Hier gleichen sich Erlöse und Aufwendungen im Zeitablauf aus, weshalb sie als durchlaufender Posten nicht betrachtet werden. Spiegelbildlich zu den Forderungen werden auch entsprechende Rückstellungen nicht berücksichtigt.

Forderungen von Verpächtern und Dienstleistern gegenüber dem Netzbetreiber

Forderungen aus Pacht- und Dienstleistungsverhältnissen sind nicht anerkennungsfähig. Denn bei effizientem Forderungsmanagement werden Verpächter und Dienstleister diese Forderungen vorschüssig stellen, so dass keine Forderungen anfallen, deren Verzinsung betriebsnotwendig wäre.

Liquiditätsnahe Forderungen und Kasse

Cash-Pooling

Partizipiert der Netzbetreiber an einem Cash-Pooling-System mit anderen verbundenen Unternehmen, so sind liquide Mittel und liquiditätsnahe Forderungen für ihn nicht betriebsnotwendig. Es wäre nicht sachgerecht, den Netznutzer für Liquiditätsbedarfe des Netzbetreibers durch die Anerkennung von Kassenbeständen oder kurzfristigen Bankeinlagen (die ohne Cash-Pooling vorzuhalten wären) mit den vergleichsweise teuren regulatorischen Eigenkapitalzinsen zu belasten; die Vorteile, die der Netzbetreiber durch das Cash-Pooling hat, sind an den Netznutzer weiterzugeben. Etwaige Zinsaufwendungen, die im Rahmen des Cash-Poolings für Kreditaufnahmen innerhalb des Konzernfinanzmanagements entstehen, werden – sofern der zugrundeliegende Zinssatz für den konzerninternen Überziehungskredit dem Effizienzgebot genügt – vollständig anerkannt. Sofern keine Zinsen gezahlt werden (Zinssatz für einen Negativsaldo = 0 %), kann selbstredend auch kein Aufwand anerkannt werden.

Cash-Flow-Rechnung

Ob Umlaufvermögen bei einem Netzbetreiber ohne Cash-Pooling-System zur Bedienung von Verbindlichkeiten notwendig ist, lässt sich aus Sicht der Beschlusskammer im Ergebnis beurteilen, wenn die konkreten Mittelzu- und abflüsse dargelegt werden, d.h. aufgezeigt wird, wann und aus welchen Mitteln diese Verbindlichkeiten getilgt werden sollen. Ohne eine konkrete

Gegenüberstellung der Mittelzuflüsse und des Umfangs sowie insbesondere des Fälligkeitszeitpunkts der zu erfüllenden Verbindlichkeiten können der Liquiditätsbedarf und die Finanzierungsstruktur des Netzbetreibers nicht korrekt ermittelt und beurteilt werden. Erforderlich ist jedenfalls, dass die Entwicklung von Liquidität und kurzfristig fälligen Verbindlichkeiten über das gesamte Geschäftsjahr hinweg dargestellt werden. Eine auf einzelne Stichtage oder Teile des Geschäftsjahres beschränkte Darstellung ist demgegenüber nicht geeignet. Gerade wenn sich im Verlauf des Jahres Schwankungen ergeben, hängt die Beantwortung der Frage, in welchem Umfang die Vorhaltung von Umlaufvermögen erforderlich ist, auch davon ab, inwieweit entstandene Ungleichgewichte kurzfristig ausgeglichen werden können. Dies kann nur beurteilt werden, wenn die Entwicklung über das gesamte Geschäftsjahr hinweg aufgezeigt wird (BGH, EnVR 63/17, Rn. 50). Hierbei werden die relevanten Einzahlungen den relevanten Auszahlungen gegenübergestellt. Soweit ein Netzbetreiber auf detaillierte Nachweise aus eigenem Antrieb verzichtet und z.B. lediglich Jahreswerte vorlegt, kann ihm dieser Umstand nicht zum Vorteil gereichen. Unterjähriger Liquiditätsbedarf bleibt in diesem Falle ggf. unberücksichtigt.

Auszahlungen

In die Berechnung einbezogen werden die betriebsnotwendigen Auszahlungen für laufende Geschäfte. Die Auszahlungen im Rahmen des Finanzverkehrs, z.B. zur Tilgung von Krediten, sind ebenfalls zu berücksichtigen, soweit diese betriebsnotwendig sind. Nach der Rechtsprechung des BGH kann ein erhöhtes Abzugskapital unter bestimmten Voraussetzungen ein erhöhtes Umlaufvermögen rechtfertigen (BGH, EnVR 79/07 = ZNER 2009, 252 ff.). Nicht berücksichtigt werden jedoch Auszahlungen aus Cash-Pooling. Soweit ein Netzbetreiber an einem Cash-Pooling-System partizipiert und in diesem Rahmen liquide Mittel abführt, ist dies kein Ausdruck eines Liquiditätsbedarfs, sondern Folge eines Liquiditätsüberschusses. Eine Auszahlung überschüssiger liquider Mittel mit dem Ziel, diese in anderen Unternehmensteilen einzusetzen, ist grundsätzlich nicht betriebsnotwendig.

Ebenfalls nicht einbezogen werden Auszahlungen im Zusammenhang mit Investitionen, da „die über den jährlichen Ersatz hinausgehenden Investitionen nicht durch kurzfristiges Kapital zu bedienen sind“ (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26.08.2015, VI-3 Kart 118/14, S. 24.). Investitionen im Wesentlichen aus dem Eigenkapital zu finanzieren, entspricht nicht dem wirtschaftlichen Verhalten eines im Wettbewerb stehenden Unternehmens. Damit würde, wie der Bundesgerichtshof in seiner Entscheidung vom 03.03.2009 ausführt, „das mit der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 Satz 4 GasNEV festgelegte Ziel verfehlt, das eingesetzte Eigenkapital auf höchstens 40 % zu begrenzen, weil sich eine höhere Eigenkapitalquote unter Wettbewerbsbedingungen nicht einstellen würde. Die vom Netzbetreiber häufig beabsichtigte

Finanzierung seiner Investitionen ausschließlich oder überwiegend durch Eigenkapital würde vielmehr dazu führen, dass die Eigenkapitalquote noch weiter ansteige, mithin also ein Ergebnis entstünde, das sich noch weiter von dem Leitbild des § 21 Abs. 2 EnWG entfernen würde. Hinzu kommt, dass langfristige und erhebliche Investitionen bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen nicht aus dem Umlaufvermögen finanziert werden. Finanzierungsquellen sind vielmehr üblicherweise aus dem Umsatzprozess verdiente Abschreibungen sowie neue Kreditaufnahmen. Eigenkapital im Blick auf zukünftige Investitionen bildet [...] ein im Wettbewerb stehendes Unternehmen über das Anlagevermögen“ (vgl. BGH, EnVR 79/07, Rd.-Nr. 26 f.).

Sollte die Zahlungsfähigkeit des Netzbetreibers durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen nicht hinreichend gewährleistet sein, kann dieser sich auch kostengünstig Kreditlinien einräumen lassen, mit denen kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen begegnet werden kann. Einer kostenintensiven und damit ineffizienten Ansparung kurz- und mittelfristig liquidierbarer, geldnaher Bestände bedarf es hierfür nicht. Das Vorhalten der verdienten Abschreibungen im Umlaufvermögen würde dazu führen, dass der ursprüngliche Investitionsbetrag 50 Jahre und länger in voller Höhe zu verzinsen wäre, während die tatsächliche effiziente Kapitalbindung nur etwa halb so hoch ist. Die bei einem solchen Vorgehen resultierenden Mehrkosten sind gem. § 4 Abs. 1 GasNEV nicht zu berücksichtigen; diese Mehrfachinanspruchnahme der Netznutzer widerspräche den Grundsätzen einer effizienten Betriebsführung. Gemäß diesem Grundsatz erstattet der Netznutzer dem Netzbetreiber den Werteverzehr des Sachanlagevermögens (Abschreibungen) zuzüglich einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Stellt der Netzbetreiber diese Mittelrückflüsse dagegen anteilig oder sogar vollständig in die Verzinsungsbasis ein, so kommt es zu einer Doppelverzinsung und somit zu einer Mehrbelastung des Netznutzers.

Aus dem Umstand, dass Ersatzinvestitionen für die verdienten Abschreibungen in Einzelfällen nicht immer fristenkongruent verfügbar sind, kann nicht abgeleitet werden, dass der Netzbetreiber die Kapitalrückflüsse im Umlaufvermögen vorhalten muss. In solchen Fällen sind die Kapitalrückflüsse – weil sie nicht mehr betriebsnotwendig sind – an die Eigen- bzw. Fremdkapitalgeber zurückzuführen, damit diese die Mittel für ein rentableres Drittgeschäft als die Anlage im nahezu ertraglosen Umlaufvermögen verwenden können.

Der Wechsel von Investitionszyklen, d.h. von Zeitabschnitten mit erhöhten Investitionen, die von Zeitabschnitten mit niedrigen Investitionen abgelöst werden, gebietet keinen erhöhten Bestand an Umlaufvermögen. Selbst wenn die meisten Anlagegüter lange Abschreibungszeiträume aufweisen, sind diese in der Regel zeitversetzt, so dass aus den verdienten Abschreibungen Mittel für neue Investitionen zur Verfügung stehen. Werden für einen längeren Zeitraum keine Investitionen getätigt, ist es aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht effizient, liquide Mittel anzusparen

Einzahlungen:

Zu berücksichtigen sind zunächst die Einzahlungen aus Umsatzerlösen und Erträgen. Ebenfalls berücksichtigt werden die Einzahlungen im Rahmen des Finanzverkehrs, da diese betriebsnotwendig sind, um Liquiditätsengpässe zu beheben.

Hierzu sind auch die Zahlungseingänge aus einer Cash-Pooling-Vereinbarung zu zählen die aus den Einzahlungen resultierenden Verbindlichkeiten werden bei der Ermittlung des verzinslichen Eigenkapitals berücksichtigt. Damit sind dem Grunde nach ebenso aufwandsgleiche Zinsen berücksichtigungsfähig. Würden Einzahlungen aus dem Cash-Pooling im Rahmen der Cash-Flow-Rechnung unberücksichtigt bleiben, würde dies zu einem fiktiven höheren Liquiditätsbedarf und damit ggf. zu höheren Eigenkapitalzinsen führen. Dies käme einer mehrfachen Berücksichtigung des Liquiditätsbedarfs einerseits als aufwandsgleichen Fremdkapital- und andererseits als kalkulatorische Eigenkapitalzinsen gleich. Auszahlungen von Dividenden sind ebenfalls nicht zu berücksichtigen. Dividenden sind eine Ausschüttung des Gewinns, der somit dem Netzbetrieb nicht mehr als Eigenkapital zur Verfügung stehen kann. Somit kann hieraus auch kein betriebsnotwendiges Umlaufvermögen begründet werden.

Es ist nicht ausreichend, den Liquiditätsbedarf vereinfachend als Differenz aus Zahlungsmittel-Bestand am Anfang des Geschäftsjahres und aus dem niedrigsten Zahlungsmittel-Bestand im Laufe des Geschäftsjahres zu ermitteln. Der Zahlungsmittelbestand allein gibt keinen Aufschluss darüber, ob die einzelnen Einzahlungen bzw. Auszahlungen im Sinne der vorgenannten Prinzipien berücksichtigt wurden. Letzten Endes müsste wiederum der Gesamtsaldo bzw. die Veränderung des Gesamtsaldos im Zeitablauf auf die Einzelsachverhalte der Cash-Flow-Rechnung heruntergebrochen werden.

Soweit sich nach den aufgeführten Grundsätzen unterjährige Liquiditätsengpässe ergeben, ist es nicht automatisch betriebsnotwendig, hierfür ganzjährig Mittel vorzuhalten, die auch ganzjährig als Eigenkapital verzinst werden. Vielmehr ist es in solchen Fällen günstiger und effizienter, hierfür kurzfristige Kreditlinien in Anspruch zu nehmen (vgl. OLG Düsseldorf - Beschluss vom 28. April 2021 – VI-3 Kart 798/19 – juris, OLG Düsseldorf - Beschluss vom 04. Juli 2018 – VI-3 Kart 82/15 (V) – Rn. 43 - juris, OLG Düsseldorf - Beschluss vom 11. November 2015 - VI-3 Kart 118/14 [V] - Rn. 69 – juris). Gemäß der Bundesbankstatistik (Zeitreihe BBK01.SUD123¹) konnten im Basisjahr 2020 Geschäftsbanken ihren Firmenkunden für

¹ Die Reihe ist abrufbar unter:

http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen_Datenbanken/Geld_und_Kapitalmaerkte/geld_und_kapitalmaerkte_details_value_node.html?tsId=BBK01.SUD123&listId=www_s510_unt1

Kontoüberziehungen im Rahmen genehmigter Kreditlinien in den einzelnen Monaten des Jahres die in der Anlage 3.2. aufgeführten Zinssätze berechnen. Daher rechnet die Beschlusskammer die berechneten potenziell betriebsnotwendigen Kreditkosten auf die potenziell betriebsnotwendige Verzinsungsbasis durch Division mit dem Zinssatz gemäß § 7 Abs. 7 GasNEV (EKII-Zinssatz) in Höhe von 2,03 % hoch und ermittelt hierdurch die anerkennungsfähigen ganzjährigen Umlaufvermögensbestände. Diese Hochrechnung erfolgt zugunsten des Netzbetreibers unabhängig von seiner EK-Quote mit dem EKII-Zinssatz, so dass gewährleistet ist, dass die ermittelten potenziellen Kreditzinsen in voller Höhe im Rahmen der Eigenkapitalverzinsung bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus berücksichtigt werden.

Sonstiges Umlaufvermögen

Vorräte, sonstige Forderungen, sonstige Vermögensgegenstände und Wertpapiere können nur anerkannt werden, soweit ihre Betriebsnotwendigkeit nachgewiesen wurde.

3.1.4. Kapitalausgleichsposten (Aktivseite)

Kapitalausgleichsposten auf der Aktivseite werden nicht berücksichtigt. Kapitalausgleichsposten entstehen in Mehrspartenunternehmen aufgrund von Ungleichgewichten bei der Zuordnung von Aktiv- und Passivpositionen zur Tätigkeitsbilanz für die Gasfernleitung bzw. Gasverteilung. Wirtschaftlich betrachtet handelt es sich um eine Forderung der Geschäftssparte Gasnetz gegenüber einer oder mehrerer anderer Geschäftssparten des Gesamtunternehmens. Es handelt sich jedoch hierbei um kein Vermögen, das für den Geschäftsbetrieb des Gasnetzes betriebsnotwendig ist. Somit kann ein Kapitalausgleichsposten auch keine Grundlage für die Generierung von verzinslichem Eigenkapital sein.

3.1.5. Rechnungsabgrenzungsposten (Aktivseite)

Aktive Rechnungsabgrenzungsposten werden ebenfalls nicht berücksichtigt. Rechnungsabgrenzungsposten stellen in der Sache eine zinslose Anzahlung auf zukünftigen Aufwand dar, sind also zum Zeitpunkt ihrer Bilanzierung noch nicht betriebsnotwendig. Folgerichtig werden sie in der Aufzählung des § 7 GasNEV auch nicht erwähnt (vgl. BGH, KVR 39/07).

3.1.6. Aktive latente Steuern

Latente Steuern stellen Steuereffekte aus Ansatz- und Bewertungsdifferenzen von Vermögensgegenständen und Schulden in der Steuer- und Handelsbilanz dar. Solche Bewertungsunterschiede sind aus kalkulatorischer Sicht nicht relevant, da die kalkulatorischen Wertansätze von Vermögensgegenständen und Schulden immer ausgehend von den handelsbilanziellen Ansätzen ermittelt werden oder sich aus den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV selbst begründen. In jedem Fall spielen bei der Ermittlung der im Rahmen der Eigenkapitalverzinsung zu berücksichtigenden Positionen Bilanzansätze der Steuerbilanz keine Rolle. Dementsprechend sieht auch § 7 GasNEV die Berücksichtigung von aktiven und passiven latenten Steuern bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals nicht vor.

3.1.7. Betriebsnotwendiges Vermögen gemäß § 6 GasNEV (BNV I)

Unter Berücksichtigung der zuvor aufgeführten berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten, der berücksichtigungsfähigen Finanzanlagen und des berücksichtigungsfähigen Umlaufvermögens ergibt sich das betriebsnotwendige Vermögen nach § 6 GasNEV (BNV I) aus **Anlage 3** bzw. **Anlage 4**.

3.1.8. Abzugskapital

Als Abzugskapital wird nach § 7 Abs. 2 GasNEV der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand der folgenden Positionen angesetzt:

- Rückstellungen
- erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden
- unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen
- erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten
- sonstige Verbindlichkeiten, soweit die Mittel dem Betreiber von Gasversorgungsnetzen zinslos zur Verfügung stehen.

§ 7 Abs. 1 S. 2 2. Hs. GasNEV bestimmt, dass im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals sowohl das zinslos zur Verfügung stehende Kapital (Abzugskapital) als auch das verzinsliche Fremdkapital in Abzug zu bringen sind. Damit sind das

betriebsnotwendige Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital in der vollen in der Bilanz ausgewiesenen Höhe zu berücksichtigen (vgl. BGH, EnVR 79/07; OLG Stuttgart, 201 Kart 12/14).

Baukostenzuschüsse, die im Basisjahr i. S. d. § 6 Abs. 1 ARegV hinzugekommen sind, werden im Jahresanfangsbestand in voller Höhe berücksichtigt. Dies entspricht der Behandlung von korrespondierenden Anschaffungs- und Herstellungskosten auf der Aktivseite (Vgl. BGH, EnVR 42/14.). Investitionszuschüsse werden ebenfalls wie Baukostenzuschüsse behandelt.

3.1.9. Verzinsliches Fremdkapital

§ 7 Abs. 1 S. 2 2. Hs. GasNEV bestimmt, dass im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals sowohl das zinslos zur Verfügung stehende Kapital (Abzugskapital) als auch das verzinsliche Fremdkapital in Abzug zu bringen ist. Damit ist das betriebsnotwendige verzinsliche Fremdkapital grundsätzlich in der vollen in der Bilanz ausgewiesenen Höhe zu berücksichtigen.

3.1.10. Steueranteil der Sonderposten mit Rücklagenanteil

Sonderposten mit Rücklageanteil haben sowohl Eigenkapital- als auch Fremdkapitalcharakter. Die kalkulatorische Abbildung des Fremdkapitalanteils dieser Posten erfolgt gem. § 7 Abs. 1 Nr. 4 GasNEV durch die Berücksichtigung des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklagenanteil im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals.

3.1.11. Rechnungsabgrenzungsposten (Passivseite)

Ein passiver Rechnungsabgrenzungsposten wird gebildet, wenn eine Einnahme vor dem Abschlussstichtag erfolgt, der Ertrag jedoch erst in den folgenden Geschäftsjahren entsteht. Sie dienen der Finanzierung des Netzbetriebs wie ein zinsloses Darlehen und sind daher dem Abzugskapital zuzuordnen.

3.1.12. Kapitalausgleichsposten (Passivseite)

Kapitalausgleichsposten im Eigenkapital werden ins Abzugskapital umgebucht. Kapitalausgleichsposten entstehen in Mehrspartenunternehmen aufgrund von Ungleichgewichten bei der Zuordnung von Aktiv- und Passivpositionen zur Tätigkeitsbilanz für die Gasfernleitung bzw. Gasverteilung. Wirtschaftlich handelt es sich um einen Kredit einer anderen Geschäftssparte

an die Sparte Gasnetz. Wären die passiven Kapitalausgleichsposten haftende Mittel, so wäre die Summe der in den Spartenbilanzen ausgewiesenen haftenden Mittel höher als im Gesamtunternehmen. Dies ist offenkundig unzutreffend. Daher kann ein solcher Posten keine Grundlage für die Generierung von verzinslichem Eigenkapital sein. Diese Vorgehensweise wurde vom BGH bestätigt (BGH, EnVR 23/16, Rn. 14).

3.1.13. Latente Steuern (Passivseite)

Latente Steuern stellen Steuereffekte aus Ansatz- und Bewertungsdifferenzen von Vermögensgegenständen und Schulden in der Steuer- und Handelsbilanz dar. Solche Bewertungsunterschiede sind aus kalkulatorischer Sicht nicht relevant, da die kalkulatorischen Wertansätze von Vermögensgegenständen und Schulden immer ausgehend von den handelsbilanziellen Ansätzen ermittelt werden oder sich aus den kalkulatorischen Vorgaben der GasNEV selbst begründen. In jedem Fall spielen bei der Ermittlung der im Rahmen der Eigenkapitalverzinsung zu berücksichtigenden Positionen Bilanzansätze der Steuerbilanz keine Rolle. Dementsprechend sieht auch § 7 GasNEV die Berücksichtigung von aktiven und passiven latenten Steuern bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals nicht vor.

3.1.14. Betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 6 GasNEV (BNEK I)

Aus dem betriebsnotwendigen Vermögen abzüglich des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklageanteil, des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals ergibt sich das betriebsnotwendige Eigenkapital nach § 6 GasNEV (*BNEK I*) aus **Anlage 3** bzw. **Anlage 4**.

Die hieraus resultierende Eigenkapitalquote gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV ergibt sich aus **Anlage 3**.

3.2. Betriebsnotwendiges Vermögen gemäß § 7 GasNEV (*BNV II*) und betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (*BNEK II*)

Verzinsungsbasis der Eigenkapitalzinsen ist das betriebsnotwendige Eigenkapital, wie es in § 7 Abs. 1 S. 2 GasNEV vorgegeben ist. Im Überblick:

Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen
zu Tagesneuwerten * Eigenkapitalquote (max. 40 %)

+	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen AK/HK * Fremdkapitalquote (min. 60 %)
+	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Neuanlagen zu historischen AK/HK
+	Grundstücke zu historischen AK/HK
+	betriebsnotwendige Finanzanlagen
+	betriebsnotwendiges Umlaufvermögen
=	<u>Betriebsnotwendiges Vermögen II (BNV II)</u>
-	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
-	Abzugskapital
-	Verzinsliches Fremdkapital
=	<u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital II (BNEK II)</u>

Zur Ermittlung des betriebsnotwendigen Vermögens nach § 7 GasNEV (*BNV II*) sind somit die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Alt- und Neuanlagen zu ermitteln. Hierbei sind die Anlagegüter des Sachanlagevermögens mit denjenigen kalkulatorischen Restwerten zu berücksichtigen, die bei der Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen gemäß § 6 GasNEV anerkannt wurden. Darüber hinaus finden bei der Berechnung des betriebsnotwendigen Vermögens ggf. weitere Anlagegüter des Sachanlagevermögens, soweit deren Betriebsnotwendigkeit nachgewiesen wurde, Berücksichtigung, z.B. immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens sowie geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau.

Grundstücke sind gemäß § 7 Abs. 1 S. 3 GasNEV bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten anzusetzen.

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 2 Nr.1, 2 i. V. m. § 6 Abs. 2 S. 4 GasNEV wird auch im Rahmen der Berechnung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals die Eigenkapitalquote der Altanlagen auf höchstens 40 % begrenzt. In der Konsequenz dürfen die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten maximal mit einem Anteil von 40 % in die Bestimmung der Basis der Eigenkapitalzinsen einfließen. Da die Fremdkapitalquote die Differenz zwischen 100 % und der Eigenkapitalquote ist (§ 6 Abs. 2 S. 5 GasNEV), müssen die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der

betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechend mit mindestens 60 % gewichtet werden.

Übersteigt die ermittelte Eigenkapitalquote, die sich aus **Anlage 3** ergibt, einen Anteil von 40 %, so ist diese gemäß § 6 Abs. 2 S. 4 GasNEV auf 40 % zu begrenzen.

Unter Zugrundelegung dieser Eigenkapitalquote ergibt sich das betriebsnotwendige Vermögen gemäß § 7 GasNEV (*BNV II*) aus **Anlage 3**. Das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (*BNEK II*) ergibt sich ebenfalls aus **Anlage 3**.

3.3. Ermittlung des die zugelassene Eigenkapitalquote von maximal 40 % übersteigenden Eigenkapitalanteils

Nach § 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV ist der die zugelassene Eigenkapitalquote von maximal 40 % übersteigende Anteil des Eigenkapitals nominal wie Fremdkapital zu verzinsen. Soweit das nach § 7 Abs. 1 GasNEV berechnete betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) mehr als 40 % des nach dieser Vorschrift ermittelten betriebsnotwendigen Vermögens (*BNV II*) beträgt, ist folglich das betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) in zwei Anteile zu zerlegen. Zu bestimmen ist zunächst der Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht überschreitet ($BNEK II \leq 40\%$), sodann der Eigenkapitalanteil, der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigt ($BNEK II > 40\%$).

Bei einer Eigenkapitalquote von mehr als 40 % ist der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigende Eigenkapitalanteil ($BNEK II \leq 40\%$) wie folgt zu ermitteln:

$$BNEK II \leq 40\% = BNV II * 0,4$$

Der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Eigenkapitalanteil im Sinne von § 7 Abs. 1 S. 3 GasNEV ($BNEK II > 40\%$) errechnet sich dann nach folgender Formel:

$$BNEK II > 40\% = BNEK II - BNEK II \leq 40\% = BNEK II - (BNV II * 0,4)$$

Soweit das nach § 7 Abs. 1 S. 2 GasNEV berechnete betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) nicht mehr als 40 % des nach dieser Vorschrift ermittelten betriebsnotwendigen Vermögens (*BNV II*) beträgt, hat demgegenüber keine Aufteilung des *BNEK II* zu erfolgen. Denn ein die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigender Anteil des Eigenkapitals ist in diesem Fall nicht gegeben.

3.4. Ermittlung des auf die Neu- und Altanlagen entfallenden Anteils am Eigenkapital

Zur Festlegung der Basis für die Eigenkapitalverzinsung ist das betriebsnotwendige Eigenkapital (BNEK II) auf Neu- und Altanlagen aufzuteilen (§ 7 Abs. 3 S. 1 GasNEV). Die Aufteilung erfolgt nach den Maßgaben, wie es in § 7 Abs. 3 S. 2 und 3 GasNEV vorgegeben ist. Der Anteil der kalkulatorischen Restwerte der Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (Anteil SAVneu) ergibt sich aus dem Quotienten aus den kalkulatorischen Restwerten der Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten und den kalkulatorischen Restwerten des gesamten Sachanlagevermögens und somit der Summe aus den kalkulatorischen Restwerten (RW) der Alt- und Neuanlagen (SAValt und SAVneu).

	Kalk. RW des Sachanlagevermögens der Neuanlagen zu AK/HK
/	[Kalk. RW des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten * Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV (max. 40 %)]
+	Kalk. RW des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen AK/HK * Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2 GasNEV (min. 60 %)
+	Kalk. RW des Sachanlagevermögens der Neuanlagen zu historischen AK/HK]
=	<u>Anteil SAVneu</u>

Der Anteil der Altanlagen am Sachanlagevermögen (Anteil SAValt) ergibt sich aus der Differenz zwischen 100 % und dem Anteil des Sachanlagevermögens der Neuanlagen (Anteil SAVneu).

Die Anteile der Altanlagen und der Neuanlagen am Eigenkapital ergeben sich aus **Anlage 4**.

3.5. Ermittlung der Zinsen für die beiden Eigenkapitalanteile

Die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur hat mit Beschluss vom 12.10.2021, unter dem Aktenzeichen BK4-21/056, für die Dauer der vierten Regulierungsperiode den Eigenkapitalzinssatz für den Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, für Neuanlagen auf 5,07 % und für Altanlagen auf 3,51 % nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer festgelegt.

Die Verzinsung des Eigenkapitalanteils, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, errechnet sich demnach wie folgt:

$$BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 5,07\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 3,51\%$$

Verfügt der Netzbetreiber hingegen nicht über Sachanlagevermögen sind die Bilanzwerte mit dem für Neuanlagen geltenden Eigenkapitalzins zu verzinsen.

Negatives Eigenkapital ist grundsätzlich mit dem Zinssatz für Neuanlagen in Höhe von 5,07% zu verzinsen (vgl. BGH, Beschluss vom 25. April 2017, Az. EnVR 57/15, Rn. 32). Zwar ist der auf die zum Eigenkapital gehörenden Altanlagen anzuwendende Zinssatz grundsätzlich um die durchschnittliche Preisänderungsrate zu reduzieren, weil die Preisänderungsrate schon in der Verzinsungsbasis Niederschlag findet. Allerdings wird der Wert des negativen Eigenkapitals nicht zu Tagesneuwerten gebildet.

Der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Anteil des Eigenkapitals wird gemäß § 32 Abs. 5 GasNEV nach § 7 Abs. 7 GasNEV verzinst (§ 7 Abs. 1 S. 5 GasNEV). Der Zinssatz bestimmt sich gemäß § 7 Abs. 7 S. 1 GasNEV als Mittelwert des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts von zwei durch die Deutsche Bundesbank veröffentlichten Umlaufsrenditen. Im Einzelnen ergeben sich diese Werte aus der „Umlaufsrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen der öffentlichen Hand“ sowie aus der „Umlaufsrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)“.² Bei der Bestimmung des gewichteten Durchschnitts wird der Durchschnitt der Umlaufsrenditen nach Satz 1 Nummer 1 einfach gewichtet und der Durchschnitt der Umlaufsrenditen nach Satz 1 Nummer 2 zweifach gewichtet. Die anzuwendenden Zinsreihen sind die Folgenden:

	Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)	Anleihen der öffentlichen Hand insgesamt	Gewichteter Zinssatz gem. § 7 Abs. 7 GasNEV
Jahr	[%]	[%]	[%]

² Diese Reihen können der Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank entnommen werden.

2011	4,3	2,4	3,67
2012	3,7	1,3	2,90
2013	3,4	1,3	2,70
2014	3,0	1,0	2,27
2015	2,4	0,4	1,73
2016	2,1	0,0	1,40
2017	1,7	0,2	1,20
2018	2,5	0,3	1,77
2019	2,5	-0,2	1,60
2020	1,7	-0,4	1,00
Ø 10 Jahre	2,73	0,63	2,03

Es leitet sich für die genannten Papiere im Zeitraum 2011 bis 2020 eine durchschnittliche Rendite von 2,03 % ab.

3.6. Berücksichtigungsfähige Eigenkapitalverzinsung

Die Verzinsung auf das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (*BNEK II*) bis zu der zugrunde zu legenden Eigenkapitalquote von 40 % sowie auf das die Quote von 40 % übersteigende betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (*BNEK II*) ergibt sich jeweils aus **Anlage 4**.

4. Kalkulatorische Gewerbesteuer

Gemäß § 8 GasNEV kann im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht werden. Bei der Genehmigung der Netzentgelte wird daher ein kalkulatorischer Gewerbesteueransatz auf der Grundlage der anerkannten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt. Bei dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Eigenkapitalzinssatz handelt es sich um einen Zinssatz nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer (BR-Drs. 247/05 S.30.). Ein Abzug der kalkulatorischen Gewerbesteuer bei sich selbst erfolgt nicht. Der frühere § 8 S. 2 GasNEV a.F. ist entfallen.

Die nach § 8 GasNEV anererkennungsfähige Gewerbesteuer ist allein nach den kalkulatorischen Maßstäben der GasNEV zu ermitteln. 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 somit nicht Teil der Bemessungsgrundlage für den kalkulatorischen Gewerbesteueransatz. Dies ist von der höchstrichterlichen Rechtsprechung bestätigt worden (siehe etwa BGH, KVR 34/07, SW Speyer, Rn. 86 ff.).

Entsprechend einem rein kalkulatorischen Ansatz wird auf die zusätzliche Berücksichtigung von weiteren Zurechnungen und Kürzungen bei der Bemessungsgrundlage verzichtet (BGH, KVR 81/07, S. 10). Eine zusätzliche Bereinigung der Eigenkapitalverzinsung um die Gewerbesteuer ("Im-Hundert-Rechnung") kommt nicht in Betracht (BGH, EnVR 26/14 SW Freudenstadt, Rn. 46.).

Die kalkulatorische Gewerbesteuer wurde nach der Formel

$$\text{Eigenkapitalverzinsung} * \text{Hebesatz} * \text{Messzahl}$$

berechnet. Die zu berücksichtigende kalkulatorische Gewerbesteuer wird in **Anlage 4** ausgewiesen.

5. Kostenmindernde Erlöse und Erträge gem. § 9 Abs. 1 GasNEV

Gem. § 9 GasNEV sind sonstige Erlöse und Erträge, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen und insbesondere den Positionen aktivierte Eigenleistungen, Zins- und Beteiligungserträge, Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskosten, Investitionszuschüsse oder sonstige Erträge und Erlöse der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen sind, von den Netzkosten in Abzug zu bringen. Die von gasverbrauchenden Anschlussnehmern entrichteten Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskosten und Investitionszuschüsse sind über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen und jährlich netzkostenmindernd anzusetzen.

**Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen nach
§ 6 Abs. 1 ARegV: Individuelle Prüffeststellungen für Ferngas Netzgesellschaft mbH
(VNB) (NB)**

Die ermittelten Netzkosten, die gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösbergrenzen bilden, betragen

[REDACTED]

1 Aufwandsgleiche Kosten

1.1 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung (Ziffer 1.1.2.3)

Die von dem Netzbetreiber geltend gemachten Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung beruhen in Höhe von [REDACTED]

Diese waren in Höhe von [REDACTED] zu berücksichtigen. Die Beschlusskammer hat festgestellt, dass die dem Netzbetreiber in Rechnung gestellten Preise [REDACTED] über den Kosten gemäß GasNEV liegen. Der Netzbetreiber hätte die Dienstleistung somit zu verringerten Kosten selbst erbringen können. Somit waren die Kosten um [REDACTED] zu reduzieren (vgl. Anlage I, Punkt 1.).

Die zu berücksichtigenden Kosten und Erlöse ergeben sich aus **Anlage II-DL1**.

Der Sachverhalt wurde rechnerisch in Anlage 1-NB1 derart dargestellt, dass die vom Netzbetreiber für Dienstleistungen in den Kostenpositionen 1.1.2.4 und 1.5.18 geltend gemachten Aufwendungen gekürzt und im Gegenzug die nach GasNEV berücksichtigungsfähigen Dienstleistungskosten in der Kostenposition 1.1.2.3 hinzurechnet wurden.

1.2 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen (Ziffer 1.1.2.4)

Der Netzbetreiber hat Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen in einer Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Der geltend gemachte Betrag stellt der Höhe und/oder dem Grunde nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar (vgl. Anlage I, Punkt 1.).

Bei Betrachtung der Kostenentwicklung der Vorjahre 2016 bis 2019 ist erkennbar, dass im Jahr 2020 deutlich höhere Kosten entstanden sind. Die Zeitreihe lässt zudem erkennen, dass diese Kostenposition deutlichen jährlichen Schwankungen unterliegt.

2016	2017	2018	2019	2020	Mittelwert 2016 - 2019
[REDACTED]					

Zur Kostenentwicklung führt der Netzbetreiber in seinem Schreiben vom 18.11.2021 aus, dass die [REDACTED] [REDACTED] Insoweit kann die Beschlusskammer die Auffassung des Netzbetreibers nachvollziehen, dass die Kosten des Jahres 2016 nicht in die Betrachtung und zur Bildung eines repräsentativen Werts für die vierte Regulierungsperiode herangezogen werden sollten.

[REDACTED]
 [REDACTED]
 [REDACTED]
 [REDACTED]
 [REDACTED]
 [REDACTED]
 [REDACTED] zeige [REDACTED]
 [REDACTED]
 [REDACTED]

Die Ausführungen des Netzbetreibers zur deutlichen Kostensteigerung im Basisjahr können nicht überzeugen.

[REDACTED]
 [REDACTED]
 [REDACTED]
 [REDACTED]
 [REDACTED]

Dies gilt umso mehr, wenn einzelne Wartungs- und Instandhaltungsleistungen des Jahres 2020 zusätzlich in die Betrachtung gezogen werden. Beispielsweise bei Arbeiten am kathodischen Korrosionsschutz [REDACTED] besteht grundsätzlich die Möglichkeit, diese Aufgaben auf mehrere Jahre zu verteilen und so Kostenkontinuität sicherzustellen. [REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

Die Ausführungen des Netzbetreibers zur Steigerung im Basisjahr können nicht hinreichend überzeugen, dass diese Kosten auch jährlich in der vierten Regulierungsperiode in der geltend gemachten Höhe wiederkehren. Insbesondere spricht der bereits zugrundeliegende Sachverhalt, [REDACTED], für eine Besonderheit des Geschäftsjahres dem Grunde nach.

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] (BGH, EnVR 57/15, Rn. 70f.; OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 16/13 (V), Rn. 138).

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] € [REDACTED]
[REDACTED]

Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten in Höhe von [REDACTED] € über diesem berücksichtigten Betrag.

Hieraus resultiert eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] €.

1.5 Aufwendungen für Zinsen - Sonstiges (Ziffer 1.3.4)

Der Netzbetreiber hat innerhalb dieser Kostenposition einen Betrag in Höhe von [REDACTED] € [REDACTED]
[REDACTED] € [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

[REDACTED]

[REDACTED]

Hieraus resultiert eine Kürzung in Höhe von [REDACTED]

1.6 Aufwendungen für sonstige betriebliche Steuern, davon Sonstiges (Ziffer 1.4.3)

[REDACTED]

1.7 Sonstige betriebliche Aufwendungen - Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge (Ziffer 1.5.6)

[REDACTED] € geltend gemacht [REDACTED]

Bei Betrachtung der Kostenentwicklung der Vorjahre 2016 bis 2019 ist erkennbar, dass im Jahr 2020 deutlich höhere Kosten entstanden sind. Die Zeitreihe lässt zudem erkennen, dass diese Kostenposition jährlichen Schwankungen unterliegt.

2016	2017	2018	2019	2020	Mittelwert 2016 - 2019
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED].

[REDACTED].

[REDACTED].

[REDACTED]

[REDACTED] (vgl. Anlage I, Punkt 1.). Als Anhaltspunkt für die Ermittlung einer Besonderheit des Geschäftsjahres können die durchschnittlichen Kosten der Vorjahre herangezogen werden (BGH, EnVR 57/15, Rn. 70f.; OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 16/13 (V), Rn. 138).

[REDACTED].

[REDACTED]

[REDACTED] € über diesem [REDACTED]

[REDACTED] €.

1.8 Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Rechts- und Beratungskosten (Ziffer 1.5.10)

Der Netzbetreiber hat Aufwendungen für Rechts- und Beratungskosten in einer Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Hiervon entfallen [REDACTED] € auf einmalige Beratungsaufwendungen für den geplanten Erwerb des Netzgeschäfts der Gas-Union GmbH. Der geltend gemachte Betrag stellt demnach der Höhe und/oder dem Grunde nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar (vgl. Anlage I, Punkt 1.).

Bei Betrachtung der Kostenentwicklung der Vorjahre 2016 bis 2019 ist erkennbar, dass im Jahr 2020 deutlich höhere Kosten entstanden sind. Die Zeitreihe lässt zudem erkennen, dass diese Kostenposition deutlichen jährlichen Schwankungen unterliegt.

2016	2017	2018	2019	2020	2021 (Planwert)	Mittelwert 2016 - 2019

[REDACTED]

Der Netzbetreiber erklärt im Schreiben vom 18.11.2021, dass es sich bei dem Betrag in Höhe von [REDACTED].

[REDACTED]

[REDACTED] (vgl. OLG Stuttgart, Beschluss vom 07.04.2014, Az. 201 Kart 12/14 im Zusammenhang mit Prozessführungskosten), [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] (vgl. OLG Stuttgart, Beschluss vom 07.04.2014, Az. 201 Kart 12/14).

[REDACTED]

Unstreitig ist zudem, dass diese Kosten aufgrund ihrer Einmaligkeit in der vierten Regulierungsperiode nicht wiederkehren werden. Es handelt sich damit um eine Besonderheit des Geschäftsjahres dem Grunde nach.

Vor diesem Hintergrund ist es nach Auffassung der Beschlusskammer sachgerechter, die einmaligen Beratungsaufwendungen für die vierte Regulierungsperiode unberücksichtigt zu lassen. [REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED] (vgl. Anlage I, Punkt 1.). Als Anhaltspunkt für die Ermittlung einer Besonderheit des Geschäftsjahres können die durchschnittlichen Kosten der Vorjahre herangezogen werden (BGH, EnVR 57/15, Rn. 70f.; OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 16/13 (V), Rn. 138).

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] € [REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED] € über diesem [REDACTED].

[REDACTED] €.

1.9 Sonstige betriebliche Aufwendungen - Pauschalwertberichtigungen (Ziffer 1.5.15)

Der Netzbetreiber macht Kosten für Pauschalwertberichtigungen in Höhe von [REDACTED] € geltend. [REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

1.10 Sonstige betriebliche Aufwendungen – Sonstiges (Ziffer 1.5.18)

Der Netzbetreiber hat innerhalb dieser Kostenposition zusätzlich zu den Kosten für kaufmännische Dienstleistungen [REDACTED] betriebliche Aufwendungen geltend gemacht. Die Prüfung der kaufmännischen Dienstleistungen erfolgt gesondert in Anlage II-DL1. Bei Betrachtung der Kostenentwicklung der weiteren sonstigen betrieblichen Aufwendungen betreffend die Vorjahre 2016 bis 2019 ist erkennbar,

[REDACTED]

3.2 Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

[REDACTED] € (Mittelwert) aus. Im Folgenden werden inhaltlich zusammengehörende Sachverhalte aufgeführt und bei Bedarf zur Vereinfachung einzelnen Bilanzpositionen zugeordnet.

Forderungen aus Netzentgelten:

Der Netzbetreiber weist laut Erhebungsbogen Forderungen aus Netzentgelten in Höhe von [REDACTED] an (Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand) aus. Diese Forderungen können nur insoweit als betriebsnotwendig anerkannt werden, als sie $\frac{1}{24}$ der entsprechenden Umsatzerlöse entsprechen (vgl. Anlage I, Punkt 3.1.3.2.).

Der Netzbetreiber weist Umsatzerlöse aus

- Ausspeiseentgelten für feste Kapazitäten in Höhe von [REDACTED] €,
- Entgelten für die Messung in Höhe von [REDACTED] €,
- Entgelten für den Messstellenbetrieb in Höhe von [REDACTED] €.

Insgesamt können damit [REDACTED] € an Umsatzerlösen der Beurteilung der Anerkennungsfähigkeit der Forderungen zugrunde gelegt werden. $\frac{1}{24}$ dieser Umsatzerlöse betragen [REDACTED] €; in dieser Höhe sind die Forderungen aus Netzentgelten maximal anererkennungsfähig. [REDACTED]

[REDACTED] (Anlage 3, Ziffer 3.2.1).

Sonstige Forderungen:

Die sonstigen, also über die Forderungen aus Netzentgelten hinausgehenden, Forderungen waren in Höhe von [REDACTED] € anerkennungsfähig. Denn es ergeben sich nach den Angaben des Netzbetreibers Umsatzerlöse in der korrespondierenden Position der Gewinn- und Verlustrechnung „Sonstige Erlöse“ (Pos. 1.5) in Höhe von [REDACTED] €.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] (Anlage 3, Ziffer 3.2.1).

Sonstige Vermögensgegenstände - Gewerbesteuerforderungen:

Der Netzbetreiber weist in den sonstigen Vermögensgegenständen einen Betrag in Höhe von [REDACTED] € (Endbestand des Jahres 2020) aus. Hierbei handelt es sich um Forderungen aus Gewerbesteuer. Die reale Steuerlast ist für die Ermittlung der Netzkosten bedeutungslos, da diese rein kalkulatorisch erfolgt. Dementsprechend sind auch Forderungen, welche im Zusammenhang hiermit stehen, schon im Grundsatz nicht berücksichtigungsfähig. Daher ist es nicht sachgerecht, derartige Forderungen bei der Bildung von Netzentgelten zu berücksichtigen. Diese sind daher nicht anerkennungsfähig.

Sonstige Vermögensgegenstände - Umsatzsteuerforderungen:

Der Netzbetreiber weist sonstige Vermögensgegenstände in Höhe von [REDACTED] € (Mittelwert) aus.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Sonstige Vermögensgegenstände - Debitorische Kreditoren und Zinsforderungen:

Der Netzbetreiber weist weitere sonstige Vermögensgegenstände aus. Hierbei handelt es sich

[REDACTED]

bestand des Jahres 2020) [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

3.3 Liquiditätsnahe Forderungen und Kasse

Der Netzbetreiber weist Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks (Position 3.4.) in Höhe von [REDACTED] € (Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand) aus.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] (vgl. Anlage I Punkt 3.1.3.2.).

[REDACTED]

[REDACTED]

3.4 Rechnungsabgrenzungsposten (Aktivseite)

Der aktive Rechnungsabgrenzungsposten in Höhe von [REDACTED] € wurde eliminiert (vgl. Anlage I, Punkt 3.1.5).

4 Passivseite der Bilanz

4.1 Rückstellungen

4.1.1 Ertragssteuern

Die Beschlusskammer hat den Bestand der [REDACTED]

[REDACTED] € (Endbestand des Jahres 2020) [REDACTED]

[REDACTED] - [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] - [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

4.2 Rechnungsabgrenzungsposten (Passivseite)

Beim Netzbetreiber ist ein passiver Rechnungsabgrenzungsposten in Höhe von € [REDACTED] € (Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand) zu berücksichtigen.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] (BGH, EnVR 63/17, Rn. 26)

[REDACTED]

[REDACTED]

Kostenart	Netzkosten gem. Netz	Netzkosten gem. GasNEV	Differenz
1 Aufwandsgleiche Kosten			
1.1 Materialaufwand			
1.1.1 Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe			
1.1.1.1 Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie			
1.1.1.2 Aufwendungen für die Beschaffung von Treibenergie			
1.1.1.3 Aufwendungen für die Beschaffung von Eigenverbrauch			
1.1.1.4 Aufwendungen für die Beschaffung von Entspannungsenergie			
1.1.1.5 Aufwendungen aus dem Emissionshandelsgesetz			
1.1.1.6 Sonstiges			
1.1.2 Aufwendungen für bezogene Leistungen			
1.1.2.1 Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber			
1.1.2.2 Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur			
1.1.2.3 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung			
1.1.2.4 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen			
1.1.2.5 Aufwendungen für die Beschaffung von Ausgleichsenergie für den Basisbilanzausgleich			
1.1.2.6 Aufwendungen für Differenzmengen/Mehr- Mindermengenabrechnung			
1.1.2.7 Sonstiges			
1.2 Personalaufwand			
1.2.1 Löhne und Gehälter			
1.2.2 Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung			
1.2.2.1 für Altersversorgung			
1.2.2.2 für soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen			
1.3 Zinsen und ähnliche Aufwendungen			
1.3.1 gegenüber verbundenen Unternehmen			
1.3.2 gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
1.3.3 gegenüber Kreditinstituten			
1.3.4 Sonstiges			
1.4 sonstige betriebliche Steuern			
1.4.1 KFZ-Steuer			
1.4.2 Grundsteuer			
1.4.3 Sonstiges			
1.5 sonstige betriebliche Aufwendungen			
1.5.1 für sonstige Flexibilitätsdienstleistungen			
1.5.2 für die Durchführung der Versteigerung nach § 13 Abs. 1 GasNZV			
1.5.3 aus vertraglichen Vereinbarungen mit Dritten gem. KOLA			
1.5.4 Wartung und Instandsetzung			
1.5.5 Konzessionsabgaben			
1.5.6 Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge			
1.5.7 Versicherungen			
1.5.8 Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften			
1.5.9 Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten			
1.5.10 Rechts- und Beratungskosten			
1.5.11 Sponsoring, Werbung, Spenden			
1.5.12 Reisekosten und Auslösungen			
1.5.13 Bewirtung und Geschenke			
1.5.14 Einzelwertberichtigungen			
1.5.15 Pauschalwertberichtigungen			
1.5.16 Abschreibungen auf Forderungen			
1.5.17 Entgelte für vermiedene Netzkosten nach § 20a GasNEV			
1.5.18 Sonstiges			
2 Kalkulatorische Abschreibungen			
2.1 Abschreibungen Sachanlagevermögen			
2.2 Abschreibungen immaterielles Anlagevermögen			
2.3 Abschreibungen auf Vermögensgegenstände des Umlaufvermögens und Finanzanlagen			
3 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung			
4 Kalkulatorische Gewerbesteuer			
I.a Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge			
5 Kostenmindernde Erlöse			
5.1 Erlöse aus Konzessionsabgaben			
5.2 Erlöse aus der Bereitstellung sonstiger Hilfsdienste			
5.2.1 Erlöse aus der Herstellung bestimmter Gasbeschaffenheiten			
5.2.2 Erlöse aus Nominierungsersatzverfahren			
5.2.3 Erlöse aus erweitertem Bilanzausgleich			
5.2.4 Erlöse aus sonstigen Flexibilitätsdienstleistungen			
5.2.5 Erlöse aus anderen erforderlichen sonstigen Hilfsdiensten			
5.2.6 Umsatzerlöse aus Biogas- und MRU-Umlage inkl. Ausgleichsauszahlungen			
5.2.7 Umsatzerlöse aufgrund von Erstattungen aus dem Biogas- und dem MRU-Umlagemecha			
5.3 Erlöse aus Verkauf von Entspannungsstrom			
5.4 Erlöse aus Differenzmengen/Mehr-Mindermengenabrechnung			
5.5 Sonstige Erlöse			
6 Bestandsveränderungen			
7 andere aktivierte Eigenleistungen			
8 sonstige betriebliche Erträge			
8.1 Erträge aus der Auflösung von Netzanschlussbeiträgen und Baukostenzuschüssen			
8.2 Andere sonstige Erträge			
9 Erträge aus Beteiligungen			
10 Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlageverm.			
11 Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge			
11.1 Erträge aus Finanzanlagen			
11.1.1 Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen			
11.1.2 Erträge aus Cash-Pooling			
11.2 Erträge aus Forderungen, sonstigen Verm.ggst., Wertpapieren und liquiden Mitteln			

11.2.1 Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen
11.2.2 Erträge aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)
11.2.3 Erträge aus Forderungen gg. Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht
11.2.4 Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen
11.2.5 Erträge aus Wertpapieren des Umlaufvermögens
11.2.6 Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei der Bundesbank und Kreditinstituten
11.3 Andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge

I.b Kostenmindernde Erlöse und Erträge

II. Netzkosten



Kalkulatorische Abschreibungen

Anlage 2.1-NB1

Anlagengruppe	Kalkulatorische Abschreibungen für Altanlagen		für Neuanlagen	Insgesamt gewichtet mit den Quoten nach § 6 I S. 3 GasNEV
	auf AK/HK-Basis	auf TNW-Basis	auf AK/HK-Basis	
I. Allgemeine Anlagen				
2. Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen				
3. Betriebsgebäude				
4. Verwaltungsgebäude				
5. Gleisanlagen, Eisenbahnwagen				
6. Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtung				
7. Werkzeuge/Geräte				
8. Lagereinrichtung				
9.1 Hardware				
9.2 Software				
10.1 Leichtfahrzeuge				
10.2 Schwerfahrzeuge				
II. Gasbehälter				
III. Erdgasverdichteranlagen				
1. Erdgasverdichtung				
2. Gasreinigungsanlagen				
3. Piping und Armaturen				
4. Gasmessanlagen				
5. Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)				
6. Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)				
7. Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)				
8. Verkehrswege				
IV. Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen				
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar				
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar				
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar				
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar				
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminieret <= 16 bar				
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminieret > 16 bar				
2. Rohrleitungen/HAL Grauguss (> DN 150)				
3. Rohrleitungen/HAL Duktiler Guss				
4. Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)				
5. Rohrleitungen/HAL Polyvinylchlorid (PVC)				
6. Armaturen/Armaturenstationen				
7. Molchscheusen				
8. Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/HAL)				
V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen				
1. Gaszähler der Verteilung				
2. Hausdruckregler/Zählerregler				
3. Messeinrichtungen				
4. Regeleinrichtungen				
5. Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)				
6. Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)				
7. Verdichter in Gasmischanlagen				
8. Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)				
9. Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)				
VI. Fernwirkanlagen				
Summe				

Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens

Anlage 2.2-NB1

Anlagengruppe	Kalkulatorische Restwerte (Anfangsbestand)		für Neuanlagen auf AK/HK-Basis	Kalkulatorische Restwerte (Endbestand)		für Neuanlagen auf AK/HK-Basis
	für Altanlagen auf AK/HK-Basis	auf TNW-Basis		für Altanlagen auf AK/HK-Basis	auf TNW-Basis	
I. Allgemeine Anlagen						
2. Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen						
3. Betriebsgebäude						
4. Verwaltungsgebäude						
5. Gleisanlagen, Eisenbahnwagen						
6. Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtung						
7. Werkzeuge/Geräte						
8. Lagereinrichtung						
9.1 Hardware						
9.2 Software						
10.1 Leichtfahrzeuge						
10.2 Schwerfahrzeuge						
II. Gasbehälter						
III. Erdgasverdichteranlagen						
1. Erdgasverdichtung						
2. Gasreinigungsanlagen						
3. Piping und Armaturen						
4. Gasmessanlagen						
5. Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)						
6. Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)						
7. Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)						
8. Verkehrswege						
IV. Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen						
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar						
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar						
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar						
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar						
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar						
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert > 16 bar						
2. Rohrleitungen/HAL Grauguss (> DN 150)						
3. Rohrleitungen/HAL Duktiler Guss						
4. Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)						
5. Rohrleitungen/HAL Polyvinylchlorid (PVC)						
6. Armaturen/Armaturenstationen						
7. Molchschieusen						
8. Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/HAL)						
V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen						
1. Gaszähler der Verteilung						
2. Hausdruckregler/Zählerregler						
3. Messeinrichtungen						
4. Regeleinrichtungen						
5. Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)						
6. Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)						
7. Verdichter in Gasmischanlagen						
8. Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)						
9. Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)						
VI. Fernwirkanlagen						
Summe						

Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gem. §§ 6-7 GasNEV

Anlage 3-NB1

Position	Wertansatz			berücksichtigte Ansätze	
	Anfangsbestand	Endbestand	Mittelwert	zur Ermittlung der Eigenkapitalquote gem. § 6 GasNEV (EKQ1)	zur Ermittlung des Eigenkapitals und der Eigenkapitalquote gem. § 7 GasNEV (EKQ2)
EKQ Eigenkapitalquote					
1 kalkulatorisches Anlagevermögen					
1.1 Altanlagen zu AK/HK					
1.1.1 Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens					
1.1.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.1.3 Sachanlagevermögen zu AK/HK					
1.1.4 Grundstücke zu AK/HK					
1.2 Altanlagen zu TNW					
1.2.1 Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens					
1.2.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.2.3 Sachanlagevermögen zu TNW					
1.2.4 Grundstücke zu AK/HK					
1.3 Neuanlagen zu AK/HK					
1.3.1 Immaterielle Vermögensgegenstände					
1.3.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.3.3 Sachanlagevermögen zu AK/HK					
1.3.4 Grundstücke zu AK/HK					
2 Finanzanlagen					
2.1 Anteile an verbundenen Unternehmen					
2.2 Ausleihungen an verbundene Unternehmen					
2.3 Beteiligungen					
2.4 Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht					
2.5 Wertpapiere des Anlagevermögens					
2.6 sonstige Ausleihungen					
3 Bilanzwerte des Umlaufvermögens					
3.1 Vorräte					
3.2 Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände					
3.2.1 Forderungen aus Lieferungen und Leistungen					
3.2.2 Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)					
3.2.3 Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht					
3.2.4 Sonstigen Vermögensgegenständen					
3.3 Wertpapiere					
3.3.1 Anteile an verbundenen Unternehmen					
3.3.2 eigene Anteile					
3.3.3 sonstige Wertpapiere					
3.4 Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Scheck					
I. Betriebsnotwendiges Vermögen			1 + 2 + 3		
4 Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Ansch					
5 Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil					
6 Rückstellungen					
7 Verbindlichkeiten					
7.a davon unverzinsliche Verbindlichkeiten					
8 Passiver Rechnungsabgrenzungsposten					
9 Kapitalausgleichsposten					
II. Abzugskapital			4 + 5 + 6 + 7.a + 8 + 9		
III. Verzinsliches Fremdkapital			7 - 7.a		
IV. Betriebsnotwendiges Eigenkapital			I. - II. - III.		

Vermögenspositionen, Abzugskapital und verzinsliches Fremdkapital

Anlage 3.1-NB1

Position	Wertansätze gem. Netzbetreiber		Wertansätze gem. GasNEV		Differenz	
	Anfangsbestand	Endbestand	Anfangsbestand	Endbestand	Anfangsbestand	Endbestand
1	kalkulatorisches Anlagevermögen					
1.1	Altanlagen zu AK/HK					
1.1.1	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens					
1.1.2	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.1.3	Sachanlagevermögen zu AK/HK					
1.1.4	Grundstücke zu AK/HK					
1.2	Altanlagen zu TNW					
1.2.1	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens					
1.2.2	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.2.3	Sachanlagevermögen zu TNW					
1.2.4	Grundstücke zu AK/HK					
1.3	Neuanlagen zu AK/HK					
1.3.1	Immaterielle Vermögensgegenstände					
1.3.2	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.3.3	Sachanlagevermögen zu AK/HK					
1.3.4	Grundstücke zu AK/HK					
2	Finanzanlagen					
2.1	Anteile an verbundenen Unternehmen					
2.2	Ausleihungen an verbundene Unternehmen					
2.3	Beteiligungen					
2.4	Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht					
2.5	Wertpapiere des Anlagevermögens					
2.6	sonstige Ausleihungen					
3	Bilanzwerte des Umlaufvermögens					
3.1	Vorräte					
3.2	Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände					
3.2.1	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen					
3.2.2	Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)					
3.2.3	Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht					
3.2.4	Sonstige Vermögensgegenstände					
3.3	Wertpapiere					
3.3.1	Anteile an verbundenen Unternehmen					
3.3.2	eigene Anteile					
3.3.3	sonstige Wertpapiere					
3.4	Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks					
4	Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten					
5	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil					
6	Rückstellungen					
6.1	Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen					
6.2	Steuerrückstellungen					
6.3	sonstige Rückstellungen					
7	Verbindlichkeiten					
7.a	davon unverzinsliche Verbindlichkeiten					
8	Rechnungsabgrenzungsposten					
9	Kapitalausgleichsposten					
II.	Abzugskapital		4 + 5 + 6 + 7.a + 8 + 9			
III.	Verzinsliches Fremdkapital		7 - 7.a			

Berechnung der kalkulatorischen EK-Verzinsung gem. § 7 GasNEV

Anlage 4-NB1

IV. Betriebsnotwendiges Eigenkapital	
V. Betriebsnotwendiges Eigenkapital bei einer Quote von 40 %	I. * 0,4
Anteil der Altanlagen am kalkulatorischen Anlagevermögen	
Anteil der Neuanlagen am kalkulatorischen Anlagevermögen	
IV.a Betriebsnotwendiges Eigenkapital bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Altanlagen	Min(IV.;V.) x 65,34%
IV.b Betriebsnotwendiges Eigenkapital bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen	Min(IV.;V.) - IV.a
IV.c Betriebsnotwendiges Eigenkapital über einer Quote von 40 %	IV. - IV.a - IV.b
VI.a Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Altanlagen	
VI.b Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen	
VI.c Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung über einer Quote von 40 %	
VI. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung GESAMT	
Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer gem. § 8 GasNEV	
VII.a Hebesatz	
VII.b Steuermesszahl	
VII. Kalkulatorische Gewerbesteuer	VI. * VII.a * VII.b

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

Anlage 5-NB1

Neuanlagen
Altanlagen
Gesamt

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		AKHK					Restwerte zu AKHK zum				Restwerte zu AKHK zum		
Netztid	Anlagengruppe	AJ	gemäß	Hinzu	Kürz	Prüfergebnis	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);	2020											
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);	2019											
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);	2017											
-	Werkzeuge/Geräte	2018											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	2004											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	2002											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1999											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1998											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1997											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1995											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1993											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1992											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1991											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1990											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1988											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1980											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1979											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1977											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1975											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1971											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1969											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2020											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2019											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2018											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2017											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2016											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2015											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2014											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2013											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2012											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2011											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2010											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2009											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2008											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2007											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2006											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2003											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2002											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2001											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2000											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1999											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1998											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1997											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1996											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1995											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1994											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1993											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1992											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1991											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1990											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1989											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1988											

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Abschreibungen zu AKHK zum							Faktor zur Bestimmung der TNW	Restwerte zu TNW zum		
Netztid	Anlagengruppe	AJ	31.12.2027	31.12.2020	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026	31.12.2027		01.01.2020	31.12.2020	31.12.2022
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);	2020											
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);	2019											
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);	2017											
-	Werkzeuge/Geräte	2018											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	2004											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	2002											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1999											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1998											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1997											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1995											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1993											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1992											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1991											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1990											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1988											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1980											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1979											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1977											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1975											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1971											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1969											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2020											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2019											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2018											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2017											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2016											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2015											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2014											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2013											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2012											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2011											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2010											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2009											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2008											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2007											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2006											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2003											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2002											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2001											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2000											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1999											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1998											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1997											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1996											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1995											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1994											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1993											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1992											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1991											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1990											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1989											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1988											

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Abschreibungen zu TNW zum									
Netztid	Anlagengruppe	AJ	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2020	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);	2020										
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);	2019										
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);	2017										
-	Werkzeuge/Geräte	2018										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	2004										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	2002										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1999										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1998										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1997										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1995										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1993										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1992										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1991										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1990										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1988										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1980										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1979										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1977										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1975										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1971										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1969										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2020										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2019										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2018										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2017										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2016										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2015										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2014										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2013										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2012										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2011										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2010										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2009										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2008										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2007										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2006										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2003										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2002										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2001										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2000										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1999										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1998										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1997										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1996										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1995										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1994										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1993										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1992										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1991										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1990										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1989										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1988										

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			
Netztid	Anlagengruppe	AJ	31.12.2027

-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);	2020	
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);	2019	
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte);	2017	
-	Werkzeuge/Geräte	2018	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	2004	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	2002	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1999	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1998	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1997	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1995	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1993	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1992	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1991	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1990	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1988	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1980	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1979	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1977	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1975	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1971	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	1969	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2020	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2019	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2018	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2017	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2016	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2015	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2014	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2013	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2012	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2011	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2010	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2009	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2008	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2007	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2006	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2003	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2002	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2001	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	2000	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1999	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1998	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1997	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1996	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1995	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1994	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1993	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1992	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1991	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1990	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1989	
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1988	

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		AKHK					Restwerte zu AKHK zum				Restwerte zu AKHK zum		
Netzzid	Anlagengruppe	AJ	gemäß Anforderungen	Hinzu	Kürz	Prüfergebnis Richtwert	01.01.2020	31.12.2020	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1987											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1986											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1985											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1984											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1983											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1982											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1981											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1980											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1979											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1978											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1977											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1976											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1975											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1974											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1973											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1972											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1971											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1970											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1969											
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	2019											
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	2005											
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	2004											
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	2000											
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	1998											
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	1993											
-	Armaturen/Armaturenstationen	2020											
-	Armaturen/Armaturenstationen	2019											
-	Armaturen/Armaturenstationen	2018											
-	Armaturen/Armaturenstationen	2017											
-	Armaturen/Armaturenstationen	2016											
-	Armaturen/Armaturenstationen	2015											
-	Armaturen/Armaturenstationen	2014											
-	Motorschleusen	2020											
-	Messeinrichtungen	2020											
-	Messeinrichtungen	2019											
-	Messeinrichtungen	2018											
-	Messeinrichtungen	2017											
-	Messeinrichtungen	2016											
-	Messeinrichtungen	2015											
-	Messeinrichtungen	2014											
-	Messeinrichtungen	2013											
-	Messeinrichtungen	2011											
-	Messeinrichtungen	2010											
-	Messeinrichtungen	2009											
-	Messeinrichtungen	2008											
-	Messeinrichtungen	2006											
-	Messeinrichtungen	2005											
-	Messeinrichtungen	2004											
-	Messeinrichtungen	2003											
-	Messeinrichtungen	2002											
-	Messeinrichtungen	2001											
-	Messeinrichtungen	2000											
-	Messeinrichtungen	1999											
-	Messeinrichtungen	1998											
-	Messeinrichtungen	1997											
-	Messeinrichtungen	1996											

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Abschreibungen zu AKHK zum							Faktor zur Bestimmung der TNW	Restwerte zu TNW zum		
Netzd	Anlagengruppe	AJ	31.12.2027	31.12.2020	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026	31.12.2027		01.01.2020	31.12.2020	31.12.2022
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1987											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1986											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1985											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1984											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1983											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1982											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1981											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1980											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1979											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1978											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1977											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1976											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1975											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1974											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1973											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1972											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1971											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1970											
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1969											
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	2019											
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	2005											
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	2004											
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	2000											
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	1998											
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	1993											
-	Armaturen/Armaturenstationen	2020											
-	Armaturen/Armaturenstationen	2019											
-	Armaturen/Armaturenstationen	2018											
-	Armaturen/Armaturenstationen	2017											
-	Armaturen/Armaturenstationen	2016											
-	Armaturen/Armaturenstationen	2015											
-	Armaturen/Armaturenstationen	2014											
-	Motorschleusen	2020											
-	Messeinrichtungen	2020											
-	Messeinrichtungen	2019											
-	Messeinrichtungen	2018											
-	Messeinrichtungen	2017											
-	Messeinrichtungen	2016											
-	Messeinrichtungen	2015											
-	Messeinrichtungen	2014											
-	Messeinrichtungen	2013											
-	Messeinrichtungen	2011											
-	Messeinrichtungen	2010											
-	Messeinrichtungen	2009											
-	Messeinrichtungen	2008											
-	Messeinrichtungen	2006											
-	Messeinrichtungen	2005											
-	Messeinrichtungen	2004											
-	Messeinrichtungen	2003											
-	Messeinrichtungen	2002											
-	Messeinrichtungen	2001											
-	Messeinrichtungen	2000											
-	Messeinrichtungen	1999											
-	Messeinrichtungen	1998											
-	Messeinrichtungen	1997											
-	Messeinrichtungen	1996											

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Abschreibungen zu TNW zum									
Netztid	Anlagengruppe	AJ	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2020	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1987										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1986										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1985										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1984										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1983										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1982										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1981										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1980										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1979										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1978										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1977										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1976										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1975										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1974										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1973										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1972										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1971										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1970										
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1969										
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	2019										
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	2005										
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	2004										
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	2000										
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	1998										
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	1993										
-	Armaturen/Armaturenstationen	2020										
-	Armaturen/Armaturenstationen	2019										
-	Armaturen/Armaturenstationen	2018										
-	Armaturen/Armaturenstationen	2017										
-	Armaturen/Armaturenstationen	2016										
-	Armaturen/Armaturenstationen	2015										
-	Armaturen/Armaturenstationen	2014										
-	Motorschleusen	2020										
-	Messeinrichtungen	2020										
-	Messeinrichtungen	2019										
-	Messeinrichtungen	2018										
-	Messeinrichtungen	2017										
-	Messeinrichtungen	2016										
-	Messeinrichtungen	2015										
-	Messeinrichtungen	2014										
-	Messeinrichtungen	2013										
-	Messeinrichtungen	2011										
-	Messeinrichtungen	2010										
-	Messeinrichtungen	2009										
-	Messeinrichtungen	2008										
-	Messeinrichtungen	2006										
-	Messeinrichtungen	2005										
-	Messeinrichtungen	2004										
-	Messeinrichtungen	2003										
-	Messeinrichtungen	2002										
-	Messeinrichtungen	2001										
-	Messeinrichtungen	2000										
-	Messeinrichtungen	1999										
-	Messeinrichtungen	1998										
-	Messeinrichtungen	1997										
-	Messeinrichtungen	1996										

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		
Netzid	Anlagengruppe	AJ
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1987
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1986
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1985
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1984
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1983
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1982
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1981
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1980
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1979
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1978
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1977
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1976
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1975
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1974
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1973
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1972
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1971
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1970
-	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	1969
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	2019
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	2005
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	2004
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	2000
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	1998
-	Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	1993
-	Armaturen/Armaturenstationen	2020
-	Armaturen/Armaturenstationen	2019
-	Armaturen/Armaturenstationen	2018
-	Armaturen/Armaturenstationen	2017
-	Armaturen/Armaturenstationen	2016
-	Armaturen/Armaturenstationen	2015
-	Armaturen/Armaturenstationen	2014
-	Motorschleusen	2020
-	Messeinrichtungen	2020
-	Messeinrichtungen	2019
-	Messeinrichtungen	2018
-	Messeinrichtungen	2017
-	Messeinrichtungen	2016
-	Messeinrichtungen	2015
-	Messeinrichtungen	2014
-	Messeinrichtungen	2013
-	Messeinrichtungen	2011
-	Messeinrichtungen	2010
-	Messeinrichtungen	2009
-	Messeinrichtungen	2008
-	Messeinrichtungen	2006
-	Messeinrichtungen	2005
-	Messeinrichtungen	2004
-	Messeinrichtungen	2003
-	Messeinrichtungen	2002
-	Messeinrichtungen	2001
-	Messeinrichtungen	2000
-	Messeinrichtungen	1999
-	Messeinrichtungen	1998
-	Messeinrichtungen	1997
-	Messeinrichtungen	1996

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		AJ	AKHK				Restwerte zu AKHK zum				Restwerte zu AKHK zum	
Netzid	Anlagengruppe		gemäß Netzbetreiber	Hinzu	Kürz	Prüfergebnis BNetzA	01.01.2020	31.12.2020	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025
-	Messeinrichtungen	1995										
-	Messeinrichtungen	1994										
-	Messeinrichtungen	1993										
-	Messeinrichtungen	1990										
-	Messeinrichtungen	1989										
-	Messeinrichtungen	1988										
-	Messeinrichtungen	1987										
-	Messeinrichtungen	1986										
-	Messeinrichtungen	1985										
-	Messeinrichtungen	1984										
-	Messeinrichtungen	1983										
-	Messeinrichtungen	1982										
-	Messeinrichtungen	1981										
-	Messeinrichtungen	1980										
-	Messeinrichtungen	1979										
-	Regelrichtungen	2020										
-	Regelrichtungen	2019										
-	Regelrichtungen	2018										
-	Regelrichtungen	2017										
-	Regelrichtungen	2016										
-	Regelrichtungen	2015										
-	Regelrichtungen	2014										
-	Regelrichtungen	2013										
-	Regelrichtungen	2012										
-	Regelrichtungen	2011										
-	Regelrichtungen	2010										
-	Regelrichtungen	2009										
-	Regelrichtungen	2008										
-	Regelrichtungen	2007										
-	Regelrichtungen	2006										
-	Regelrichtungen	2005										
-	Regelrichtungen	2004										
-	Regelrichtungen	2003										
-	Regelrichtungen	2002										
-	Regelrichtungen	2001										
-	Regelrichtungen	2000										
-	Regelrichtungen	1999										
-	Regelrichtungen	1998										
-	Regelrichtungen	1997										
-	Regelrichtungen	1996										
-	Regelrichtungen	1995										
-	Regelrichtungen	1994										
-	Regelrichtungen	1993										
-	Regelrichtungen	1992										
-	Regelrichtungen	1991										
-	Regelrichtungen	1990										
-	Regelrichtungen	1989										
-	Regelrichtungen	1988										
-	Regelrichtungen	1987										
-	Regelrichtungen	1986										
-	Regelrichtungen	1985										
-	Regelrichtungen	1984										
-	Regelrichtungen	1983										
-	Regelrichtungen	1982										
-	Regelrichtungen	1981										
-	Regelrichtungen	1980										

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Abschreibungen zu AKHK zum							Faktor zur Bestimmung der TNW	Restwerte zu TNW zum		
Netzd	Anlagengruppe	AJ	31.12.2027	31.12.2020	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026	31.12.2027		01.01.2020	31.12.2020	31.12.2022
-	Messeinrichtungen	1995											
-	Messeinrichtungen	1994											
-	Messeinrichtungen	1993											
-	Messeinrichtungen	1990											
-	Messeinrichtungen	1989											
-	Messeinrichtungen	1988											
-	Messeinrichtungen	1987											
-	Messeinrichtungen	1986											
-	Messeinrichtungen	1985											
-	Messeinrichtungen	1984											
-	Messeinrichtungen	1983											
-	Messeinrichtungen	1982											
-	Messeinrichtungen	1981											
-	Messeinrichtungen	1980											
-	Messeinrichtungen	1979											
-	Regelrichtungen	2020											
-	Regelrichtungen	2019											
-	Regelrichtungen	2018											
-	Regelrichtungen	2017											
-	Regelrichtungen	2016											
-	Regelrichtungen	2015											
-	Regelrichtungen	2014											
-	Regelrichtungen	2013											
-	Regelrichtungen	2012											
-	Regelrichtungen	2011											
-	Regelrichtungen	2010											
-	Regelrichtungen	2009											
-	Regelrichtungen	2008											
-	Regelrichtungen	2007											
-	Regelrichtungen	2006											
-	Regelrichtungen	2005											
-	Regelrichtungen	2004											
-	Regelrichtungen	2003											
-	Regelrichtungen	2002											
-	Regelrichtungen	2001											
-	Regelrichtungen	2000											
-	Regelrichtungen	1999											
-	Regelrichtungen	1998											
-	Regelrichtungen	1997											
-	Regelrichtungen	1996											
-	Regelrichtungen	1995											
-	Regelrichtungen	1994											
-	Regelrichtungen	1993											
-	Regelrichtungen	1992											
-	Regelrichtungen	1991											
-	Regelrichtungen	1990											
-	Regelrichtungen	1989											
-	Regelrichtungen	1988											
-	Regelrichtungen	1987											
-	Regelrichtungen	1986											
-	Regelrichtungen	1985											
-	Regelrichtungen	1984											
-	Regelrichtungen	1983											
-	Regelrichtungen	1982											
-	Regelrichtungen	1981											
-	Regelrichtungen	1980											

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Abschreibungen zu TNW zum									
Netzd	Anlagengruppe	AJ	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2020	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026
-	Messeinrichtungen	1995										
-	Messeinrichtungen	1994										
-	Messeinrichtungen	1993										
-	Messeinrichtungen	1990										
-	Messeinrichtungen	1989										
-	Messeinrichtungen	1988										
-	Messeinrichtungen	1987										
-	Messeinrichtungen	1986										
-	Messeinrichtungen	1985										
-	Messeinrichtungen	1984										
-	Messeinrichtungen	1983										
-	Messeinrichtungen	1982										
-	Messeinrichtungen	1981										
-	Messeinrichtungen	1980										
-	Messeinrichtungen	1979										
-	Regelrichtungen	2020										
-	Regelrichtungen	2019										
-	Regelrichtungen	2018										
-	Regelrichtungen	2017										
-	Regelrichtungen	2016										
-	Regelrichtungen	2015										
-	Regelrichtungen	2014										
-	Regelrichtungen	2013										
-	Regelrichtungen	2012										
-	Regelrichtungen	2011										
-	Regelrichtungen	2010										
-	Regelrichtungen	2009										
-	Regelrichtungen	2008										
-	Regelrichtungen	2007										
-	Regelrichtungen	2006										
-	Regelrichtungen	2005										
-	Regelrichtungen	2004										
-	Regelrichtungen	2003										
-	Regelrichtungen	2002										
-	Regelrichtungen	2001										
-	Regelrichtungen	2000										
-	Regelrichtungen	1999										
-	Regelrichtungen	1998										
-	Regelrichtungen	1997										
-	Regelrichtungen	1996										
-	Regelrichtungen	1995										
-	Regelrichtungen	1994										
-	Regelrichtungen	1993										
-	Regelrichtungen	1992										
-	Regelrichtungen	1991										
-	Regelrichtungen	1990										
-	Regelrichtungen	1989										
-	Regelrichtungen	1988										
-	Regelrichtungen	1987										
-	Regelrichtungen	1986										
-	Regelrichtungen	1985										
-	Regelrichtungen	1984										
-	Regelrichtungen	1983										
-	Regelrichtungen	1982										
-	Regelrichtungen	1981										
-	Regelrichtungen	1980										

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		
Netzid	Anlagengruppe	AJ
	- Messeinrichtungen	1995
	- Messeinrichtungen	1994
	- Messeinrichtungen	1993
	- Messeinrichtungen	1990
	- Messeinrichtungen	1989
	- Messeinrichtungen	1988
	- Messeinrichtungen	1987
	- Messeinrichtungen	1986
	- Messeinrichtungen	1985
	- Messeinrichtungen	1984
	- Messeinrichtungen	1983
	- Messeinrichtungen	1982
	- Messeinrichtungen	1981
	- Messeinrichtungen	1980
	- Messeinrichtungen	1979
	- Regelleinrichtungen	2020
	- Regelleinrichtungen	2019
	- Regelleinrichtungen	2018
	- Regelleinrichtungen	2017
	- Regelleinrichtungen	2016
	- Regelleinrichtungen	2015
	- Regelleinrichtungen	2014
	- Regelleinrichtungen	2013
	- Regelleinrichtungen	2012
	- Regelleinrichtungen	2011
	- Regelleinrichtungen	2010
	- Regelleinrichtungen	2009
	- Regelleinrichtungen	2008
	- Regelleinrichtungen	2007
	- Regelleinrichtungen	2006
	- Regelleinrichtungen	2005
	- Regelleinrichtungen	2004
	- Regelleinrichtungen	2003
	- Regelleinrichtungen	2002
	- Regelleinrichtungen	2001
	- Regelleinrichtungen	2000
	- Regelleinrichtungen	1999
	- Regelleinrichtungen	1998
	- Regelleinrichtungen	1997
	- Regelleinrichtungen	1996
	- Regelleinrichtungen	1995
	- Regelleinrichtungen	1994
	- Regelleinrichtungen	1993
	- Regelleinrichtungen	1992
	- Regelleinrichtungen	1991
	- Regelleinrichtungen	1990
	- Regelleinrichtungen	1989
	- Regelleinrichtungen	1988
	- Regelleinrichtungen	1987
	- Regelleinrichtungen	1986
	- Regelleinrichtungen	1985
	- Regelleinrichtungen	1984
	- Regelleinrichtungen	1983
	- Regelleinrichtungen	1982
	- Regelleinrichtungen	1981
	- Regelleinrichtungen	1980

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		AKHK				Restwerte zu AKHK zum				Restwerte zu AKHK zum			
Netzid	Anlagengruppe	AJ	gemäß Netzbetreiber	Hinzu	Kürz	Prüfergebnis RNS/RA	01.01.2020	31.12.2020	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026
-	Regelrichtungen	1979											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2020											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2019											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2018											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2017											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2016											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2015											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2014											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2013											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2012											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2011											
-	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2018											
-	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2015											
-	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2013											
-	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2005											
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2020											
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2019											
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2018											
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2017											
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2016											
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2015											
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2014											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2020											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2019											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2018											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2017											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2016											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2015											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2013											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2012											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2010											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2008											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2007											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2005											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2003											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2002											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2000											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1999											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1998											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1997											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1996											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1995											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1994											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1993											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1992											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1991											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1988											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1986											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1981											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1979											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1977											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1976											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1975											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1974											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1970											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1968											

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Abschreibungen zu AKHK zum							Faktor zur Bestimmung der TNW	Restwerte zu TNW zum		
Netzzid	Anlagengruppe	AJ	31.12.2027	31.12.2020	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026	31.12.2027		01.01.2020	31.12.2020	31.12.2022
-	Regel- und Zähleranlagen	1979											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2020											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2019											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2018											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2017											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2016											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2015											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2014											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2013											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2012											
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2011											
-	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranl.)	2018											
-	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranl.)	2015											
-	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranl.)	2013											
-	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranl.)	2005											
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl.)	2020											
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl.)	2019											
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl.)	2018											
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl.)	2017											
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl.)	2016											
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl.)	2015											
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl.)	2014											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2020											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2019											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2018											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2017											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2016											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2015											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2013											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2012											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2010											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2008											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2007											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2005											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2003											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2002											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2000											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1999											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1998											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1997											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1996											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1995											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1994											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1993											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1992											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1991											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1988											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1986											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1981											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1979											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1977											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1976											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1975											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1974											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1970											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1968											

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Abschreibungen zu TNW zum									
Netzd	Anlagengruppe	AJ	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2020	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026
-	Regelrichtungen	1979										
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2020										
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2019										
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2018										
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2017										
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2016										
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2015										
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2014										
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2013										
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2012										
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2011										
-	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2018										
-	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2015										
-	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2013										
-	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2005										
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2020										
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2019										
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2018										
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2017										
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2016										
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2015										
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2014										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2020										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2019										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2018										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2017										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2016										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2015										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2013										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2012										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2010										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2008										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2007										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2005										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2003										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2002										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2000										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1999										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1998										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1997										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1996										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1995										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1994										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1993										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1992										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1991										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1988										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1986										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1981										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1979										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1977										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1976										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1975										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1974										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1970										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1968										

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			
Netzlfd	Anlagengruppe	AJ	31.12.2027
-	Regelrichtungen	1979	
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2020	
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2019	
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2018	
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2017	
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2016	
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2015	
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2014	
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2013	
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2012	
-	Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2011	
-	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2018	
-	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2015	
-	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2013	
-	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2005	
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2020	
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2019	
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2018	
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2017	
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2016	
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2015	
-	Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranl)	2014	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2020	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2019	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2018	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2017	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2016	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2015	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2013	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2012	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2010	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2008	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2007	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2005	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2003	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2002	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2000	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1999	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1998	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1997	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1996	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1995	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1994	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1993	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1992	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1991	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1988	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1986	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1981	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1979	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1977	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1976	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1975	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1974	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1970	
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1968	

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			AKHK				Restwerte zu AKHK zum					Restwerte zu AKHK zum	
Netzid	Anlagengruppe	AJ	gemäß Betriebsjahr	Hinzu	Kürz	Prüfergebnis Baujahr	01.01.2020	31.12.2020	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1967											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1965											
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1954											
-	Fernwirkanlagen	2020											
-	Fernwirkanlagen	2019											
-	Fernwirkanlagen	2018											
-	Fernwirkanlagen	2017											
-	Fernwirkanlagen	2016											
-	Fernwirkanlagen	2015											
-	Fernwirkanlagen	2013											
-	Fernwirkanlagen	2012											
-	Fernwirkanlagen	2010											
-	Fernwirkanlagen	2009											

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Abschreibungen zu AKHK zum						Faktor zur Bestimmung der TNW	Restwerte zu TNW zum		
Netzlfd	Anlagengruppe	AJ	31.12.2027	31.12.2020	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026		31.12.2027	01.01.2020	31.12.2020
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1957										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1965										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1954										
-	Fernwirkanlagen	2020										
-	Fernwirkanlagen	2019										
-	Fernwirkanlagen	2018										
-	Fernwirkanlagen	2017										
-	Fernwirkanlagen	2016										
-	Fernwirkanlagen	2015										
-	Fernwirkanlagen	2013										
-	Fernwirkanlagen	2012										
-	Fernwirkanlagen	2010										
-	Fernwirkanlagen	2009										

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Abschreibungen zu TNW zum									
Netzlfd	Anlagengruppe	AJ	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2020	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1957										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1955										
-	Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1954										
-	Fernwirkanlagen	2020										
-	Fernwirkanlagen	2019										
-	Fernwirkanlagen	2018										
-	Fernwirkanlagen	2017										
-	Fernwirkanlagen	2016										
-	Fernwirkanlagen	2015										
-	Fernwirkanlagen	2013										
-	Fernwirkanlagen	2012										
-	Fernwirkanlagen	2010										
-	Fernwirkanlagen	2009										

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		
Netzlfd	Anlagengruppe	AJ
	- Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1957
	- Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1955
	- Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1954
	- Fernwirkanlagen	2020
	- Fernwirkanlagen	2019
	- Fernwirkanlagen	2018
	- Fernwirkanlagen	2017
	- Fernwirkanlagen	2016
	- Fernwirkanlagen	2015
	- Fernwirkanlagen	2013
	- Fernwirkanlagen	2012
	- Fernwirkanlagen	2010
	- Fernwirkanlagen	2009

Anlagengruppe	Historische AK/HK bezogen auf die Annuitätische Kosten
I. Allgemeine Anlagen	
1. Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	
3. Betriebsgebäude	
4. Verwaltungsgebäude	
5. Gleisanlagen, Eisenbahnwagen	
6. Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	
7. Werkzeuge/Geräte	
8. Lagereinrichtung	
9.1 Hardware	
9.2 Software	
10.1 Leichtfahrzeuge	
10.2 Schwerfahrzeuge	
II. Gasbehälter	
III. Erdgasverdichteranlagen	
1. Erdgasverdichtung	
2. Gasreinigungsanlagen	
3. Piping und Armaturen	
4. Gasmessanlagen	
5. Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)	
6. Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)	
7. Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)	
8. Verkehrswege	
IV. Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen	
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar	
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar	
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert > 16 bar	
2. Rohrleitungen/HAL Grauguss (> DN 150)	
3. Rohrleitungen/HAL Duktiler Guss	
4. Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	
5. Rohrleitungen/HAL Polyvinylchlorid (PVC)	
6. Armaturen/Armaturenstationen	
7. Molchscheulen	
8. Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/HAL)	
V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen	
1. Gaszähler der Verteilung	
2. Hausdruckregler/Zählerregler	
3. Messeinrichtungen	
4. Regeleinrichtungen	
5. Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	
6. Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	
7. Verdichter in Gasmischanlagen	
8. Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	
9. Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	
VI. Fernwirkanlagen	
	Annuitätische Kosten

Weitere Vermögenspositionen	Durchschnittlicher Bestand	Zusätzliche Verzinsung
a) Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens		
b) Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau		
c) Grundstücke zu AK/HK		
d) Sonstiges		
e) Bilanzwerte der Finanzanlagen		
f) Bilanzwerte des Umlaufvermögens		
	Zusätzliche Zinsen	

Armaturen/Armaturenstationen	2014
Molchschleusen	2020
Messeinrichtungen	2020
Messeinrichtungen	2019
Messeinrichtungen	2018
Messeinrichtungen	2017
Messeinrichtungen	2016
Messeinrichtungen	2015
Messeinrichtungen	2014
Messeinrichtungen	2013
Messeinrichtungen	2011
Messeinrichtungen	2010
Messeinrichtungen	2009
Messeinrichtungen	2008
Messeinrichtungen	2006
Messeinrichtungen	2005
Messeinrichtungen	2004
Messeinrichtungen	2003
Messeinrichtungen	2002
Messeinrichtungen	2001
Messeinrichtungen	2000
Messeinrichtungen	1999
Messeinrichtungen	1998
Messeinrichtungen	1997
Messeinrichtungen	1996
Messeinrichtungen	1995
Messeinrichtungen	1994
Messeinrichtungen	1993
Messeinrichtungen	1990
Messeinrichtungen	1989
Messeinrichtungen	1988
Messeinrichtungen	1987
Messeinrichtungen	1986
Messeinrichtungen	1985
Messeinrichtungen	1984
Messeinrichtungen	1983
Messeinrichtungen	1982
Messeinrichtungen	1981
Messeinrichtungen	1980
Messeinrichtungen	1979
Messeinrichtungen	1978
Messeinrichtungen	1977
Messeinrichtungen	1976
Regelrichtungen	2020
Regelrichtungen	2019
Regelrichtungen	2018
Regelrichtungen	2017
Regelrichtungen	2016
Regelrichtungen	2015
Regelrichtungen	2014
Regelrichtungen	2013
Regelrichtungen	2012
Regelrichtungen	2011
Regelrichtungen	2010
Regelrichtungen	2009
Regelrichtungen	2008
Regelrichtungen	2007
Regelrichtungen	2006
Regelrichtungen	2005
Regelrichtungen	2004
Regelrichtungen	2003
Regelrichtungen	2002
Regelrichtungen	2001
Regelrichtungen	2000
Regelrichtungen	1999
Regelrichtungen	1998
Regelrichtungen	1997
Regelrichtungen	1996
Regelrichtungen	1995
Regelrichtungen	1994
Regelrichtungen	1993
Regelrichtungen	1992
Regelrichtungen	1991
Regelrichtungen	1990
Regelrichtungen	1989
Regelrichtungen	1988
Regelrichtungen	1987
Regelrichtungen	1986
Regelrichtungen	1985
Regelrichtungen	1984
Regelrichtungen	1983
Regelrichtungen	1982
Regelrichtungen	1981
Regelrichtungen	1980

=

Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1976
Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1975
Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1974
Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1973
Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1972
Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1971
Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1970
Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1969
Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1968
Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1967
Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1966
Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1965
Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1964
Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1963
Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1962
Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1961
Fernwirkanlagen	2020
Fernwirkanlagen	2019
Fernwirkanlagen	2018
Fernwirkanlagen	2017
Fernwirkanlagen	2016
Fernwirkanlagen	2015
Fernwirkanlagen	2014
Fernwirkanlagen	2013
Fernwirkanlagen	2012
Fernwirkanlagen	2011
Fernwirkanlagen	2010
Fernwirkanlagen	2009
Fernwirkanlagen	2008
Fernwirkanlagen	2007
Fernwirkanlagen	2006
Fernwirkanlagen	2005
Fernwirkanlagen	2004
Fernwirkanlagen	2003
Fernwirkanlagen	2002
Fernwirkanlagen	2001



Übersicht der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Ausgangsniveau

Anlage IV

Relevante KAdnb gem. § 11 II ARegV	Kosten	Erlöse	Saldo
Nr. 1	gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten		
Nr. 2	Konzessionsabgaben		
Nr. 3	Betriebssteuern		
Nr. 4	erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen		
Nr. 9	betriebl. und tarifvertragl. Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen		
Nr. 10	Betriebs- und Personalratstätigkeit		
Nr. 11	Berufsausbildung, Weiterbildung, Betriebskindertagesstätten		
Nr. 13	Auflösung von Baukostenzuschüssen/ Netzanschlusskostenbeiträgen		
S. 3	verfahrensregulierte Kosten oder Erlöse		
Summe			

Aufwandsparameter

Anlage V

Aufwandsparameter	Netzkosten nach Konsolidierung	davon dauerhaft nicht beeinflussbare	Aufwandsparameter Igenehmigte	Aufwandsparameter Standardisierte
1 Aufwandsgleiche Kosten				
1.1 Materialaufwand				
1.1.1 Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe				
1.1.1.1 Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie				
1.1.1.2 Aufwendungen für die Beschaffung von Treibenergie				
1.1.1.3 Aufwendungen für die Beschaffung von Eigenverbrauch				
1.1.1.4 Aufwendungen für die Beschaffung von Entspannungsenergie				
1.1.1.5 Aufwendungen aus dem Emissionshandelsgesetz				
1.1.1.6 Sonstiges				
1.1.2 Aufwendungen für bezogene Leistungen				
1.1.2.1 Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber				
1.1.2.2 Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur				
1.1.2.3 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung				
1.1.2.4 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen				
1.1.2.5 Aufwendungen für die Beschaffung von Ausgleichsenergie für den Basisbilanzausgleich				
1.1.2.6 Aufwendungen für Differenzmengen/Mehr- Minderungenabrechnung				
1.1.2.7 Sonstiges				
1.2 Personalaufwand				
1.2.1 Löhne und Gehälter				
1.2.2 Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung				
1.2.2.1 für Altersversorgung				
1.2.2.2 für soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen				
1.3 Zinsen und ähnliche Aufwendungen				
1.3.1 gegenüber verbundenen Unternehmen				
1.3.2 gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht				
1.3.3 gegenüber Kreditinstituten				
1.3.4 Sonstiges				
1.4 sonstige betriebliche Steuern				
1.4.1 KFZ-Steuer				
1.4.2 Grundsteuer				
1.4.3 Sonstiges				
1.5 sonstige betriebliche Aufwendungen				
1.5.1 für sonstige Flexibilitätsdienstleistungen				
1.5.2 für die Durchführung der Versteigerung nach § 13 Abs. 1 GasNZV				
1.5.3 aus vertraglichen Vereinbarungen mit Dritten gem. KOLA				
1.5.4 Wartung und Instandsetzung				
1.5.5 Konzessionsabgaben				
1.5.6 Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge				
1.5.7 Versicherungen				
1.5.8 Büroadar, Drucksachen und Zeitschriften				
1.5.9 Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten				
1.5.10 Rechts- und Beratungskosten				
1.5.11 Sponsoring, Werbung, Spenden				
1.5.12 Reisekosten und Auslösungen				
1.5.13 Bewirtung und Geschenke				
1.5.14 Einzelwertberichtigungen				
1.5.15 Pauschalwertberichtigungen				
1.5.16 Abschreibungen auf Forderungen				
1.5.17 Entgelte für vermiedene Netzkosten nach § 20a GasNEV				
1.5.18 Sonstiges				
2 Kalkulatorische Abschreibungen				
2.1 Abschreibungen Sachanlagevermögen				
2.2 Abschreibungen immaterielles Anlagevermögen				
2.3 Abschreibungen auf Vermögensgegenstände des Umlaufvermögens und Finanzanlagen				
3 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung				
4 Kalkulatorische Gewerbesteuer				
I.a Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge				
5 Kostenmindernde Erlöse				
5.1 Erlöse aus Konzessionsabgaben				
5.2 Erlöse aus Systemdienstleistungen und Umlagen				
5.2.1 Erlöse aus der Herstellung bestimmter Gasbeschaffenheiten				
5.2.2 Erlöse aus Nominierungsersatzverfahren				
5.2.3 Erlöse aus erweitertem Bilanzausgleich				
5.2.4 Erlöse aus sonstigen Flexibilitätsdienstleistungen				
5.2.5 Erlöse aus anderen erforderlichen sonstigen Hilfsdiensten				
5.2.6 Umsatzerlöse aus Biogas- und MRU-Umlage inkl. Ausgleichsauszahlungen				
5.2.7 Umsatzerlöse aufgrund von Erstattungen aus dem Biogas- und dem MRU-Umlagemechanismus				
5.3 Erlöse aus Verkauf von Entspannungsstrom				
5.4 Erlöse aus Differenzmengen/Mehr- Minderungenabrechnung				
5.5 Sonstige Erlöse				
6 Bestandsveränderungen				
7 andere aktivierte Eigenleistungen				
8 sonstige betriebliche Erträge				
8.1 Erträge aus der Auflösung von Netzanschlussbeiträgen und Baukostenzuschüssen				
8.2 Andere sonstige Erträge				
9 Erträge aus Beteiligungen				
10 Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens				
11 Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge				
11.1 Erträge aus Finanzanlagen				
11.1.1 Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen				
11.1.2 Erträge aus Cash-Pooling				
11.2 Erträge aus Forderungen, sonstigen Vermögensgegenständen, Wertpapieren und liquiden Mitteln				
11.2.1 Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen				
11.2.2 Erträge aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)				
11.2.3 Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht				
11.2.4 Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen				
11.2.5 Erträge aus Wertpapieren des Umlaufvermögens				
11.2.6 Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei der Bundesbank und Kreditinstituten				
11.3 Andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge				
I.b Kostenmindernde Erlöse und Erträge				
II. Netzkosten				

OPEX
CAPEX
kostenmindernde Erl. und Ertr.
Kalk. Gewerbesteuer



A2.1-NB1 Bestimmung des Kapitalkostenabzugs (KKAb) gem. § 6 Abs. 3 ARagV		Mittelwertsjahreswerte t					
		0	1	2	3	4	5
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
1.	Kalkulatorische Abschreibungen (Anlage 2a zur ARagV, Abs. 4 Nr. 1)						
	I. für Altanlagen zu AK/HK, AJ < 2006						
	II. für Altanlagen zu TNE, AJ < 2006						
	III a. für Neuanlagen zu AK/HK, AJ = 2007 bis 2016						
	III b. für Neuanlagen zu AK/HK, AJ = 2006 oder > 2016						
	IV a. für Immaterielles Anlagevermögen, AJ = 2007 bis 2016						
	IV b. für Immaterielles Anlagevermögen, AJ < 2006 oder > 2016						
Ab ₁	V. Kalkulatorische Abschreibungen nach § 6 DasNEV						
	V.a. Kalkulatorische Abschreibungen nach § 6 DasNEV LV.m. § 34 Abs. 5 ARagV (Übergangssockel)						
	Entwicklung der kalkulatorischen Abschreibungen in %						
	Entwicklung der kalkulatorischen Abschreibungen in % (mit Übergangssockel)						
2.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (Anlage 2a zur ARagV, Abs. 4 Nr. 2-8)						
	Reinerwert der Altanlagen						
	Reinerwert der Neuanlagen						
	Reinerwert der Altanlagen (mit Übergangssockel)						
	Reinerwert der Neuanlagen (mit Übergangssockel)						
	I. Betriebsrente Eigenkapital bei einer Quote von 40 %						
	II a. Betriebsrente Eigenkapital bis zu einer Quote von 40 % - davon Altanlagen						
	II b. Betriebsrente Eigenkapital bis zu einer Quote von 40 % - davon Neuanlagen						
	II c. Betriebsrente Eigenkapital über einer Quote von 40 %						
	III. Betriebsrente Eigenkapital bei einer Quote von 40 % I.V.m. § 34 Abs. 5 ARagV (Übergangssockel)						
	IV a. Betriebsrente Eigenkapital bis zu einer Quote von 40 % I.V.m. § 34 Abs. 5 ARagV (Übergangssockel) - davon Altanlagen						
	IV b. Betriebsrente Eigenkapital bis zu einer Quote von 40 % I.V.m. § 34 Abs. 5 ARagV (Übergangssockel) - davon Neuanlagen						
	IV c. Betriebsrente Eigenkapital über einer Quote von 40 % I.V.m. § 34 Abs. 5 ARagV (Übergangssockel)						
	V.a. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Altanlagen						
	V.b. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen						
	V.c. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung über einer Quote von 40 %						
EKZ ₁	VI. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung GESAMT						
	VI.a. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung GESAMT LV.m. § 34 Abs. 5 ARagV (Übergangssockel)						
	Entwicklung der kalkulatorischen EK-Verzinsung in %						
	Entwicklung der kalkulatorischen EK-Verzinsung in % (mit Übergangssockel)						
3.	Kalkulatorische Gewerbesteuer (Anlage 2a zur ARagV, Abs. 4 Nr. 9)						
	F.a. Hebesatz						
	F.b. Steuermesszahl						
	F. Gewerbesteuerersatz						
GewSt ₁	G. Kalkulatorische Gewerbesteuer						
	G.a. Kalkulatorische Gewerbesteuer LV.m. § 34 Abs. 5 ARagV (Übergangssockel)						
	Entwicklung der kalkulatorischen Gewerbesteuer in %						
	Entwicklung der kalkulatorischen Gewerbesteuer in % (mit Übergangssockel)						
4.	Fremdkapitalzinsen (Anlage 2a zur ARagV, Abs. 4 Nr. 10)						
FKZ ₁	L. Fremdkapitalzinsen						
	La. Fremdkapitalzinsen LV.m. § 34 Abs. 5 ARagV (Übergangssockel)						
	Entwicklung der Fremdkapitalzinsen in %						
	Entwicklung der Fremdkapitalzinsen in % (mit Übergangssockel)						
5.	Kapitalstrukturierung (Anlage 2a zur ARagV, Abs. 1-3)						
KK ₁	L. Kapitalkosten nach § 6 Abs. 3 ARagV						
	La. Kapitalkosten nach § 6 Abs. 3 ARagV LV.m. § 34 Abs. 5 ARagV (Übergangssockel)						
KKAb ₁	R. Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARagV						
	R.a. Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARagV LV.m. § 34 Abs. 5 ARagV (Übergangssockel)						
	Entwicklung des Kapitalkostenabzugs in %						
	Entwicklung des Kapitalkostenabzugs in % (mit Übergangssockel)						
	In den Fremdkapitalzinsen enthaltene KKAb						

A2.2-NB1 Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gem. § 6 Abs. 3 ARegV (KKA b)	Wertansätze		fortgeschriebene Wertansätze							Mittelwerte/Jahreswerte t					
	in der Kostenprüfung									0	1	2	3	4	5
	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026	31.12.2027	2020	2023	2024	2025	2026	2027	
Betriebsnotwendiges Anlagevermögen (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 2)															
EK-Quote nach § 6 GasNEV des Ausgangsstatus im Basisjahr															
1.1 Anlagen zu AK/HK															
1.1.1 Immaterielle Vermögensgegenstände															
1.1.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau															
1.1.3 Sachanlagevermögen zu AK/HK															
1.1.4 Grundstücke zu AK/HK															
1.1.5 Sonstiges															
1.2 Anlagen zu TNW															
1.2.1 Immaterielle Vermögensgegenstände															
1.2.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau															
1.2.3 Sachanlagevermögen zu TNW															
1.2.4 Grundstücke zu AK/HK															
1.2.5 Sonstiges															
1.3 Neuanlagen zu AK/HK															
1.3.1 Immaterielle Vermögensgegenstände															
1.3.1 a davon AJ 2007 bis 2016 (Übergangssockel)															
1.3.1 b davon AJ > 2006 oder > 2016															
1.3.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau															
1.3.3 Sachanlagevermögen zu AK/HK															
1.3.3 a davon AJ > 2006 (Übergangssockel)															
1.3.3 b davon AJ > 2006															
1.3.4 Grundstücke zu AK/HK															
1.3.5 Sonstiges															
I kalkulatorisches (Sach)anlagevermögen nach § 7 GasNEV															
I.a kalkulatorisches (Sach)anlagevermögen nach § 7 GasNEV i.V.m § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)															
Entwicklung des (Sach)anlagevermögens in %															
Entwicklung des (Sach)anlagevermögens in % (mit Übergangssockel)															
Übriges betriebsnotwendiges Vermögen (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 2)															
2 Finanzanlagen															
3 Bilanzwerte des Umlaufvermögens															
II Betriebsnotwendiges Vermögen nach § 7 GasNEV															
II.a Betriebsnotwendiges Vermögen nach § 7 GasNEV i.V.m § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)															
Entwicklung des betriebsnotwendigen Vermögens in %															
Entwicklung des betriebsnotwendigen Vermögens in % (mit Übergangssockel)															
Betriebsnotwendiges Eigenkapital (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 4 c)															
Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter															
4 Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanlasskosten															
4 a davon ZI 2007 bis 2016 (Übergangssockel)															
4 b davon ZI <= 2006 oder > 2016															
II a Abzugskapital evtl. BKZ/NAEB															
III Abzugskapital															
III. Verzinntes Fremdkapital															
IV Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV															
IV.a Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV i.V.m § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)															
Entwicklung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals in %															
Entwicklung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals in % (mit Übergangssockel)															

Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen nach § 6 Abs. 1 ARegV: Individuelle Prüffeststellungen für Ferngas Netzgesellschaft mbH (VNB) (DL1)

Aufwendungen für die von der Ferngas Service & Management GmbH & Co. KG (DL1) erbrachte Dienstleistung sind in Höhe von

[REDACTED]

anererkennungsfähig.

1 Aufwandsgleiche Kosten

1.1 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen (Ziffer 1.1.2.4)

Der Netzbetreiber hat Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen in einer Höhe von [REDACTED]. Der geltend gemachte Betrag stellt der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar (vgl. Anlage I, Punkt 1.).

Bei Betrachtung der Kostenhöhe des Vorjahres 2019 ist erkennbar, dass im Jahr 2020 deutlich höhere Kosten entstanden sind.

2019	2020
[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] - [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] (BGH, EnVR 57/15, Rn. 70f.; OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 16/13 (V), Rn. 138).

Die Ausführungen aus der Stellungnahme des Netzbetreibers vom 23.12.2022 und die Erkenntnisse aus der mündlichen Anhörung per Videokonferenz vom 12.01.2023 werden dahingehend berücksichtigt, dass der Durchschnitt aus den Jahren 2019 und 2021 in Höhe von [REDACTED] als repräsentativer Wert für die vierte Regulierungsperiode zugrunde gelegt wird.

Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten in Höhe von [REDACTED] über diesem Durchschnittswert.

Ferner ist es nach Auffassung der Beschlusskammer sachgerecht, wenn im Laufe der vierten Regulierungsperiode zusätzlich zum repräsentativen Wert von [REDACTED] [REDACTED] berücksichtigt werden. Dies ergibt einen anerkennungsfähigen Betrag von [REDACTED]

Wie bereits ausgeführt, ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres auch jährlich in der vierten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren. Die für das Jahr 2020 geltend gemachten Kosten wurden daher um eine Besonderheit des Geschäftsjahres bereinigt und lediglich in Höhe von [REDACTED] € anerkannt. Hieraus resultiert eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] €.

1.2 Personalaufwand - Löhne und Gehälter (Ziffer 1.2.1)

Der Netzbetreiber hat Personalaufwand für Löhne und Gehälter in einer Höhe von [REDACTED] € geltend gemacht. Der geltend gemachte Betrag stellt der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar (vgl. Anlage I, Punkt 1.).

Die Ausführungen aus der Stellungnahme des Netzbetreibers vom 23.12.2022, die Erkenntnisse aus der mündlichen Anhörung per Videokonferenz vom 12.01.2023 sowie die nachgereichten Unterlagen vom 20.01.2023 werden dahingehend berücksichtigt, dass mit Ausnahme [REDACTED] im Basisjahr geltend gemachten Betrag als repräsentativer Wert für die vierte Regulierungsperiode zugrunde gelegt wird.

Hinsichtlich des Corona-Bonus ist es nach Auffassung der Beschlusskammer sachgerecht, wenn im Laufe der vierten Regulierungsperiode zusätzlich zum repräsentativen Wert von [REDACTED] den. Dies ergibt einen anerkennungsfähigen Betrag von [REDACTED] €.

Wie bereits ausgeführt, ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres auch jährlich in der vierten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren. Die für das Jahr 2020 geltend gemachten Kosten wurden daher um eine Besonderheit des Geschäftsjahres bereinigt und lediglich in Höhe von [REDACTED] € anerkannt. Hieraus resultiert eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] €.

1.3 Aufwendungen für Zinsen - Sonstiges (Ziffer 1.3.4)

Der Netzbetreiber hat in dieser Kostenposition einen Betrag in Höhe von [REDACTED] € für Steuerzinsaufwand geltend gemacht.

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

Hieraus resultiert eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] €.

1.4 Sonstige betriebliche Aufwendungen – Sonstiges (Ziffer 1.5.18)

Der Netzbetreiber hat innerhalb dieser Position Aufwendungen für Haftungsvergütung, die von der FSM an die [REDACTED] geltend gemacht sowie Rückstellungen für ausstehende Rechnungen [REDACTED]

Aufwendungen für Haftungsvergütung

Der Netzbetreiber erklärt im Schreiben vom 18.11.2021, dass es sich bei dem Betrag in Höhe [REDACTED] um eine Haftungsvergütung handelt, die die FSM an die FSM Verwaltungs-GmbH zahlt.

Nach Auffassung der Beschlusskammer handelt es sich bei dieser Zahlung um ein Vergütung, die den Charakter und Zweck der Eigenkapitalverzinsung aufweist. Diese wird bereits kalkulatorisch ermittelt und kann dann vom Unternehmen beliebig verwendet werden, also auch um seinen gesellschaftsrechtlichen Verpflichtungen nachzukommen. Die Berücksichtigung in den aufwandsgleichen Kosten ist hierfür jedoch weder betriebsnotwendig noch regulatorisch vorgesehen. Könnten neben der kalkulatorisch ermittelten Eigenkapitalverzinsung auch in den aufwandsgleichen Kosten zusätzliche gesellschaftsrechtlichen Verpflichtungen geltend gemacht werden können, würde es die Berücksichtigung einer „doppelten“ Eigenkapitalverzinsung bedeuten.

Den Ausführungen aus der Stellungnahme des Netzbetreibers vom 23.12.2022 folgend ist diese Kostenart nunmehr nach Auffassung der Beschlusskammer dem Grunde nach anerkennungsfähig.

Gleichwohl stellen die geltend gemachten Aufwendungen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar (vgl. Anlage I, Punkt 1.).

(BGH, EnVR 57/15, Rn. 70f.; OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 16/13 (V), Rn. 138).

berücksichtigt werden.

Wie bereits ausgeführt, ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres auch jährlich in der vierten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren. Die für das Jahr 2020 geltend gemachten Kosten wurden daher um eine Besonderheit des Geschäftsjahres bereinigt und lediglich in Höhe von € anerkannt. Hieraus resultiert eine Kürzung in Höhe von €.

Personalgewinnungskosten und Jahresabschlussgebühren

Der für Personalgewinnung und für Jahresabschlussgebühren geltend gemachten Beträge stellen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar (vgl. Anlage I, Punkt 1.).

Bei Betrachtung der Kostenhöhe des Vorjahres 2019 ist erkennbar, dass im Jahr 2020 deutlich höhere Kosten entstanden sind.

	2019	2020
Personalgewinnung:		
Jahresabschlussgebühren:		

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] - [REDACTED].

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] (BGH, EnVR 57/15, Rn. 70f.; OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 16/13 (V), Rn. 138).

Hinsichtlich der Jahresabschlussgebühren ist es nach Auffassung der Beschlusskammer sachgerecht, wenn für die vierte Regulierungsperiode als repräsentativer Wert ein Fünftel von [REDACTED] €, berücksichtigt werden.

Wie bereits ausgeführt, ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres für Jahresabschlussgebühren auch jährlich in der vierten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren. Die für das Jahr 2020 geltend gemachten Kosten wurden daher um eine Besonderheit des Geschäftsjahres bereinigt und lediglich in Höhe von [REDACTED] € anerkannt. Hieraus resultiert insoweit eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] €.

2 Kostenmindernde Erlöse und Erträge

2.1 Sonstige Erlöse (Ziffer 5.5)

Der Netzbetreiber hat entsprechend seiner Gewinn- und Verlustrechnung des Jahres 2020 die Erlöse aus dem von Netzbetreiber an den Dienstleister für kfm./techn. Dienstleistungen tat- [REDACTED] in den sonstigen Erlösen ausgewiesen.

Nach Auffassung der Beschlusskammer ist es zur Ermittlung der sachgerechten Dienstleisterkosten nach GasNEV erforderlich, diese Erlöse unberücksichtigt zu lassen.

Hieraus resultiert eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] €.

3 Aktivseite der Bilanz

3.1 Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

Der Netzbetreiber weist für den Dienstleister Forderungen und Sonstige Vermögensgegenstände in Höhe von [REDACTED] € (Mittelwert) aus. Im Folgenden werden inhaltlich zusammengehörende Sachverhalte aufgeführt und bei Bedarf zur Vereinfachung einzelnen Bilanzpositionen zugeordnet.

Forderungen aus Dienstleistungsentgelten:

Der Netzbetreiber weist laut Erhebungsbogen keine Forderungen aus Dienstleistungsentgelten für den Dienstleister aus.

Sonstige Forderungen:

Die sonstigen, also über die Forderungen aus Dienstleistungsentgelten hinausgehenden, Forderungen waren in Höhe von [REDACTED] € anerkennungsfähig. Denn es ergeben sich nach den Angaben des Netzbetreibers Umsatzerlöse in der korrespondierenden Position der Gewinn-

und Verlustrechnung „Sonstige Erlöse“ (Pos. 1.5) in Höhe von [REDACTED] €. Bei effizientem Forderungsmanagement ist davon auszugehen, dass der Netzbetreiber keine Forderungsbestände auflaufen lässt, die zehn Tage übersteigen. Daher sind 1/24 der ausgewiesenen Umsatzerlöse als Forderungen anerkennungsfähig. Diese werden zur Vereinfachung ebenfalls in der Position Forderungen aus Lieferungen und Leistungen ausgewiesen (Anlage 3, Ziffer 3.2.1).

Sonstige Vermögensgegenstände - Gewerbesteuerforderungen:

Der Netzbetreiber weist in den sonstigen Vermögensgegenständen einen Betrag in Höhe von [REDACTED] € (Endbestand des Jahres 2020) aus. Hierbei handelt es sich um Forderungen aus Gewerbesteuer. Die reale Steuerlast ist für die Ermittlung der Netzkosten bedeutungslos, da diese rein kalkulatorisch erfolgt. Dementsprechend sind auch Forderungen, welche im Zusammenhang hiermit stehen, schon im Grundsatz nicht berücksichtigungsfähig. Daher ist es nicht sachgerecht, derartige Forderungen bei der Bildung von Netzentgelten zu berücksichtigen. Diese sind daher nicht anerkennungsfähig.

Sonstige Vermögensgegenstände – Forderungen an Mitarbeiter:

Der Netzbetreiber weist sonstige Vermögensgegenstände in Höhe von [REDACTED] € (Anfangsbestand des Jahres 2020) aus. [REDACTED]

3.2 Liquiditätsnahe Forderungen und Kasse

Der Netzbetreiber weist Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks (Position 3.4.) in Höhe von [REDACTED] € (Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand) aus.

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] (vgl. Anlage I Punkt 3.1.3.2.).

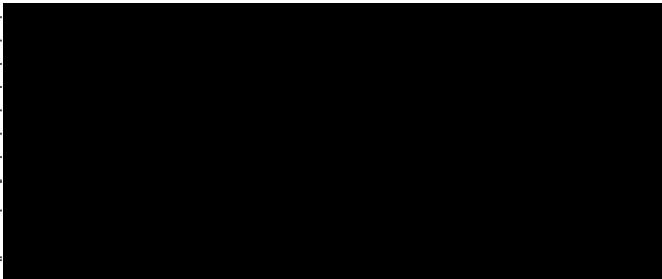
[REDACTED]
[REDACTED]

3.3 Rechnungsabgrenzungsposten (Aktivseite)

Der aktive Rechnungsabgrenzungsposten in Höhe von [REDACTED] € (Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand) [REDACTED] (vgl. Anlage I, Punkt 3.1.5).

Kostenart	Netzkosten gem. Netzbetreiber	Netzkosten gem. GasNEV	Differenz
1 Aufwandsgleiche Kosten			
1.1 Materialaufwand			
1.1.1 Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe			
1.1.1.1 Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie			
1.1.1.2 Aufwendungen für die Beschaffung von Treibenergie			
1.1.1.3 Aufwendungen für die Beschaffung von Eigenverbrauch			
1.1.1.4 Aufwendungen für die Beschaffung von Entspannungsenergie			
1.1.1.5 Aufwendungen aus dem Emissionshandelsgesetz			
1.1.1.6 Sonstiges			
1.1.2 Aufwendungen für bezogene Leistungen			
1.1.2.1 Aufwendungen an vorgelagerte Netzbetreiber			
1.1.2.2 Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur			
1.1.2.3 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung			
1.1.2.4 Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen			
1.1.2.5 Aufwendungen für die Beschaffung von Ausgleichsenergie für den Basisbilanzausgleich			
1.1.2.6 Aufwendungen für Differenzmengen/Mehr- Mindermengenabrechnung			
1.1.2.7 Sonstiges			
1.2 Personalaufwand			
1.2.1 Löhne und Gehälter			
1.2.2 Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung			
1.2.2.1 für Altersversorgung			
1.2.2.2 für soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen			
1.3 Zinsen und ähnliche Aufwendungen			
1.3.1 gegenüber verbundenen Unternehmen			
1.3.2 gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
1.3.3 gegenüber Kreditinstituten			
1.3.4 Sonstiges			
1.4 sonstige betriebliche Steuern			
1.4.1 KFZ-Steuer			
1.4.2 Grundsteuer			
1.4.3 Sonstiges			
1.5 sonstige betriebliche Aufwendungen			
1.5.1 für sonstige Flexibilitätsdienstleistungen			
1.5.2 für die Durchführung der Versteigerung nach § 13 Abs. 1 GasNZV			
1.5.3 aus vertraglichen Vereinbarungen mit Dritten gem. KOLA			
1.5.4 Wartung und Instandsetzung			
1.5.5 Konzessionsabgaben			
1.5.6 Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge			
1.5.7 Versicherungen			
1.5.8 Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften			
1.5.9 Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten			
1.5.10 Rechts- und Beratungskosten			
1.5.11 Sponsoring, Werbung, Spenden			
1.5.12 Reisekosten und Auslösungen			
1.5.13 Bewirtung und Geschenke			
1.5.14 Einzelwertberichtigungen			
1.5.15 Pauschalwertberichtigungen			
1.5.16 Abschreibungen auf Forderungen			
1.5.17 Entgelte für vermiedene Netzkosten nach § 20a GasNEV			
1.5.18 Sonstiges			
2 Kalkulatorische Abschreibungen			
2.1 Abschreibungen Sachanlagevermögen			
2.2 Abschreibungen immaterielles Anlagevermögen			
2.3 Abschreibungen auf Vermögensgegenstände des Umlaufvermögens und Finanzanlagen			
3 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung			
4 Kalkulatorische Gewerbesteuer			
I.a Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge			
5 Kostenmindernde Erlöse			
5.1 Erlöse aus Konzessionsabgaben			
5.2 Erlöse aus der Bereitstellung sonstiger Hilfsdienste			
5.2.1 Erlöse aus der Herstellung bestimmter Gasbeschaffenheiten			
5.2.2 Erlöse aus Nominierungsersatzverfahren			
5.2.3 Erlöse aus erweitertem Bilanzausgleich			
5.2.4 Erlöse aus sonstigen Flexibilitätsdienstleistungen			
5.2.5 Erlöse aus anderen erforderlichen sonstigen Hilfsdiensten			
5.2.6 Umsatzerlöse aus Biogas- und MRU-Umlage inkl. Ausgleichsauszahlungen			
5.2.7 Umsatzerlöse aufgrund von Erstattungen aus dem Biogas- und dem MRU-Umlagemechanismus			
5.3 Erlöse aus Verkauf von Entspannungsstrom			
5.4 Erlöse aus Differenzmengen/Mehr-Mindermengenabrechnung			
5.5 Sonstige Erlöse			
6 Bestandsveränderungen			
7 andere aktivierte Eigenleistungen			
8 sonstige betriebliche Erträge			
8.1 Erträge aus der Auflösung von Netzanschlussbeiträgen und Baukostenzuschüssen			
8.2 Andere sonstige Erträge			
9 Erträge aus Beteiligungen			
10 Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens			
11 Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge			
11.1 Erträge aus Finanzanlagen			
11.1.1 Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen			
11.1.2 Erträge aus Cash-Pooling			
11.2 Erträge aus Forderungen, sonstigen Verm.ggst., Wertpapieren und liquiden Mitteln			

11.2.1 Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen
11.2.2 Erträge aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)
11.2.3
11.2.4 Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen
11.2.5 Erträge aus Wertpapieren des Umlaufvermögens
11.2.6 Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei der Bundesbank und Kreditinstituten
11.3 Andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge
I.b Kostenmindernde Erlöse und Erträge
II. Netzkosten



Kalkulatorische Abschreibungen

Anlage 2.1-DL1

Anlagengruppe	Kalkulatorische Abschreibungen für Altanlagen		für Neuanlagen	Insgesamt gewichtet mit den Quoten nach § 6 I S. 3 GasNEV
	auf AK/HK-Basis	auf TNW-Basis	auf AK/HK-Basis	
I. Allgemeine Anlagen				
2. Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen				
3. Betriebsgebäude				
4. Verwaltungsgebäude				
5. Gleisanlagen, Eisenbahnwagen				
6. Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtung				
7. Werkzeuge/Geräte				
8. Lagereinrichtung				
9.1 Hardware				
9.2 Software				
10.1 Leichtfahrzeuge				
10.2 Schwerfahrzeuge				
II. Gasbehälter				
III. Erdgasverdichteranlagen				
1. Erdgasverdichtung				
2. Gasreinigungsanlagen				
3. Piping und Armaturen				
4. Gasmessanlagen				
5. Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)				
6. Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)				
7. Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)				
8. Verkehrswege				
IV. Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen				
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar				
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar				
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar				
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar				
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminieret <= 16 bar				
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminieret > 16 bar				
2. Rohrleitungen/HAL Grauguss (> DN 150)				
3. Rohrleitungen/HAL Duktiles Guss				
4. Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)				
5. Rohrleitungen/HAL Polyvinylchlorid (PVC)				
6. Armaturen/Armaturenstationen				
7. Molchscheusen				
8. Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/HAL)				
V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen				
1. Gaszähler der Verteilung				
2. Hausdruckregler/Zählerregler				
3. Messeinrichtungen				
4. Regeleinrichtungen				
5. Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)				
6. Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)				
7. Verdichter in Gasmischanlagen				
8. Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)				
9. Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)				
VI. Fernwirkanlagen				
Summe				

Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gem. §§ 6-7 GasNEV

Anlage 3-DL1

Position	Wertansatz			berücksichtigte Ansätze	
	Anfangsbestand	Endbestand	Mittelwert	zur Ermittlung der Eigenkapitalquote gem. § 6 GasNEV (FKQ1)	zur Ermittlung des Eigenkapitals und der Eigenkapitalquote gem. § 7 GasNEV (FKQ2)
EKQ Eigenkapitalquote					
1 kalkulatorisches Anlagevermögen					
1.1 Altanlagen zu AK/HK					
1.1.1 Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens					
1.1.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.1.3 Sachanlagevermögen zu AK/HK					
1.1.4 Grundstücke zu AK/HK					
1.2 Altanlagen zu TNW					
1.2.1 Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens					
1.2.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.2.3 Sachanlagevermögen zu TNW					
1.2.4 Grundstücke zu AK/HK					
1.3 Neuanlagen zu AK/HK					
1.3.1 Immaterielle Vermögensgegenstände					
1.3.2 Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.3.3 Sachanlagevermögen zu AK/HK					
1.3.4 Grundstücke zu AK/HK					
2 Finanzanlagen					
2.1 Anteile an verbundenen Unternehmen					
2.2 Ausleihungen an verbundene Unternehmen					
2.3 Beteiligungen					
2.4 Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht					
2.5 Wertpapiere des Anlagevermögens					
2.6 sonstige Ausleihungen					
3 Bilanzwerte des Umlaufvermögens					
3.1 Vorräte					
3.2 Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände					
3.2.1 Forderungen aus Lieferungen und Leistungen					
3.2.2 Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)					
3.2.3 Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht					
3.2.4 Sonstigen Vermögensgegenständen					
3.3 Wertpapiere					
3.3.1 Anteile an verbundenen Unternehmen					
3.3.2 eigene Anteile					
3.3.3 sonstige Wertpapiere					
3.4 Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Scheck					
I. Betriebsnotwendiges Vermögen			1 + 2 + 3		
4 Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Ansch					
5 Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil					
6 Rückstellungen					
7 Verbindlichkeiten					
7.a davon unverzinsliche Verbindlichkeiten					
8 Passiver Rechnungsabgrenzungsposten					
9 Kapitalausgleichsposten					
II. Abzugskapital			4 + 5 + 6 + 7.a + 8 + 9		
III. Verzinsliches Fremdkapital			7 - 7.a		
IV. Betriebsnotwendiges Eigenkapital			I. - II. - III.		

Vermögenspositionen, Abzugskapital und verzinsliches Fremdkapital

Anlage 3.1-DL1

Position	Wertansätze gem. Netzbetreiber		Wertansätze gem. GasNEV		Differenz	
	Anfangsbestand	Endbestand	Anfangsbestand	Endbestand	Anfangsbestand	Endbestand
1	kalkulatorisches Anlagevermögen					
1.1	Altanlagen zu AK/HK					
1.1.1	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens					
1.1.2	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.1.3	Sachanlagevermögen zu AK/HK					
1.1.4	Grundstücke zu AK/HK					
1.2	Altanlagen zu TNW					
1.2.1	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens					
1.2.2	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.2.3	Sachanlagevermögen zu TNW					
1.2.4	Grundstücke zu AK/HK					
1.3	Neuanlagen zu AK/HK					
1.3.1	Immaterielle Vermögensgegenstände					
1.3.2	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
1.3.3	Sachanlagevermögen zu AK/HK					
1.3.4	Grundstücke zu AK/HK					
2	Finanzanlagen					
2.1	Anteile an verbundenen Unternehmen					
2.2	Ausleihungen an verbundene Unternehmen					
2.3	Beteiligungen					
2.4	Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht					
2.5	Wertpapiere des Anlagevermögens					
2.6	sonstige Ausleihungen					
3	Bilanzwerte des Umlaufvermögens					
3.1	Vorräte					
3.2	Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände					
3.2.1	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen					
3.2.2	Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)					
3.2.3	Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht					
3.2.4	Sonstige Vermögensgegenstände					
3.3	Wertpapiere					
3.3.1	Anteile an verbundenen Unternehmen					
3.3.2	eigene Anteile					
3.3.3	sonstige Wertpapiere					
3.4	Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks					
4	Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten					
5	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil					
6	Rückstellungen					
6.1	Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen					
6.2	Steuerrückstellungen					
6.3	sonstige Rückstellungen					
7	Verbindlichkeiten					
7.a	davon unverzinsliche Verbindlichkeiten					
8	Rechnungsabgrenzungsposten					
9	Kapitalausgleichsposten					
II.	Abzugskapital		4 + 5 + 6 + 7.a + 8 + 9			
III.	Verzinsliches Fremdkapital		7 - 7.a			

Berechnung der kalkulatorischen EK-Verzinsung gem. § 7 GasNEV

IV. Betriebsnotwendiges Eigenkapital	
V. Betriebsnotwendiges Eigenkapital bei einer Quote von 40 %	I. * 0,4
Anteil der Altanlagen am kalkulatorischen Anlagevermögen	
Anteil der Neuanlagen am kalkulatorischen Anlagevermögen	
IV.a Betriebsnotwendiges Eigenkapital bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Altanlagen	$\text{Min}(IV.;V.) \times 0\%$
IV.b Betriebsnotwendiges Eigenkapital bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen	$\text{Min}(IV.;V.) - IV.a$
IV.c Betriebsnotwendiges Eigenkapital über einer Quote von 40 %	$IV. - IV.a - IV.b$
VI.a Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Altanlagen	
VI.b Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen	
VI.c Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung über einer Quote von 40 %	
VI. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung GESAMT	

Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer gem. § 8 GasNEV

VII.a Hebesatz	
VII.b Steuermesszahl	
VII. Kalkulatorische Gewerbesteuer	$VI. * VII.a * VII.b$

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

Anlage 5-DL1

Neuanlagen
Altanlagen
Gesamt



Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		AJ	AKHK				Restwerte zu AKHK zum					Restwerte zu AKHK zum	
Netztid	Anlagengruppe		gemäß Netzbetreiber	Hinzu	Kürz	Prüfergebnis BNetzA	01.01.2020	31.12.2020	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026
-	Software	2020											
-	Software	2019											
-	Software	2018											
-	Software	2017											
-	Software	2016											
-	Hardware	2020											
-	Hardware	2019											
-	Hardware	2018											
-	Hardware	2017											
-	Hardware	2016											
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2020											
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2019											
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2018											
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2017											
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2016											



Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Abschreibungen zu AKHK zum							Faktor zur Bestimmung der TNW	Restwerte zu TNW zum		
Netztid	Anlagengruppe	AJ	31.12.2027	31.12.2020	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026	31.12.2027		01.01.2020	31.12.2020	31.12.2022
-	Software	2020											
-	Software	2019											
-	Software	2018											
-	Software	2017											
-	Software	2016											
-	Hardware	2020											
-	Hardware	2019											
-	Hardware	2018											
-	Hardware	2017											
-	Hardware	2016											
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2020											
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2019											
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2018											
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2017											
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2016											

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Abschreibungen zu 1/1/1 zum									
Netztid	Anlagengruppe	AJ	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026	31.12.2027	31.12.2020	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2026
-	Software	2020										
-	Software	2019										
-	Software	2018										
-	Software	2017										
-	Software	2016										
-	Hardware	2020										
-	Hardware	2019										
-	Hardware	2018										
-	Hardware	2017										
-	Hardware	2016										
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2020										
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2019										
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2018										
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2017										
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2016										

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			
Netztid	Anlagengruppe	AJ	31.12.2027
-	Software	2020	
-	Software	2019	
-	Software	2018	
-	Software	2017	
-	Software	2016	
-	Hardware	2020	
-	Hardware	2019	
-	Hardware	2018	
-	Hardware	2017	
-	Hardware	2016	
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2020	
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2019	
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2018	
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2017	
-	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2016	

**Ermittlung der im Rahmen des Effizienzvergleichs als Aufwandsparemeter
anzusetzenden Kosten („Überleitungsrechnung“)**

Gemäß § 14 Abs. 1 ARegV werden die im Rahmen des Effizienzvergleichs als Aufwandsparemeter anzusetzenden Kosten ermittelt, indem von den im Rahmen der Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1, 2 ARegV ermittelten Gesamtkosten die nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile abgezogen werden. Für die Zuordnung zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen i.S.d. § 11 Abs. 2 ARegV ist ausschließlich auf die Umstände des Basisjahres abzustellen (siehe OLG Düsseldorf 3. Kartellsenat, Beschluss vom 19.08.2020, VI-3 Kart 776/19).

1. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV

Bei der Bestimmung der Aufwandsparemeter wurden die nachfolgend aufgeführten Kostenanteile als dauerhaft nicht beeinflussbar berücksichtigt:

- **Konzessionsabgaben (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 2):** Konzessionsabgaben sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Konzessionsabgaben sind Entgelte, die Energieversorgungsunternehmen für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen, entrichten (§ 48 Abs. 1 EnWG). Neben den entstehenden Kosten sind auch die erzielten Erlöse zu berücksichtigen (BR-Drs. 417/07, S.51). Die Beschlusskammer geht davon aus, dass sich diese Kosten und Erlöse regelmäßig ausgleichen. Grund dafür ist, dass die von den Netzbetreibern aufgewendeten Kosten für Konzessionsabgaben den Netznutzern in gleicher Höhe in Rechnung gestellt werden. Folglich handelt es sich bei der Konzessionsabgabe um einen durchlaufenden Posten. Den Kosten müssen damit Erlöse in gleicher Höhe entgegenstehen.
- **Betriebssteuern (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3):** Betriebssteuern im Sinne des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV sind alle Steuern, die in der Steuerbilanz abzugsfähige Betriebsausgaben sind (BR-Drs. 417/07, S.51). Steuern sind gemäß § 3 Abs. 1 AO Geldleistungen, die nicht eine Gegenleistung für eine besondere Leistung darstellen und von einem öffentlich-rechtlichen Gemeinwesen zur Erzielung von Einnahmen allen auferlegt werden, bei denen der Tatbestand zutrifft, an den das Gesetz die Leistungspflicht knüpft. Dementsprechend unterfallen etwa Grundsteuern auf betrieblich genutzte Grundstücke, die Kfz-Steuer auf

betrieblich genutzte Fahrzeuge oder Energiesteuern der Regelung des § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV. Die kalkulatorische Gewerbesteuer gemäß § 8 GasNEV stellt keine Betriebssteuer nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV dar (siehe BGH, Beschluss v. 09.07.2013, EnVR 37/11).

- **Kosten für die Inanspruchnahme der vorgelagerten Netzebene (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4):** Die Kosten aus erforderlicher Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diese Kosten umfassen die aus vorgelagerten Netzebenen auf nachgelagerte Netzebenen überwälzten Kostenanteile (vorgelagerte Netzkosten). Die Beschlusskammer geht davon aus, dass der Netzbetreiber in der Kostenposition „Aufwendungen für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen“ keine Kosten für Lastflusszusagen oder Speichernutzung geltend gemacht hat.
- **Genehmigte Investitionsmaßnahmen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6):** Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.
- **Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31.12.2016 abgeschlossen worden sind (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9):** Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2016 abgeschlossen worden sind, sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Von dieser Regelung sind lediglich kollektivarbeitsrechtliche Vereinbarungen umfasst; einseitig gewährte Leistungen oder Kosten aufgrund gesetzlicher Verpflichtungen können nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten qualifiziert werden. Zudem hat der BGH festgestellt, dass „als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV [...] nur solche Personalzusatzkosten anzusehen [sind], die bei dem Netzbetreiber selbst entstehen. Hierfür ist erforderlich, dass die Kostenbelastung für den Netzbetreiber selbst auf einer betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarung beruht und dass sich die Kosten für den Netzbetreiber selbst als Kosten aus Lohnzusatz- oder Versorgungsleistungen darstellen. Der danach erforderliche Zusammenhang zwischen einer betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarung und einer Kostenbelastung des Netzbetreibers ist nicht schon dann gegeben, wenn ein anderer Rechtsträger, der Leistungen an den Netzbetreiber erbringt, Lohnzusatz- oder Versorgungsleistungen, die

er aufgrund einer betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarung an seine Arbeitnehmer zu zahlen hat, bei der Kalkulation der mit dem Netzbetreiber vereinbarten Vergütung berücksichtigt.“ Vielmehr ist erforderlich, dass sich der Netzbetreiber verpflichtet, „alle für diese Arbeitnehmer anfallenden Kosten zu übernehmen“. Die Kosten entstehen in dieser Konstellation nicht für die Inanspruchnahme einer fremden Dienstleistung, sondern für die Inanspruchnahme der Arbeitsleistung von Bediensteten. „Die Differenzierung zwischen Personalkosten und Kosten für Dienstleistungen [...] trägt dem Umstand Rechnung, dass sich aus betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarungen längerfristige Bindungen ergeben können, denen sich ein Netzbetreiber, der davon betroffene Arbeitnehmer einsetzt, nicht ohne weiteres entziehen kann, während Kosten, die dem Netzbetreiber für die Inanspruchnahme von Dienstleistungen entstehen, auch dann nicht zu einer in vergleichbarer Weise unumgänglichen Belastung führen, wenn die Leistungen von einem verbundenen Unternehmen erbracht werden“ (Vgl. BGH, Beschluss v. 18.10.2016, EnVR 27/15 – Infrawest GmbH; BGH, Beschluss v. 17.10.2017, EnVR 23/16 – SW Kiel Netz GmbH sowie BGH, Beschluss vom 12.11.2019 EnVR, 109/18 - Dortmunder Netz GmbH). Nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile sind ferner solche Kosten anzusehen, die nicht durch Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, sondern durch elementare Lohnbestandteile begründet werden.

- **Kosten der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 10):** Kosten für die im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbar. Kosten, die nicht typischerweise für Betriebs- oder Personalratstätigkeiten anfallen, sind somit nicht von der Regelung umfasst.

Kapitalkosten, können nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten qualifiziert werden. Die Kapitalkosten werden bereits im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs durch die gesetzlich vorgesehenen Instrumente des Kapitalkostenabzugs und des Kapitalkostenaufschlags umfassend abgebildet, sodass die Kapitalkosten nicht erneut und im Ergebnis mehrfach gem. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 in Ansatz gebracht werden können.

- **Kosten der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 11):** Kosten der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 11 ARegV

dauerhaft nicht beeinflussbar. Kosten, die nicht typischerweise für Berufs- und Weiterbildung bzw. für die Betriebskindertagesstätte für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen anfallen, sind somit nicht von der Regelung umfasst.

Kapitalkosten sind ebenfalls - aus den bereits oben beschriebenen Gründen - nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile anzusehen.

- **Forschungs- und Entwicklungskosten (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 12a):** Kosten aus Forschung und Entwicklung nach Maßgabe des § 25a ARegV gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.
- **Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13):** Erlöse des Netzbetreibers aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 GasNEV und Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 GasNEV sind gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 13 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diese sind gemäß § 9 Abs. 1 S. 3 GasNEV über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen.

2. Überprüfung der vom Netzbetreiber vorgenommenen Überleitungsrechnung

Auf Grundlage der vom Netzbetreiber vorgenommenen Überleitungsrechnung hat die Beschlusskammer den in den gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV ermittelten Gesamtkosten enthaltenen Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV ermittelt.

Die Beschlusskammer hat die vom Netzbetreiber vorgenommenen Umbuchungen überprüft. Die Höhe der aus Sicht der Beschlusskammer dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs.2 ARegV an den dem Ausgangsniveau nach § 6 Abs. 1 ARegV zu Grunde liegenden Gesamtkosten ist **Anlage IV** zu entnehmen.

Hierbei haben sich Änderungen an den vom Netzbetreiber vorgenommenen Umbuchungen ergeben. Im Einzelnen wurden folgende Korrekturen vorgenommen:

- Der Netzbetreiber hat 167.308 € in der Kostenposition für Altersversorgung als dauerhaft nicht beeinflussbar gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV qualifiziert. Diese Qualifizierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten bzw. Erlöse wurde in Höhe von 7.233 € von der Beschlusskammer nicht akzeptiert. Kosten, die auf gesetzlichen Vorgaben beruhen, sind nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV umzugliedern. Dies gilt auch, wenn die als dnbK geltend gemachten Kosten

mittelbar durch die betriebliche Vereinbarung bzw. den Tarifvertrag ausgelöst worden sind, da es sich nichtsdestotrotz um auf gesetzlichen Vorgaben beruhende Kosten handelt.

Aufwandsparameter

Anlage V zeigt die sich für den Netzbetreiber aus Sicht der Beschlusskammer ergebenden Aufwandsparameter gemäß § 14 ARegV.

Vergleichbarkeitsrechnung gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV

Die Vergleichbarkeitsrechnung gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV dient dazu, die Kapitalkosten so zu bestimmen, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist, und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können.

Die Kapitalkosten umfassen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV die Fremdkapitalzinsen gemäß § 5 Abs. 2 GasNEV, die kalkulatorischen Abschreibungen gemäß § 6 GasNEV und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 GasNEV.

Die Kapitalkostenannuität wird für jede Anlagengruppe der Anlage 1 der GasNEV mit Hilfe des Annuitätenfaktors wie folgt gebildet:

$$An_i = TNW_i * q^{n_i} * \frac{(q-1)}{(q^{n_i} - 1)}$$

An_i	=	<i>Annuität der Anlagengruppe i</i>
TNW_i	=	<i>Tagesneuwert der Anlagengruppe i</i>
q	=	<i>1 + Zinssatz</i>
n_i	=	<i>Nutzungsdauer der Anlagengruppe i</i>

Die Summe der Annuitäten aller Anlagengruppen und die standardisierte Verzinsung der von diesen Annuitäten nicht erfassten, aber zu verzinsenden Bilanzwerte bilden die standardisierten Kapitalkosten gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV.

Durch die Kostenannuitäten werden die Abschreibungen und die Verzinsung des Sachanlagevermögens standardisiert. Die Beschlusskammer hat Jahresannuitäten ermittelt, da dies dem Zweck einer Standardisierung entspricht. Neben der Verzinsung des Sachanlagevermögens sieht § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 GasNEV auch die Verzinsung der Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens vor. Diese Verzinsung und die Verzinsung der Grundstücke, immaterielle Vermögensgegenstände, geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau werden von den Annuitäten nicht erfasst. Die Kapitalkosten hierfür werden berücksichtigt, indem die Jahresmittelwerte der Bilanzwerte mit dem gewichteten Zinssatz multipliziert werden. Hinsichtlich des Zinssatzes findet auch insoweit § 14 Abs. 2 ARegV Anwendung.

Einer besonderen Berücksichtigung von Abzugskapital bedarf es nicht, weil auch im Rahmen der Standardisierungsrechnung hierfür ein Pauschalansatz in der Form des gewichteten

Zinssatzes herangezogen wird. Der so ermittelte Kapitalkostenbetrag wurde den Kapitalkostenannuitäten des Sachanlagevermögens hinzugerechnet.

Die Vergleichbarkeitsrechnung hat gemäß § 14 Abs. 2 S. 1 ARegV auf Grundlage der Tagesneuwerte (TNW) des Anlagevermögens des Netzbetreibers zu erfolgen. Zur Berechnung der TNW wurden die der Ermittlung des Ausgangsniveaus zu Grunde gelegten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK) und die sich gemäß § 6a GasNEV ergebenden Indexreihen verwendet.

Für die Ermittlung von einheitlichen Nutzungsdauern für jede Anlagengruppe sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 2 ARegV die unteren Werte der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern in Anlage 1 der GasNEV zu verwenden. Der zu verwendende Zinssatz bestimmt sich gemäß § 14 Abs. 2 S. 3 ARegV als gewichteter Mittelwert aus Eigenkapitalzinssatz und Fremdkapitalzinssatz, wobei der Eigenkapitalzinssatz mit 40 Prozent und der Fremdkapitalzinssatz mit 60 Prozent zu gewichten ist. Von den 60 Prozent des Fremdkapitalzinssatzes entfallen gemäß § 14 Abs. 2 S. 4 ARegV 25 Prozentpunkte auf unverzinsliches Fremdkapital.

Für das Eigenkapital sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 5 ARegV die nach § 7 Abs. 6 GasNEV für Neuanlagen geltenden Eigenkapitalzinssätze anzusetzen. Es wurde der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen in Höhe von 5,07 Prozent gemäß § 7 Abs. 6 GasNEV für alle Anlagen zu Grunde gelegt, da es Sinn und Zweck der Vergleichbarkeitsrechnung ist, von der spezifischen Investitionshistorie des einzelnen Netzbetreibers zu abstrahieren. Der Eigenkapitalzins ergibt sich aus der Festlegung der Beschlusskammer 4 vom 12.10.2021, (Aktenzeichen BK4-21/056). Für das verzinsliche Fremdkapital richtet sich die Verzinsung gemäß § 14 Abs. 2 S. 6 ARegV nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Dabei wird zur Bestimmung des Fremdkapitalzinses auf den Zeitraum von 2011 bis 2020 abgestellt, da 2020 das Kalkulationsbasisjahr ist.

Jahr	Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuld verschreibungen [%]	10-jahresmittel Umlaufrendite [%]
2011	2,6%	
2012	1,4%	
2013	1,4%	
2014	1,0%	
2015	0,5%	
2016	0,1%	
2017	0,3%	
2018	0,4%	
2019	-0,1%	
2020	-0,2%	0,74

Tabelle: Festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten;
Umlaufrenditen nach Wertpapierarten¹

Hieraus leitet sich für die genannten festverzinslichen Papiere für den Zeitraum 2011 bis 2020 eine durchschnittliche Rendite von 0,74 % ab.

Der Eigenkapital- und der Fremdkapitalzinssatz sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 7 ARegV um den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der Preisänderungsrate nach dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex zu ermäßigen.

Jahr	Indexstand	Preisänderungsrate [%]	durchschnittliche Preisänderungsrate (10-jahresmittel) [%]
2011	90,00	2,20%	
2012	91,70	1,90%	
2013	93,10	1,50%	
2014	94,00	1,00%	
2015	94,50	0,50%	
2016	95,00	0,50%	
2017	96,40	1,50%	
2018	98,10	1,80%	
2019	99,50	1,40%	
2020	100,00	0,50%	1,28

Tabelle: Verbraucherpreisgesamtindex für Deutschland (Jahreswerte)²

Hieraus leitet sich die durchschnittliche Preisänderungsrate (10-jahresmittel) für den Zeitraum 2011 bis 2020 ein durchschnittlicher Wert von 1,28 % ab. Bei der Bestimmung der

¹ [http://www.bundesbank.de/](http://www.bundesbank.de/Navigations/DE/Statistiken/Geld_und_Kapitalmaerkte/Zinssaetze_und_Renditen/Umlaufrenditen/umlaufrrenditen.html) Navigation/ DE/ Statistiken/ Geld_und_Kapitalmaerkte/ Zinssaetze_und_Renditen/Umlaufrenditen/umlaufrrenditen.html

² [https://www.destatis.de/](https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Verbraucherpreisindizes.html) DE/ ZahlenFakten/ GesamtwirtschaftUmwelt/ Preise/Verbraucherpreisindizes/ Verbraucherpreisindizes.html

durchschnittlichen Preisänderungsrate (10-Jahresmittel) wird auf den Zeitraum von 2011 bis 2020 abgestellt, da das Basisjahr 2020 ist. Die Ermäßigung der Zinssätze erfolgt anhand der nachstehenden Formel:

$$Zins_{real} = Zins_{nom.} - \text{durchschnittliche Preisänderungsrate (10-Jahresmittel)}$$

Daraus folgt ein Wert für den realen Eigenkapitalzinssatz (EK-Zins_{real}) in Höhe von 3,79 % und für den realen Fremdkapitalzinssatz (FK-Zins_{real}) ein Wert von - 0,54 %.

Der zu verwendende Zinssatz (Zins_{Mittel}) bestimmt sich gemäß § 14 Abs. 2 S. 3 ARegV als gewichteter Mittelwert aus Eigenkapitalzinssatz und Fremdkapitalzinssatz, wobei der Eigenkapitalzinssatz mit 40 Prozent und der Fremdkapitalzinssatz mit 60 Prozent zu gewichten ist. Von den 60 Prozent des Fremdkapitalzinssatzes entfallen gemäß § 14 Abs. 2 S. 4 ARegV 25 Prozentpunkte auf unverzinsliches Fremdkapital.

Der gewichtete Zinssatz wird nach folgender Formel ermittelt:

$$\text{Zins}_{\text{Mittel}} = 40 \% * \text{EK-Zins}_{\text{real}} + 35 \% * \text{FK-Zins}_{\text{real}} + 25 \% * 0$$

Hieraus ergibt sich ein gewichteter Zinssatz in Höhe von 1,33 %.

Anlage III enthält eine Übersicht über die der Vergleichbarkeitsrechnung für den Netzbetreiber zu Grunde gelegten AK/HK sowie die sich ergebenden annuitätischen Kosten.