



Beschluss

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

wegen **Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen
für die dritte Regulierungsperiode Gas (2018 bis 2022)**

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 HanseGas GmbH, Schlesweg-Heingas-Platz 1, 25451 Quickborn, vertreten durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

am 16.11.2020 beschlossen:

- 
1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2018 bis zum 31.12.2022 gemäß **Anlage A1. Kalender-jährliche Erlösobergrenzen** dieses Beschlusses festgelegt.
 2. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres – erstmalig zum 01.01.2018 – die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr anzupassen, sofern sich der Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV, dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 bis 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 21.02.2018 (BK4-17-093) eingelegt und nicht zurückgenommen hat und
 - b) der Beschluss BK4-17-093 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 (endgültigen) Beschluss BK4-17-093 vorgesehen war.
 5. Der Antrag auf Bereinigung des Effizienzwertes nach § 15 Abs. 1 ARegV wird abgelehnt.
 6. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

GRÜNDE

I. Sachverhalt

Die Beschlusskammer hat gemäß § 2 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV eingeleitet. Die Landesregulierungsbehörde, in deren Gebiet der Netzbetreiber seinen Sitz hat, wurde gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert.

1. Ermittlung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV

Zum Zwecke der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers hat die Beschlusskammer gemäß § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durchgeführt. Die erforderlichen Kostendaten des Netzbetreibers wurden auf Grundlage der Festlegung vom 22.04.2016 (BK9-15/605-1 bis 6, ABl. BNetzA 08/2016, S. 1140 ff.) erhoben. Die von der Beschlusskammer danach ermittelten Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 02.02.2017 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 23.02.2017 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 18.07.2017 die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten mitgeteilt (**Anlage I**).

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

Für die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV an den Gesamtkosten gemäß § 6 Abs. 1 ARegV hat die Beschlusskammer Informationen beim Netzbetreiber abgefragt. Der Netzbetreiber hat insoweit eine Überleitungsrechnung im Rahmen der erforderlichen Kostendatenerhebung (BK9-15/605-1 bis 6, ABl. BNetzA 08/2016, S. 1140 ff.) bereitgestellt. Die vom Netzbetreiber in der Überleitungsrechnung übermittelten Daten wurden auf ihre Konsistenz, Plausibilität und Validität überprüft und gegebenenfalls angepasst.

[REDACTED]

Dem Netzbetreiber wurde mit Schreiben vom 27.07.2017 das Ergebnis der Überprüfung der Überleitungsrechnung mitgeteilt. Hierzu hat der Netzbetreiber mit Schreiben vom 02.08.2017 Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 09.08.2017 die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten des Ausgangsniveaus sowie das Ergebnis der Vergleichbarkeitsrechnung samt Aufwandsparametern mitgeteilt.

Der für die Ermittlung des Effizienzwerts zugrunde gelegte Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV an den Gesamtkosten gemäß § 6 Abs. 1 ARegV ist der **Anlage IV** zu entnehmen.

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 17.05.2016 (BK9-15/603) erhoben. Die Übermittlung der Strukturdaten hatte grundsätzlich bis zum 15.09.2016 zu erfolgen.

Nach Ablauf dieser Frist wurden weitere Daten bei betroffenen Netzbetreibern abgefragt: Mit Schreiben vom 06.10.2016 wurden Netzbetreiber ohne Konzessionsvertrag aufgefordert, Daten zum tatsächlichen Leitungsverlauf zu übermitteln; die Daten waren in einem standardisierten Vektordatenformat einzureichen. Mit Schreiben vom 06.12.2016 wurde die Datenabfrage bei diesen Netzbetreibern ohne Konzessionsvertrag erweitert. Zusätzlich mussten Daten zur Fläche und zu Bevölkerungszahlen übermittelt werden. Mit Schreiben vom 05.01.2017 wurden schließlich Daten von elf Netzbetreibern zum Einspeiselastrgang aller Einspeisungen im Bezugsjahr angefordert. Hiemit sollten bereits gemeldete Werte zum Lastgang der betroffenen Netzbetreiber plausibilisiert werden.

Die Bundesnetzagentur hat die vom Netzbetreiber schließlich übermittelten Daten einer Konsistenz- und Plausibilitätskontrolle unterzogen. Der Netzbetreiber wurde im

[REDACTED]

Fälle beobachteter Inkonsistenzen oder unplausibler Datenübermittlungen aufgefordert, diese zu erläutern und, sofern eine Adjustierung der Daten erforderlich war, die korrigierten Daten erneut der Bundesnetzagentur zu übermitteln. Schließlich wurden die Daten an ein externes Beraterkonsortium, bestehend aus Frontier Economics Ltd, Sigma-Hat Economics und Mitarbeitern des Lehrstuhls für Energie- und Ressourcenmanagement der TU Berlin zwecks weiterer Prüfungen und Parameterermittlung zur Verfügung gestellt.

Am 19.07.2017 fand eine Konsultation der Netzbetreiber statt, die das methodische Vorgehen und mögliche im finalen Effizienzvergleichsmodell verwendete Parameter zum Gegenstand hatte. Dabei wurde den Netzbetreibern zunächst die Durchführung der Datenplausibilisierung u. a. mittels Historien-, Vollständigkeits- und Logikprüfungen präsentiert. Darüber hinaus wurde den Netzbetreibern das Vorgehen bei der Kostentreiberanalyse einschließlich möglicher Vergleichsparameter vorgestellt. Hierzu gehörten u. a.: die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen, die Summe aller Ausspeisepunkte, die versorgte Fläche, die potenziellen Ausspeisepunkte, die potenzielle Jahreshöchstlast, die Leitungslänge, das Rohrvolumen, der durchschnittliche Rohrquerschnitt, die Bodenklassen, die Bevölkerungsentwicklung zwischen 2010 und 2015, der Bevölkerungsrückgang zwischen 2010 und 2015, die Netzlänge nach Druckbereichen, die regionale Transportkapazität, die Übernahme- und Übergabeanlagen, die Jahresarbeit und die Belegenheit des Netzes. Als Faktoren, die im Rahmen der Modellfindung zu berücksichtigen sind, wurden Signifikanz, Informationsgüte, Post-Estimation-Tests, ingenieurwissenschaftliche Plausibilität und die Robustheit der Ergebnisse genannt. Effizienzwerte oder ein konkretes Modell zur Berechnung der Effizienzwerte wurden nicht vorgestellt.

Im Nachgang zu dieser Konsultationsveranstaltung haben zahlreiche Netzbetreiber und Verbände zu den vorgestellten Inhalten Stellung genommen. Unter anderem wurde Folgendes vorgetragen:

Es seien weitere Konsultationen erforderlich; die bisherige Konsultation erfülle nicht die Voraussetzungen der ARegV, weil die bisherigen Informationen nicht ausreichen, um die Ermittlung der Effizienzwerte zu beurteilen.

Durch Modelle mit zu wenigen Vergleichsparametern werde die in § 13 ARegV genannte Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber nicht ausreichend berücksichtigt

und abgebildet; das Risiko unterspezifizierter Modelle müsse im Auge behalten werden, weil andernfalls das Verzerrungspotential hoch sei; die Vergleichsparameter gemäß § 13 Abs. 3 ARegV müssten bei der Kostentreiberanalyse und der Modellfindung besondere Berücksichtigung finden; es sei zu erläutern, wie die Heterogenität überhaupt bei der Effizienzwertermittlung berücksichtigt werde.

Die zugrunde gelegten Parameterdefinitionen müssten eindeutig und einheitlich sein; die versorgte Fläche außerhalb des Konzessionsgebiets etwa solle berücksichtigt werden; bei Bevölkerungszahlen im Effizienzvergleich – sofern als Parameter zur Anwendung kommend – dürfe sich der Umstellungseffekt aus dem Zensus 2011 nicht auswirken; zudem seien bei allen Netzbetreibern Bevölkerungszahlen auf derselben statistischen Basis zu verwenden.

Die durchzuführende Ausreißeranalyse solle nicht nur den Vorgaben der ARegV, sondern auch dem Stand der Wissenschaft entsprechen, d. h. aktuelle Erkenntnisse der Verdeckung von Ausreißern seien zu berücksichtigen, um sog. „verdeckte Ausreißer“ zu identifizieren; der im Rahmen der Analyse zur Bestimmung der Ausreißer verwendete Grenzwert solle dem in der ARegV neu geregelten Fokus auf Heterogenität Rechnung tragen; mittels Cook's Distance seien „Ausreißer“ mit extremen Werten schon vor der eigentlichen Ausreißeranalyse auszuschließen.

Das Kriterium der Multikollinearität solle nicht überwertet werden und nicht zur Anwendung gelangen, um einzelne Parameter auszuschließen; daher sei ein alleiniges Abstellen auf statistische Signifikanz bei der Auswahl der Parameter nicht sachgerecht und stehe im Widerspruch zur Anforderung der ARegV, die die Heterogenität der Netzbetreiber in den Vordergrund rücke. Zentral bei Beurteilung der Modellgüte sei, wie gut das Benchmarkingmodell insgesamt die Benchmarkingkosten prognostizieren könne.

Der bei der Modellnetzanalyse gewählte „Grüne-Wiese-Ansatz“ bedinge starke Abstrahierung von Gegebenheiten in der Mehrzahl der „echten“ Netze; es werde nicht berücksichtigt, dass sich Netze im Zeitablauf verändern und sich an neue Anforderungen anpassen müssten; Investitionen in Gasnetze seien langfristig und irreversibel; es solle daher eine Dynamisierung des Modellnetzes in Betracht gezogen werden. Es sei fraglich, ob festgestellte Zusammenhänge auch in der Realität vorzufinden seien; dies sei mit Sensitivitätsanalysen zu untersuchen oder – alternativ – seien Modellnetzanalysen nicht mit einem einzigen, abstrakt unrealistischen Netz durchzuführen, sondern die

Ergebnisse mit einer Auswahl an realistischen und die wesentlichen Kostentreiber berücksichtigenden modellierten Netzen zu verifizieren. Mindestens alle in § 13 ARegV genannten Parameter müssten untersucht werden; Pfadabhängigkeiten führten zum de-facto-Ausschluss einiger Parameter, die in der Modelnetzanalyse nicht ausreichend gut abgeschnitten hätten. Außerdem dürfe die Modelnetzanalyse sich nicht nur auf Mitteldruck und Niederdruck beschränken, Verteilernetzbetreiber mit hohem Hochdruck-Anteil seien beispielsweise über Ausspeisepunkte >16 bar als Kostentreiber im Effizienzvergleich zu berücksichtigen; der City-Effekt müsse berücksichtigt werden.

Eine stufenweise Variablenselektion werde in der einschlägigen wissenschaftlichen Literatur sehr kritisch gesehen, denn sie könne zu verzerrten Gütemaßen führen; die Auswahl des „wahren“ Modells werde zusätzlich erschwert, wenn die zur Auswahl stehenden Parameter stark miteinander korrelierten. Als Ausgangspunkt für die Parameterwahl solle das Modell der letzten Regulierungsperiode als Alternativansatz berücksichtigt werden und es sollten weitere Parameter identifiziert werden, die für die Berücksichtigung der Heterogenität der Netzbetreiber relevant sein könnten.

Bei Vorliegen von Heteroskedastizität seien die geschätzten Koeffizienten in der Kostentreiberanalyse verzerrt; die Kostentreiberanalyse könne damit zu einer falschen Auswahl von Vergleichsparametern führen. Auf der Stufe der Stochastischen Frontier Analyse (SFA) sei zusätzliche Vorsicht zur Sicherstellung der Homoskedastizität notwendig, weil ansonsten die Effizienzwerte verzerrt seien. Zur Beurteilung von Heteroskedastizität bei der SFA seien Testverfahren anzuwenden, welche der relevanten Annahmen der SFA, insbesondere in Bezug auf die Verteilung der Störterme, Rechnung trügen.

Die Beurteilung von Ausreißern in der Dateneinhüllungsanalyse (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.

Second-Stage-Analysen dürften nach dem Stand der Wissenschaft nicht für die SFA-Methode und auch nicht zur Modellvalidierung oder -plausibilisierung in der DEA angewendet werden. Geeigneter seien Sensitivitätsanalysen, die die Ergebnisse verschiedener Effizienzmodellrechnungen miteinander vergleichen.

Vergleichsparameter seien so auszuwählen, dass den unterschiedlichen Versorgungsaufgaben Rechnung getragen werde, so seien z.B. „Ausspeisepunkte > 16 bar“ und „Rohrvolumen“ für Netzbetreiber zu berücksichtigen, die aufgrund der besonderen Struktur ein für große Transportkapazitäten ausgerichtetes Netz betreiben; es sei mindestens ein Parameter zur Berücksichtigung von Transportkapazitäten bereits im Startmodell notwendig.

Im Hinblick auf die besondere Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber ohne Konzessionsvertrag sei eine mehrstufige Ausreißeranalyse durchzuführen; so könnten weitere Ausreißer (verdeckte Ausreißer) identifiziert werden. Mittels Cook's Distance sei zu prüfen, ob strukturell nicht vergleichbare Unternehmen im Datensatz vorhanden seien; diese seien ggf. aus allen weiteren Effizienzanalysen auszuschließen.

Mindestens folgende Parameter aus dem Effizienzvergleich der zweiten Regulierungsperiode seien anzuwenden: Leitungslänge, Rohrvolumen, Ausspeisepunkte, Versorgte Fläche, Ausgespeiste Jahreshöchstlast, Potentielle Ausspeisepunkte, Messstellen sowie Ausspeisepunkte HD > 16 bar an nachgelagerte Netze. Für ein belastbares Effizienzverfahren seien mindestens sechs Parameter notwendig. Die Parameter aus dem zweiten Effizienzvergleich berücksichtigten die Heterogenität der Verteilernetzbetreiber und gäben ein höheres Maß an Planungssicherheit. Zu fordern sei die Prüfung der Wirkung und Eignung der Parameter aus dem Effizienzvergleich der zweiten Regulierungsperiode; insbesondere sei zu überprüfen, ob Parameter wie „Leitungslänge“ und „Rohrvolumen“ wirklich redundant seien. Es sei darzulegen, ob sich das Effizienzmodell messbar verschlechtere, wenn die angeblich redundanten Parameter in ein Modell aufgenommen würden; dies gelte vor allem für die Parameter „Ausspeisepunkte“ und „Messstellen“.

Die Gruppe der Verteilernetzbetreiber sei nicht homogen; zur Abbildung der Heterogenität sei es nicht richtig, einzelne Unterschiedlichkeiten herauszugreifen und so eine scheinbar homogene Gruppe von Netzbetreibern zu simulieren; eine objektive Vergleichbarkeit dürfe nicht unterstellt, sondern müsse individuell sichergestellt werden.

Keineswegs könne Heterogenität alleine über das Kriterium des Transportanteils im Netz des Verteilernetzbetreibers abgebildet werden; belastbare Berücksichtigung der Heterogenität sei nur über das Identifizieren sämtlicher Heterogenitäten der Netzbetreiber zueinander möglich.

Es gebe Netzbetreiber mit im Grundsatz drei unterschiedlichen Versorgungsaufgaben: Versorgungsschwerpunkt „den Ortsnetzen übergeordneter Gastransport“, Versorgungsschwerpunkt „rein örtliche Versorgung mit städtischer oder ländlicher Prägung“ sowie Versorgungsschwerpunkt „beide vorgenannten Funktionen vereinigend“. Die Modellfindung für den Effizienzvergleich müsse alle drei angemessen berücksichtigen; beide Funktionen vereinende Netzbetreiber seien durch ausschließliche Betrachtung der Gesamtkosten im Effizienzvergleich beschwert, weil Vergleichsparameter der jeweiligen Versorgungsaufgabe wechselseitig mit den Kosten der jeweils anderen Versorgungsaufgabe ihres Netzes belegt würden; die betroffenen Netzbetreiber seien durch Kostendurchmischung benachteiligt, weil sie für einen Effizienzwert von 100% auf eine Kombination von Vergleichsparametern angewiesen seien. Im Rahmen der Modellnetzanalyse seien im 1. Schritt die Vergleichsparameter zu identifizieren, über die die unterschiedlichen Netzkosten zwischen Gastransport, der örtlichen Versorgung und der Verbindung beider Aufgaben erklärt werden könnten; die Beschränkung auf die Kostenentwicklung im MD/ND-Netz könne jedoch lediglich einen Erklärungsbeitrag für die Netzkosten in der Ortsnetzversorgung liefern; demgemäß seien über eine Modellnetzanalyse nur Kostentreiber zu identifizieren und mit Priorität I zu qualifizieren, die für die Ortsversorgung im MD/ND-Netz maßgeblich seien; zwingend sei zusätzlich die Kostenwirkung der Vergleichsparameter des Hochdrucknetzes und dabei insbesondere für die HD-Netzebenen > 16 bar zu berücksichtigen – hier gebe es einen signifikanten überproportionalen Kostensprung durch höhere technische Erfordernisse und aufwendigere Regelwerke für Bau und Betrieb – und in der Modellnetzanalyse abzubilden und zu identifizieren. Andernfalls würden kleinere Gruppen von Netzbetreibern hinsichtlich ihrer strukturellen Besonderheit nicht sachgerecht im Effizienzvergleich abgebildet. Insoweit reiche es auch nicht aus, dies über die Jahreshöchstlast und Ausspeisepunkte abzubilden, sondern es seien weitere Netzstrukturinformationen zu berücksichtigen; als Kostentreiber seien daher „Ausspeisepunkte > 16 bar an nachgelagerte NB“ zu berücksichtigen; dadurch würde die Heterogenität abgebildet und Konsistenz zum Modell der zweiten Regulierungsperiode hergestellt.

[REDACTED]

Nach den Vorgaben der Verordnung müsse es nicht zwingend nur einen einzigen Effizienzvergleich geben, sondern es könne auch gesonderte Effizienzvergleiche für Netzbetreiber mit abweichenden Versorgungsaufgaben geben.

Die Vorgaben der ARegV zwingen auch nicht dazu, dass in der DEA und der SFA die gleichen Parameter abgebildet werden. Selbst wenn dies der Fall sei, solle bei der Auswahl der funktionalen Form der SFA dann jedoch berücksichtigt werden, dass die DEA a priori keinen funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten und Vergleichsparametern unterstelle, während bei der SFA bislang von einem starren linearen Zusammenhang ausgegangen werde. Die Berücksichtigung von Nichtlinearität oder die Verwendung von Interaktionstermen flexibilisiere die SFA, ohne jedoch grundsätzlich andere Parameter als die DEA zu verwenden.

Die Methode zur Ermittlung der potentiellen Anschlusspunkte und der potentiellen Jahreshöchstlast sei zu kritisieren, weil unterstellt werde, dass die Jahreshöchstlast proportional mit den Ausspeisepunkten ansteige; dies sei in der Realität aber nicht zu beobachten.

Mit Schreiben vom 26.07.2017 wurde dem Netzbetreiber eine erste Datenquittung 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 Daten des Netzbetreibers, die hieraus errechneten Datengrößen, die Abbildung des Versorgungsgebiets sowie die aus dem Versorgungsgebiet mittels GIS-System bestimmten gebietsstrukturellen Datengrößen übermittelt. Hinsichtlich der errechneten und der gebietsstrukturellen Daten waren der Datenquittung erläuternde Texte beigelegt. Dem Netzbetreiber wurde Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Nach Würdigung der eingegangenen Stellungnahme hat die Bundesnetzagentur dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 25.08.2017 eine zweite Datenquittung übersandt. Diese enthielt u. a. Korrekturen von eventuellen Datenfehlern, Ergänzungen der Methodikbeschreibung sowie Anpassungen bei einzelnen Beschreibungen. Auch zu dieser zweiten Datenquittung wurde dem Netzbetreiber Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Etwaige durch Netzbetreiber geltend gemachte und begründete Korrekturen wurden berücksichtigt.

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 zu Grunde legen wird.

4. Effizienzvergleichsmodell und Ausgestaltung der Methoden gemäß Anlage 3 ARegV

Das Beraterkonsortium hat auf Grundlage des damaligen Datenbestandes bei den Aufwands- und Vergleichsparametern im Herbst 2017 ein Effizienzvergleichsmodell entwickelt. Die auf Grundlage dieses Modells errechneten Effizienzwerte einschließlich der im Modell herangezogenen Parameter wurden den Netzbetreibern mit Schreiben vom 27.11.2017 informatorisch mitgeteilt.

Im Zuge weiterer Überprüfungen wurde im Dezember 2017 ein Fehler bei der Vergleichsbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV festgestellt. Bei der Ermittlung der standardisierten Kapitalkosten wurde die Hinzurechnung der mit Bezug auf die tatsächlichen Kapitalkosten ermittelten Gewerbesteuer unterlassen. Dementsprechend wurde dieser Parameter für die 65 Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit und Organleihe durch die Hinzurechnung der Gewerbesteuer korrigiert.

Zudem waren in wenigen Einzelfällen aufgrund der zwischenzeitlich ergangenen höchstrichterlichen Rechtsprechung Personalzusatzkosten aufgrund einer Arbeitnehmerüberlassung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu qualifizieren.

Zwar wurde im Rahmen einer noch im Dezember durchgeführten vorläufigen Kontrollrechnung festgestellt, dass sich die geänderten Aufwandsparameter bei Beibehaltung des Modells für den Effizienzvergleich lediglich geringfügig auf die bestabgerechneten Effizienzwerte auswirkten. Jedoch konnte nicht ausgeschlossen werden, dass sich durch die beschriebene Vorgehensweise statistische Kenngrößen derart verändern würden, dass die Bewertung des dem Effizienzvergleich zugrundeliegenden Modells zu einem anderen Ergebnis als bislang käme.

Parallel hierzu wurde von mehreren Netzbetreibern, unter Verweis auf die Datenveröffentlichung zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, vorgetragen, dass Angaben zu den Ausspeisepunkten anderer Verteilernetzbetreiber nicht plausibel seien. Auch insofern kam es zu teilweise erheblichen Korrekturen an der Meldung von Vergleichsparametern.

[REDACTED]

Zudem wurden weitere Änderungen bei den Parametern (auch im Rahmen der Meldungen der Landesregulierungsbehörden nach § 29 Abs. 1 S. 2 ARegV) berücksichtigt, die nach dem Stichtag für die letzte Ermittlung des Modells zur Ermittlung der Effizienzwerte eingegangen waren. Um eine zügige Durchführung des Effizienzvergleichs zu ermöglichen, wurde der 15.12.2017 als Stichtag für die letzten Datenmeldungen von Aufwands- und Vergleichsparametern gesetzt.

Die Bundesnetzagentur veranlasste eine erneute Kostentreiberanalyse durch das Beraterkonsortium. Aus den genannten Gründen kam es zu zeitlichen Verzögerungen, die dazu führten, dass ein Abschluss des Effizienzvergleichs im Jahr 2017 und eine endgültige Festlegung der Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode vor Beginn der Regulierungsperiode nicht mehr möglich waren.

Mit Schreiben vom 07.02.2018 wurde dem Netzbetreiber der Effizienzwert nach Korrektur der Aufwands- und Vergleichsparameter einschließlich der im Modell verwendeten Parameter genannt. Zu Änderungen bei der Auswahl der Parameter im Vergleich zur Mitteilung mit Schreiben vom 27.11.2017 kam es dabei nicht. Der Effizienzwert lag um 0,67 Prozentpunkte tiefer als der am 27.11.2017 mitgeteilte Effizienzwert.

Parallel hierzu wurde der Bericht des Beraterkonsortiums zum Effizienzvergleich erarbeitet. Noch bevor der Bericht finalisiert wurde, fand am 10.04.2018 am Bundesgerichtshof die mündliche Verhandlung in den Verfahren EnVR 43/16, EnVR 53/16 und EnVR 54/17 statt. Verfahrensgegenstand war insbesondere die Durchführung des Effizienzvergleichs der Gasverteilernetzbetreiber in der zweiten Regulierungsperiode. Während erstinstanzlich der 3. und 5. Kartellsenat des OLG Düsseldorf in den entsprechenden Verfahren die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Schätzung der versorgten Fläche von Gasverteilernetzbetreibern ohne Konzessionsvertrag noch gebilligt hatten, äußerte der Kartellsenat des Bundesgerichtshofs Zweifel an der Rechtmäßigkeit.

Am 25.05.2018 kam darüber hinaus ein Gasverteilernetzbetreiber, der zuvor Benchmarkführer war, auf die Bundesnetzagentur zu. Er teilte mit, er sei über das Ergebnis des Benchmarks positiv überrascht gewesen und habe daraufhin die von ihm gemeldeten Strukturdaten überprüft. Unter anderem bei den Parametern der Leitungslänge und des Rohrvolumens habe er fälschlicherweise die Länge bzw. das Volumen von Hausanschlussleitungen doppelt angegeben. Bei der Leitungslänge sei ein um ca.

20 % überhöhter Wert gemeldet worden. Diese Falschmeldung hatte insbesondere einen Einfluss auf den Parameter der Gewichtung des Anteils der vorherrschenden Bodenklassen 4, 5 und 6 (Tiefenstufe 0-1 m) mit der Netzlänge. Durch eine Berücksichtigung dieser Korrektur wäre es zu nicht unerheblichen Änderungen der Effizienzwerte anderer Gasverteilternetzbetreiber (bei einer unterstellten erneuten Kostentreiberanalyse, die keine abweichenden Vergleichsparameter ergeben hätte) gekommen.

Noch bevor entschieden wurde, inwiefern der noch nicht abgeschlossene Effizienzvergleich aufgrund der Falschmeldung eines Benchmarkführers anzupassen ist, wurde am 12.06.2018 in den Verfahren EnVR 43/16, EnVR 53/16 und EnVR 54/17 die Urteilsformel verkündet. Demnach wurden in den Verfahren die Beschlüsse der Bundesnetzagentur zur Festlegung der Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode hinsichtlich des Effizienzvergleichs aufgehoben und die Bundesnetzagentur im Umfang der Aufhebung zur Neubescheidung verpflichtet.

Um erörtern zu können, welche Auswirkungen diese Entscheidungen für den Effizienzvergleich der Gasverteilternetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode haben, musste das Vorliegen der Entscheidungsgründe abgewartet werden. Diese wurden am 16.07.2018 der Bundesnetzagentur zugestellt.

Da nach Auffassung des BGH die Einbeziehung der ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreiber in den Effizienzvergleich der Gasverteilternetzbetreiber zwar nicht zu beanstanden, jedoch die von der Bundesnetzagentur vorgenommene Schätzung des in der zweiten Regulierungsperiode noch zwingend zu verwendenden Vergleichsparameters der versorgten Fläche bei den in Rede stehenden Netzbetreibern nicht sachgerecht gewesen sei, wurden durch die Bundesnetzagentur für Gasverteilternetzbetreiber ohne Konzessionsvertrag erweiterte Schätzansätze für potentielle Vergleichsparameter mit Bezug zur Fläche entwickelt. Dies geschah vor dem Hintergrund, dass die versorgte Fläche sowie potentielle Vergleichsparameter mit einem Flächenbezug zwar in der dritten Regulierungsperiode keine Pflichtparameter mehr sind, diese jedoch ungeachtet dessen für eine Kostentreiberanalyse zur Verfügung stehen müssen.

Mit Stichtag zum 31.08.2018 wurden die finalen Aufwands- und Vergleichsparameter unter Berücksichtigung aller bis dahin angefallenen Korrekturen an das Beraterkonsortium zur Durchführung einer erneuten Kostentreiberanalyse übermittelt.

[REDACTED]

Mit Schreiben vom 22.11.2018 wurde dem Netzbetreiber erneut der Effizienzwert nach der letzten Korrektur der Aufwands- und Vergleichsparameter einschließlich der im Modell verwendeten Parameter genannt. Zu Änderungen bei der Auswahl der Parameter im Vergleich zur Mitteilung im Februar 2018 kam es dabei nicht.

Effizienzwerte gemäß Mitteilung vom		
27.11.2017	07.02.2018	22.11.2018
90,11 %	89,44 %	87,01 %

Am 21.12.2018 wurde der Bericht 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 und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Die Netzbetreiber und Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher wurden mit E-Mail vom gleichen Tag auf die Veröffentlichung hingewiesen. Gleichzeitig wurden die Netzbetreiber und die Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher aufgefordert, hierzu bis zum 18.02.2019 Stellung zu nehmen. Auch im Rahmen der Anhörung der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen wurden die Netzbetreiber nochmals auf die Veröffentlichung des Berichts hingewiesen.

Die Netzbetreiber und die betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher haben umfangreich Stellung genommen und dabei im Wesentlichen folgende Gesichtspunkte vorgetragen:

Rückwirkende Effizienzvorgaben

Bezüglich der rückwirkenden Festlegung von angepassten Effizienzvorgaben wurde vorgetragen, dass die Erreichung der Effizienzvorgaben rückwirkend nicht möglich sei, insbesondere, wenn nun ein geringerer Effizienzwert als zuvor mitgeteilt festgelegt werden solle. Maßnahmen der Netzbetreiber zur Effizienzsteigerung könnten nur für die Gegenwart und Zukunft wirken. Für die Jahre 2018 und 2019 seien ein abweichender Verteilungsfaktor oder die zuvor mitgeteilten Effizienzwerte anzusetzen.

Transparenz

Bei Änderungen von Aufwands- und Strukturparametern seien den betroffenen Netzbetreibern stets aktualisierte Datenquittungen zur Verfügung zu stellen. Zudem seien die „do-files“ und „log-files“ zur Nachvollziehbarkeit der einzelnen Rechenschritte des Beraterkonsortiums sowie eine vollständige Darstellung der SFA-Regressionsergebnisse inklusive der Konstante und der Standardabweichung der Stör- und Ineffizienzterme zu veröffentlichen.

Plausibilisierung

Zwar erschienen die Plausibilitätsprüfungen der Bundesnetzagentur und des Beraterkonsortiums sehr umfassend. Jedoch seien noch alle Datenquellen von herangezogenen öffentlichen Daten zu benennen und offenzulegen. Auch die konkrete Vorgehensweise bei der Plausibilisierung sei näher darzulegen. Insbesondere sei der Umgang mit extremen Kostenpositionen zu erläutern.

Kostentreiberanalyse

Allgemein wurde zur Kostentreiberanalyse vorgetragen, dass eine einheitliche, für die SFA und DEA erfolgende Kostentreiberanalyse nicht erforderlich sei und vielmehr die ARegV auch getrennte Kostentreiberanalysen zuließe. Die einheitliche Kostentreiberanalyse orientiere sich zu sehr an der SFA und berücksichtige nicht die methodischen Besonderheiten der DEA. Zudem weise die geringe Korrelation zwischen den Ergebnissen aus der SFA und der DEA darauf hin, dass durch die identische Parameterauswahl die Heterogenität nicht ausreichend berücksichtigt werde. Dies habe verstärkt dadurch Bedeutung, als dass durch die Wahl der Translog-Funktion für die SFA eine Reduzierung der möglichen Anzahl der Parameter in der SFA erfolge. Aus der ARegV ergebe sich lediglich, dass für standardisierte und nicht standardisierte Aufwandsparemeter die identischen Vergleichsparemeter anzusetzen seien. Auch aus der Bestabrechnung ließen sich keine Rückschlüsse für die Auswahl der Vergleichsparemeter ziehen. Zudem bestünden nach dem Stand der Wissenschaft Methoden, um eine unabhängige Kostentreiberauswahl für die DEA durchzuführen, wobei insbesondere die unterstellten konstanten Skalenerträge zu berücksichtigen seien.

Die erfolgte Vorauswahl von Kostentreibern für die eigentliche Kostentreiberanalyse wurde kritisiert. So seien etwa die nach Druckstufen differenzierten Leitungslängen uneingeschränkt zu untersuchen.

Teilweise wurde kritisiert, dass die ingenieurwissenschaftlichen Vorüberlegungen eine zu stark einschränkende Wirkung für die Parameterauswahl hätten. Andererseits wurde jedoch speziell mit Bezug zur DEA vorgetragen, dass hier die Parameterauswahl verstärkt anhand ingenieurwissenschaftlicher Kriterien durchzuführen sei.

Allgemein wurde zur Parameterauswahl vorgetragen, dass der Aspekt der Multikollinearität überbewertet werde und ein zu großer Fokus auf die Signifikanz von Effizienzwerten gelegt werde. Durch die Festlegung eines „Rumpfmodells“ komme es zudem zu einer nicht sachgerechten Pfadabhängigkeit.

Bezogen auf Aggregation oder Disaggregation von Vergleichsparametern wurde vorgetragen, dass insbesondere Parameter wie das Rohrvolumen und die Leitungslänge disaggregiert zu betrachten seien, um die Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber sachgerecht abzubilden. Das Rohrvolumen müsse druckgewichtet einfließen, um höhere Kosten in höheren Druckstufen bei gleichem Rohrdurchschnitt abbilden zu können.

Die Abbildung des demographischen Wandels erfolge nur unzureichend. So sei das Rohrvolumen hierzu, anders als etwa die potentielle Jahreshöchstlast, nicht geeignet. Es sei nicht nachvollziehbar, dass etwa die potentielle Jahreshöchstlast trotz guter statistischer Eignung verworfen wurde. Das Argument, dass diese Größe unter Annahmen ermittelt werden musste und deshalb weniger geeignet sei, habe in den vorherigen Effizienzvergleichen keine Rolle gespielt.

Auch die Abbildung der Ausdehnung des Versorgungsgebietes über das Rohrvolumen sei unzureichend. Hierbei werde nicht berücksichtigt, dass allein das Rohrvolumen noch keine Aussage über die Leistungsfähigkeit eines Netzes treffe, sondern hierzu auch der Druck betrachtet werden müsste. Jedoch dürfe das Rohrvolumen nicht zur Abbildung einer Vielzahl von Versorgungsdimensionen (Netzdimensionierung, Netzausdehnung, demographischer Wandel und Transportaufgabe) herangezogen werden.

Bei der Heranziehung der Bodenklasseparameter müsse bedacht werden, dass anders als in der vorherigen Regulierungsperiode die nicht berücksichtigten Leitungslängen (etwa der Bodenklassen 2 und 7) nicht ergänzend über den Parameter der gesamten Leitungslänge abgebildet seien. Daher seien erweiterte Sensitivitätsanalysen bezüglich der Wahl der relevanten Bodenklassen durchzuführen.

Durch die Berücksichtigung nur eines Anteils der Leitungslänge und der Anschlusspunkte sei das Modell nicht als vollständig anzusehen.

Die Versorgungsaufgabe von Netzbetreibern mit hohem regionalem Transportanteil sei nicht hinreichend abgebildet. Auf die festgestellte Heterogenität werde bei der Modellgestaltung nicht weiter eingegangen und es fehlten auch entsprechende Sensitivitätsanalysen am Ende des Prozesses. Es sei zweifelhaft, ob diese Unternehmen durch die Ausspeisepunkte > 5 bar hinreichend abgebildet seien. Hierzu sei vielmehr eine Betrachtung der disaggregierten Parameter z.B. des Rohrvolumens, der Leitungslänge oder der Ausspeisepunkte erforderlich. Sachgerecht sei eine Grenze von 16 bar. Allein das geometrische Rohrvolumen sei für die Betrachtung nicht ausreichend. Die Betrachtung der Ausspeisepunkte habe die Schwäche, dass hier keine Ausspeisepunkte an eigene nachgelagerte Netze einfließen. Hingegen seien entsprechende Punkte relevante Parameter, wenn der Netzbetreiber ausschließlich ein Transportnetz betreibe.

Zur Abbildung der Versorgungsaufgabe im ländlichen Raum seien die Ausspeisepunkte unabhängig von der Druckstufe in das Modell aufzunehmen.

Der Wegfall der Leitungslänge und versorgten Fläche als eigenständige Parameter im Vergleich zur vorherigen Regulierungsperiode wurde kritisiert. Bei den Ausspeisepunkten seien solche an eigene nachgelagerte Netze zu berücksichtigen, um die kombinierte Versorgungsaufgabe des Transports und der Verteilung abbilden zu können.

Heterogenität der Versorgungsaufgabe

Bei der Parameterauswahl sei verstärkt auf das in § 13 ARegV explizit genannte Kriterium der Abbildung der Heterogenität abzustellen. Andere Kriterien zur Parameterauswahl seien weniger stark zu gewichten. Der Datensatz sei nochmals hinsichtlich struktureller Heterogenität zu untersuchen. Die Ergebnisse seien zu dokumentieren.

Die Verteilung von Bestwerten (Kosten pro Aufwandsparemeter) unterstreiche die Heterogenität im Datensatz. So entfielen der Bestwert insbesondere auf sehr große und sehr kleine Netzbetreiber.

Es wurde festgestellt, dass durch die Wahl der funktionalen Form der SFA der Benchmark durch vergleichbare Unternehmen gesetzt werde, also beispielsweise der Benchmark für größere Unternehmen nicht von sehr kleinen Unternehmen gesetzt werde. Jedoch seien verbleibende Unterschiede in der Versorgungsaufgabe durch die Wahl geeigneter Vergleichsparemeter abzubilden. Dies gelte insbesondere in der DEA, die mit konstanten Skalenerträgen umzusetzen sei. In diesem Zusammenhang wurde die oben erwähnte getrennte Parameterauswahl für die SFA und DEA thematisiert.

Es wurde mit Bezug zur Heterogenität kritisiert, dass in der DEA kleine Unternehmen Peer-Unternehmen für größere Unternehmen seien. Bezüglich der sogenannten ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreiber wurde vorgetragen, dass diese im Rahmen der Ausreißeranalysen zwingend hätten identifiziert werden müssen, da diese strukturell nicht vergleichbar seien.

Da die Effizienzgrenze in der DEA von reinen Transportnetzbetreibern gesetzt werde, sei die Versorgungsaufgabe aller Verteilernetzbetreiber nicht hinreichend abgedeckt.

Vergleich der Effizienzwerte mit der zweiten Regulierungsperiode

Aufgrund der Modelländerungen im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode sei die Entwicklung der Effizienzwerte zu plausibilisieren. Dies gelte insbesondere für die Entwicklung der Effizienzwerte von Gruppen von Netzbetreibern, etwa großer Netzbetreiber oder solcher, die Ausspeisepunkte > 16 bar betreiben.

SFA

Bezüglich der Einbeziehung von Vergleichsparemetern wurde gefordert, mehr Parameter als z-Variablen in das Modell aufzunehmen oder durch eine Ausgestaltung als normiert linearem Modell die Aufnahme weiterer Parameter zu ermöglichen.

DEA

Im Allgemeinen komme es aufgrund der geringen Anzahl der Vergleichsparameter zu einem Bedeutungsverlust der DEA. Dies sei daran ersichtlich, dass nur wenige Unternehmen ihren Effizienzwert nach der Bestabrechnung aus der DEA erhielten. Auffällig seien auch die niedrigen Effizienzwerte aus der DEA im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode. Diese Änderungen seien näher zu untersuchen.

Zudem solle für die DEA die optimale Modellgröße und die Aufnahme von weiteren Parametern erörtert werden. Aufgrund der fehlenden Kreuz- und Quadratterme bilde die DEA aufgrund der reduzierten Parameteranzahl nicht die Heterogenität der Versorgungsaufgabe ab.

Ausreißeranalysen in der DEA

Bezüglich der durchgeführten Ausreißeranalysen wurden verschiedene Punkte vorgebracht. So sei die Dominanzanalyse auf der Basis von Banker fehlerhaft durchgeführt worden. Im Rahmen der Ausreißeranalysen der DEA seien adäquate Tests wie der Wilcoxon signed rank Test, der sign Test oder sogenannten bootstrapping-Methoden durchzuführen.

Die Anwendung der Dominanzanalyse führe zu kontraintuitiven Ergebnissen, da ohne Durchführung der Dominanzanalyse mehr Netzbetreiber im Rahmen der Supereffizienzanalyse als Ausreißer identifiziert worden wären.

Zudem sei eine mehrfache Durchführung der Supereffizienzanalysen wegen möglicher maskierter Ausreißer durchzuführen.

Die Ausreißeranalyse habe zudem nicht Unternehmen identifiziert, die im Sinne der Peeranalyse als dominant zu bezeichnen seien. So sei in der DEA die Effizienzgrenze insbesondere auch von kleinen Netzbetreibern bestimmt. Außerdem deute die geringe Anzahl von Peer-Unternehmen im Vergleich zur vorherigen Regulierungsperiode darauf hin, dass das Modell zu wenige Variablen habe. Trotz der Ausreißeranalyse verblieben Unternehmen mit extremen Merkmalen im Datensatz etwa bei den Parametern der Ausspeisepunkte > 5 bar, der Jahreshöchstlast oder dem Rohrvolumen.

Peeranalyse in der DEA

Die Peer-Analyse in der DEA sei nur unzureichend durchgeführt worden. Auch nach der Ausreißeranalyse seien Peers mit erheblichem Einfluss auf eine Vielzahl von anderen Netzbetreibern gegeben. Hieraus seien jedoch keine Schlussfolgerungen für die anderen Verfahrensschritte gezogen worden.

Ausreißeranalyse in der SFA

Zusätzlich zur Anwendung der Cooks Distance zur Bestimmung von Ausreißern sei eine Analyse anhand DFBETAS erforderlich.

Second Stage Analyse

Im Rahmen der Second-Stage-Analysen seien die Auswirkungen städtischer Netzbetreiber näher zu untersuchen. Der sich aus dem hohen Verhältnis von Messstellen zu Ausspeisepunkten ergebende „City-Effekt“ müsse näher untersucht werden. Eine Benachteiligung städtischer Netzbetreiber durch die Parameterauswahl sei auszuschließen. Das gleiche gelte für eine Benachteiligung großer Netzbetreiber.

Effizienzbonus

Hinsichtlich der Berechnung eines etwaigen Effizienzbonus wurde vorgetragen, dass ein Effizienzbonus auch für die Unternehmen in Betracht kommen sollte, die erst nach der Herausnahme von Ausreißern aus dem Modell einen Effizienzwert von 100 % erhalten.

Korrektur von Datenfehlern

Bei einem Gasnetzbetreiber wurde - auf den Hinweis eines anderen Netzbetreibers hin - nach Ermittlung und Mitteilung der Effizienzwerte im November 2018, die auf den zum verwaltungsintern gesetzten Stichtag (31.08.2018) für die Modellfindung berücksichtigten Werten beruhten, und nach der Anfang 2019 erfolgten Versendung der Anhörungen zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen, die auf diesen Ef-

[REDACTED]

fizienzwerten basierten, bezüglich eines Vergleichsparameters festgestellt, dass dieser Netzbetreiber durch die Angabe eines fehlerhaften Wertes fälschlicherweise Benchmarkführer geworden war und damit direkt die Effizienzwerte einer hohen Zahl anderer Netzbetreiber nicht sachgerecht beeinflusste.

Die Beschlusskammer sah sich veranlasst, aufgrund dieser Tatsache eine Korrektur durchzuführen, in deren Folge der Großteil der im Januar und Februar 2019 angehörten Effizienzwerte für die Bescheidung der Erlösberggrenzen 2018ff. abgeändert werden musste.

Der verwaltungsintern gesetzte Stichtag - der 31.08.2018 - wurde dabei für die Zwecke der Modellfindung aufrechterhalten. 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.

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 Erlösberggrenze berücksichtigt, so dass insgesamt der Großteil der Netzbetreiber, die am Regelverfahren für die Festlegung der Erlösberggrenzen 2018ff. teilnehmen, von einer Änderung ihres best-of-four Effizienzwertes betroffen waren.

Die Beschlusskammer hat die neuen Effizienzwerte - sowohl die sich positiv als auch die sich negativ ändernden Werte – im Rahmen der Festlegungen der kalenderjährlichen Erlösberggrenzen angewendet.

Im vorliegenden Fall ergab sich aufgrund der oben erläuterten Neuberechnung ein Effizienzwert in Höhe von 87,0802%.

Gegenüber dem mit Schreiben vom 14.01.2019 angehörten Wert ergab sich damit eine Verbesserung.

[REDACTED]

Darüber hinaus wies der Netzbetreiber, der bereits den eingangs erwähnten Hinweis gegeben hatte, der zur Neuermittlung der Effizienzwerte aller Netzbetreiber geführt hatte, auf aus ihrer Sicht bestehende Verdachtsmomente bezüglich der Unrichtigkeit von Vergleichsparametern bei drei weiteren Netzbetreibern hin (April 2019 (ein Netzbetreiber) und Januar 2020 (zwei Netzbetreiber)).

Die Beschlusskammer ist den Hinweisen nachgegangen. In zwei Fällen erwies sich der Hinweis als unbegründet. In einem Fall (der einen von den beiden in der email vom 10.01.2020 genannten Netzbetreiber betraf) stellte sich heraus, dass die Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar mit einem zu hohen Wert im Effizienzbenchmark berücksichtigt worden war.

Der Datenfehler betraf keinen Benchmarkführer in der DEA. Der Netzbetreiber war bisher kein Peer-Unternehmen für andere Unternehmen. Er war zwar Ausreißer in der DEA bei beiden Kostenarten (TOTEX und sTOTEX), eine Korrektur des Datenfehlers führte aber nicht dazu, dass andere bzw. zusätzliche Unternehmen nun als Ausreißer identifiziert wurden. Durch die Korrektur des Datenfehlers verlor der Netzbetreiber lediglich seinen Ausreißerstatus und sank unter die Effizienzgrenze ab. Da er auch nicht zu einem Peer-Unternehmen für andere Unternehmen wurde, blieb die geschätzte Effizienzgrenze auf Basis der DEA unverändert. Durch die Korrektur des Datenfehlers änderte sich einzig der DEA-Effizienzwert des Netzbetreibers. Eine direkte Beeinflussung von Effizienzwerten anderer Netzbetreiber lag damit nicht vor.

Die Korrektur des Datenfehlers hatte nur marginale Auswirkungen auf die SFA-Effizienzwerte anderer Unternehmen und auf die geschätzte Effizienzgrenze auf Basis der SFA. Zudem kam es zu keinerlei Veränderungen bei den für die parametrische Methode vorgesehene Ausreißeranalysen. Dies lag unter anderem darin begründet, dass die SFA als stochastisches Verfahren weniger sensibel auf Datenfehler als die DEA reagiert. Weiterhin ließen die Cook's Distance-Werte des Netzbetreibers darauf schließen, dass er keinen merklichen Einfluss auf die Lage der Regressionsgerade vor und nach Korrektur des Datenfehlers hatte.

Dadurch, dass die geschätzte Effizienzgrenze auf Basis der DEA unverändert blieb und die geschätzte Effizienzgrenze auf Basis der SFA sich nur marginal veränderte, wurde keine Notwendigkeit gesehen, eine erneute ökonometrische KTA durchzuführen. Angesichts der Tatsache, dass die bestabgerechneten Effizienzwerte anderer Un-

ternehmen nur marginal beeinflusst wurden, wurde die Berechnung für den betroffenen Netzbetreiber unter ceteris-paribus-Bedingungen im Nachgang zu der Strukturparameterkorrektur für den Netzbetreiber (Neuss), der fälschlicherweise Benchmarkführer geworden war, und den damit verbundenen Ergebnisänderungen durchgeführt. Die geschilderte Vorgehensweise einer Korrekturrechnung unter ceteris-paribus-Bedingungen wurde im Laufe des Verfahrens auch in einer geringen Anzahl anderer Fälle mit Datenfehlern angewendet, da ebenfalls eine direkte Beeinflussung anderer Netzbetreiber über die DEA nicht vorlag und die Wirkung im Rahmen der SFA nur geringfügig war.

5. Zu- und Abschläge gemäß § 5 Abs. 3 ARegV

Die Zu- und Abschläge gemäß § 5 Abs. 3 ARegV werden in einem gesonderten Verfahren ermittelt. Die Prüfung der relevanten Sachverhalte war nicht Gegenstand dieses Verfahrens.

6. Anhörung

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber u.a. mit Schreiben vom 14.01.2019 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern.

Der Netzbetreiber hat unter anderem mit Schreiben vom 15.02.2019 Stellung genommen.

Hierin führt er aus, dass im Rahmen des Kapitalkostenabzugs eine differenziertere Berücksichtigung von Fremdkapitalzinsen anzusetzen sei, Baukostenzuschüsse nicht unter die Übergangsregelung gem. § 34 Abs. 5 ARegV fallen (kein BKZ Sockel) und Anlagen im Bau, durch die Nichtberücksichtigung im Übergangssockel, zu einem nicht sachgerechten Ergebnis führen würden.

Im Zuge des Effizienzbenchmarks moniert der Netzbetreiber, dass die Auswahl der Parameter nicht sachgerecht sei und es wird eine Korrektur der DEA-Methode gefordert. Auch wird die Anzahl der Parameter kritisiert. Diese sei zu gering um die Heterogenität der Versorgungsaufgaben sachgerecht abzubilden. Auch sei eine Erweiterung der Parameter erforderlich um die Versorgungsaufgabe von Flächennetzbetreibern

[REDACTED]

verzerrungsfrei abbilden zu können. Auch sei die Abbildung potentieller Ausspeisepunkte über die Parameter nicht gewährleistet. Ein weiterer Kritikpunkt betrifft die Ausreißeranalyse. Diese sei nicht in der Lage, alle relevanten Ausreißer zu identifizieren. Der Netzbetreiber schlägt deshalb eine Anpassung an der Durchführung der Ausreißeranalyse nach dem Stand der Wissenschaft vor.

Hinsichtlich der strukturellen Besonderheiten nach § 15 ARegV trägt der Netzbetreiber vor, dass insbesondere durch die Auswahl der Vergleichsparameter im Effizienzvergleich die Besonderheiten der Versorgungsaufgabe nicht ausreichend Berücksichtigung finden würde. Dabei trägt er vor, dass sein Netzgebiet von einer überdurchschnittlichen Zersiedelung betroffen sei und ihm dadurch erhöhte Kosten im Vergleich zu anderen Netzbetreibern entstünden. Dieser Umstand würde nicht oder nur unzureichend über die Parameter im Effizienzbenchmark abgedeckt. Die damit im Zusammenhang stehenden Mehrkosten würden die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV um mehr als 5% erhöhen.

Ein Antrag nach § 16 ARegV (Härtefallantrag) wurde vorbehaltlich einer Versagung von § 15 Abs. 1 ARegV vom Netzbetreiber gestellt.

Mit Schreiben vom 13.08.2020 hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber erneut gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Gelegenheit gegeben, insbesondere zu den geltend gemachten Besonderheiten der Versorgungsaufgabe Stellung zu nehmen.

Diesbezüglich hat der Netzbetreiber mit Schreiben vom 29.09.2020 Stellung genommen. Inhaltlich wird auf den nachfolgenden Gliederungspunkt „2.3.5. Bereinigter Effizienzwert nach § 15 Abs.1 ARegV“ verwiesen.

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Zuständigkeit

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

2. Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV

Die Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die dritte Regulierungsperiode Gas erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 und § 4 Abs. 1 und 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 16 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 dritte 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 dritten Regulierungsperiode Gas (2018 bis 2022) ergeben sich aus **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**.

Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers erfolgt in der dritten 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

[REDACTED]

($KA_{vnb,o}$) 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 ($VK_t - VK_o$) 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 dritte Regulierungsperiode ermittelten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers findet sich in **Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**.

2.1. 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 dritte 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 zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2015.

Das von der Beschlusskammer ermittelte Ausgangsniveau des Basisjahres 2015 ergibt sich aus der **Anlage I**.

2.2. **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.

2.3. **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. Kalender-jährliche Erlösobergrenzen** zu entnehmen.

2.3.1. **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. Damit entfällt der finanzielle Sockel, der in früheren Regulierungsperioden dem Ausgleich des Zeitverzugs bis zur Berücksichtigung der Kapitalkosten aus Neuinvestitionen diente. Investitionskosten können zukünftig ohne Zeitverzug über das Instrument des

Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV. Berücksichtigung finden. Der Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV entfällt ab der dritten Regulierungsperiode (§ 34 Abs. 7 S. 1 ARegV).

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.

In der dritten Regulierungsperiode findet gem. § 34 Abs. 5 ARegV übergangsweise kein Abzug von Kapitalkosten statt, die aus Investitionen in betriebsnotwendige Anlagegüter resultieren, die erstmals zwischen dem 01.01.2007 und dem 31.12.2016 aktiviert wurden, sofern es sich nicht um von der Bundesnetzagentur genehmigte Investitionsmaßnahmen handelt oder gehandelt hat. Dies betrifft zunächst das Sachanlagevermögen, Grundstücke und immaterielle Vermögensgegenstände. Zudem werden in diesem Zeitraum entstandene Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge bei der Berechnung des Kapitalkostenabzugs nicht aufgelöst. Hierbei handelt es sich ebenfalls um Kapitalkostenbestandteile, wie sich aus § 6 Abs. 3 S. 4 ARegV ergibt. Diese negativen Kapitalkosten resultieren ebenfalls aus Investitionen in betriebsnotwendige Anlagegüter, nämlich aus der Herstellung von Endkundenanschlüssen. Es entspricht dem Sinn und Zweck der Übergangsregelung, die Kapitalkosteneffekte von Neuinvestitionen vollumfänglich vom Kapitalkostenabzug auszunehmen, eine Ungleichbehandlung positiver und negativer Kostenbestandteile wäre ökonomisch nicht begründbar. Anders verhält es sich indes mit Anlagen im Bau und geleisteten Anzahlungen auf immaterielle Vermögensgegenstände. Deren Kosten werden in den späteren Jahren der Regulierungsperiode ohnehin über den Kapitalkostenaufschlag der Erlösbergrenze hinzugefügt, sodass es zu einer Doppelanerkennung käme, wenn sie

vom Kapitalkostenabzug ausgenommen würden. Die Restwerte von Sachanlagevermögen, Grundstücken, immateriellen Vermögensgegenständen, Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen werden für die Zwecke des Kapitalkostenabzugs als unveränderlich betrachtet.

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

$$KKA b_t = KK_0 - KK_t$$

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:

$KKA b_t$	=	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

[REDACTED]

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 mit Null angesetzt, da grundsätzlich 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 dritten Regulierungsperiode noch immer im Bau befinden, sind bzw. waren sie im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags erneut geltend zu machen.

Die kalkulatorischen Abschreibungen werden gem. § 6 GasNEV und die kalkulatorischen Restwerte der Sachanlagen des betriebsnotwendigen Vermögens nach § 7 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 GasNEV ermittelt, wobei die Fremd- bzw. Eigenkapitalquote des Ausgangsniveaus im Jahr 2015 angewendet wird. Der Bewertungszeitpunkt für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen zu Tagesneuwerten ist das Jahr 2015. Die Bilanzwerte des übrigen betriebsnotwendigen Vermögens werden im Verhältnis der Bilanzwerte nach § 7 Abs. 1 Nr. 4 GasNEV und dem betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 Nr. 1 bis 4 GasNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2015 angewandt. Die Werte der erhaltenen Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten werden gem. § 7 Abs. 2 Nr. 4 GasNEV ermittelt. Das übrige Abzugskapital wird im Verhältnis des Abzugskapitals nach § 7 Abs. 2 Nr. 1 bis 3 und 5 GasNEV zum betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 Nr. 1 bis 4 GasNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2015 angewandt. Das verzinsliche Fremdkapital wird im Verhältnis des verzinslichen Fremdkapitals nach § 7 Abs. 1 S. 2 GasNEV zum betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 Nr. 1 bis 4 GasNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2015 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 BK4-16-161 angewandt. Die Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer erfolgt nach § 8 GasNEV. Der Fremdkapitalzinsaufwand ergibt sich als Produkt aus den Fremdkapitalzinsen des Jahres 2015 und dem Verhältnis aus dem betriebsnotwendigen Vermögen des jeweiligen Jahres der dritten Regulierungsperiode und dem betriebsnotwendigen Vermögen des Jahres 2015. Fremdkapitalzinsen sind alle Zinsen und ähnliche Aufwendungen aus Fremdkapital.

pital, wobei unter Fremdkapital die Gesamtheit aller Verbindlichkeiten und Rückstellungen verstanden wird. Eine Differenzierung nach Zinsen für Fremdkapital, das in unmittelbarem Zusammenhang mit Investitionen steht, und sonstigen Fremdkapitalzinsen ist im Verordnungswortlaut nicht angelegt. 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 anerkennungsfähige 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-NB1 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 den in der Anlage A2.1-NB1 ausgewiesenen Anteile im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode.

Der Kapitalkostenabzug wird für den Netzbetreiber und für jeden Verpächter sowie jeden kombinierten Verpächter/Dienstleister separat errechnet. Der Gesamtabzug ergibt sich aus 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. Entsprechendes gilt für kombinierte Verpächter/Dienstleister.

Sollte sich bei einem Unternehmen z.B. wegen negativen Eigenkapitals rechnerisch ein negativer Kapitalkostenabzug ergeben, findet kein Abzug statt. 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 dritten Regulierungsperiode entnehmen.

2.3.2. 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.

2.3.2.1. 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 Aufwandsparemeter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach §§ 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i. V. m. Abs. 2 ARegV) und andererseits die Aufwandsparemeter 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

[REDACTED]

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 der Neufassung von 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).

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. 5 S. 4 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).

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 nunmehr konstante Skalenerträge zu unterstellen (§ 12 Abs. 1 Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV).

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.

Die Anwendung der Methode SFA impliziert, dass der maximale rechnerische Effizienzwert – anders als bei der DEA – nicht exakt 100% betragen kann, sondern sich immer im Bereich knapp darunter, um 99 %, bewegt. Dies ist in Wissenschaft und Praxis unbestritten. Da auch die ARegV ohne weitere Vorgaben lediglich die Anwendung der SFA vorgibt, sind die mittels dieser Methode ermittelten Effizienzwerte nicht nachzujustieren. Wäre eine Normierung auf 100 % gewollt, hätte der Verordnungsgeber diese – analog zur relativen Referenznetzanalyse (siehe § 22 Abs. 2 S. 5 ARegV, dort ist eine Normierung auf 100 % explizit vorgesehen) – vorschreiben müssen.

2.3.2.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandsparemeter und Vergleichsparemeter zu berücksichtigen. Insgesamt wurden Daten von 183 Gasverteilernetzen in den Effizienzvergleich einbezogen.

2.3.2.2.1. Aufwandsparemeter nach § 14 ARegV

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

Bei der Ermittlung der Aufwandsparemeter 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 Aufwandsparemeter 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.

2.3.2.2.1.1. 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 Aufwandsparemeter inklusive der vorgenommenen Umbuchungen und etwaiger Korrekturen der Bundesnetzagentur dargestellt.

2.3.2.2.1.2. 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. Weiter-

hin 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.

2.3.2.2.2. 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 beiden Regulierungsperioden als sinnvoll erwiesen haben, wird sichergestellt, dass die Erkenntnisse der vorherigen Effizienzvergleiche auch in künftige Vergleiche einfließen, wodurch die Konstanz bei der Durchführung des Effizienzvergleichs erhöht wird. 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, Druckstufen und Materialien 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 jedoch 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.

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. Alsdann wurden in einem zweiten Schritt aus diesen plausiblen Strukturdaten weitere potenzielle Vergleichsparameter ermittelt. Im Rahmen des Verfahrens wurden den Netzbetreibern, wie unter I.3. beschrieben, zeitlich gestaffelt mehrere Datenquittungen übersandt, die von den Netzbetreibern zu bestätigen waren.

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 beigefügten Gutachten des Beraterkonsortiums beschrieben¹. 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. Anzahl der Ausspeisepunkte der Netzebenen HD2, HD3 und HD4
2. Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
3. Rohrvolumen
4. Gewichtung des Anteils der vorherrschenden Bodenklassen 4, 5 und 6 (Tiefenstufe 0-1 m) mit der Netzlänge
5. Anzahl der Messstellen bei Letztverbrauchern/Netzkopplungspunkten

Eine Übersicht der Vergleichsparameterwerte des Netzbetreibers findet sich in **Anlage A3. Effizienzvergleich**. Die Beschreibung bzw. Definition der einzelnen Parameter findet sich im Gutachten des Beraterkonsortiums².

2.3.2.2.3. 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).

¹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3Regulierungsperiode/3regulierungsperiode_node.html

² https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3Regulierungsperiode/3regulierungsperiode_node.html

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 Kosten ein Unternehmen und bei standardisierten Kosten kein 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 Aufwandsparameter wurden sechs Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet. Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung nicht-standardisierter Aufwandsparameter wurden ebenfalls drei Unternehmen als supereffiziente Ausreißer bewertet.

SFA

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 14 Unternehmen und auf Basis der standardisierten Kosten 15 Unternehmen als Ausreißer identifiziert.

2.3.2.2.4.

Gutachten und darauf aufbauende Korrekturen

Zu der konkreten Ausgestaltung des Effizienzvergleichs einschließlich einer ausführlichen Stellungnahme zu den Einwänden der Netzbetreiber wird auf den Bericht des Beraterkonsortiums verwiesen³. Dieser Bericht ist Bestandteil dieses Beschlusses.

Hinsichtlich der bei einem Gasnetzbetreiber nach dem verwaltungsintern gesetzten Stichtag (31.08.2018) festgestellten Fehlangabe eines Vergleichsparameterwertes, durch den der Netzbetreiber fälschlicherweise Benchmarkführer geworden war, 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 Anfang 2019 angehörten Effizienzwerte für die Festlegung der Erlösobergrenzen 2018ff. für die Gasverteilernetze abgeändert werden musste.

Die Notwendigkeit der Korrektur ergab sich aus der sehr hohen negativen Auswirkung dieser Korrektur auf den Effizienzwert des Netzbetreibers, der den fehlerhaften Wert angegeben hatte, aus der in Einzelfällen nicht mehr unwesentlichen positiven Auswirkung dieser Korrektur auf die Effizienzwerte anderer Netzbetreiber sowie der durch diese Korrektur von direkt induzierten DEA-Wertänderungen betroffenen hohen Anzahl von Netzbetreibern. In die Entscheidungsfindung ging auch die Tatsache ein, dass bisher keine Festlegungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode Gas ergangen waren.

Der verwaltungsintern gesetzte Stichtag 31.08.2018 wurde für Zwecke der Modellfindung aufrechterhalten. Durch die Korrektur des Vergleichsparameterwertes ergeben sich für die ursprüngliche Spezifikation des OLS/SFA-Modells nur geringfügige Änderungen der Gütekriterien und der Regressionskoeffizienten. Es gibt daher für die Beschlusskammer keine Anhaltspunkte, eine Änderung des Modells zu veranlassen.

In dem Fall, der einen von den beiden von dem Gasnetzbetreiber, auf dessen Hinweis hin die oben erläuterte Neuberechnung der Effizienzwerte aller Netzbetreiber erfolgte, im Januar 2020 genannten Netzbetreiber betraf, bei dem sich herausstellte, dass

³ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3Regulierungsperiode/3regulierungsperiode_node.html

ebenfalls ein Datenfehler vorlag, durch den der Netzbetreiber hinsichtlich seines Effizienzwertes ungerechtfertigter Weise profitierte, wurde bei der Datenkorrektur aus folgenden Gründen lediglich eine Korrekturrechnung unter ceteris-paribus-Bedingungen durchgeführt:

Der Datenfehler des Netzbetreibers betraf keinen Benchmarkführer in der DEA. Der Netzbetreiber war bisher kein Peer-Unternehmen für andere Unternehmen. Durch die Korrektur des Datenfehlers verlor der Netzbetreiber lediglich seinen Ausreißer-status und sank unter die Effizienzgrenze ab.

Da die geschätzte Effizienzgrenze auf Basis der DEA unverändert blieb und sich die geschätzte Effizienzgrenze auf Basis der SFA nur marginal veränderte, hat die Beschlusskammer keine Notwendigkeit gesehen, eine erneute ökonometrische KTA durchzuführen. Angesichts der Tatsache, dass die bestabgerechneten Effizienzwerte anderer Unternehmen nur marginal beeinflusst wurden, wurde die Berechnung für den Netzbetreiber unter ceteris-paribus-Bedingungen im Nachgang zu der Strukturparameterkorrektur für den Netzbetreiber, der fälschlicherweise Benchmarkführer geworden war, und den damit verbundenen Ergebnisänderungen (ein Großteil der im Januar und Februar 2019 angehörten Effizienzwerte für die Bescheidung der Erlösberggrenzen 2018ff. musste abgeändert werden, s.o.) durchgeführt.

Die geschilderte Vorgehensweise einer Korrekturrechnung unter ceteris-paribus-Bedingungen wurde im Laufe des Verfahrens auch in einer geringen Anzahl anderer Fälle mit Datenfehlern - wie im vorliegenden Fall wegen der fälschlicherweise in den standardisierten Aufwandsparemtern nicht berücksichtigten kalkulatorischen Gewerbesteuer - angewendet, da ebenfalls eine direkte Beeinflussung anderer Netzbetreiber über die DEA nicht vorlag und die Wirkung im Rahmen der SFA nur geringfügig war.

2.3.3. 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.

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

[REDACTED]

durchgeführten Effizienzvergleichen ermittelten individuellen Effizienzwerte ergeben sich aus **Anlage A3**. Diese Werte sind nicht identisch mit den im Gutachten in der Tabelle G.2 auf S. 244ff. aufgeführten Werten, da diese noch ohne Berücksichtigung der Datenkorrektur erstellt wurden, die wegen des fehlerhaft ermittelten Benchmarkführers vorgenommen werden musste.

2.3.4. Effizienzbonus gem. § 12a ARegV

Nach § 12a ARegV ermittelt die Regulierungsbehörde für im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesenen 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 Supereffizienzwert erhielte, so ist der Supereffizienzwert mit Null anzusetzen. Andernfalls würde der Netzbetreiber bei der Berechnung des Effizienzbonus durch Zugrundelegung eines negativen 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.

Der Netzbetreiber wurde im Effizienzvergleich nicht als effizient ausgewiesen. Ein Effizienzbonus kommt nicht in Betracht.

2.3.5. Bereinigter Effizienzwert nach § 15 Abs.1 ARegV

Nach § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV ist eine Bereinigung des Effizienzwertes durch einen Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 ARegV ermittelten Effizienzwert vorzunehmen, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe im Sinne des Vorliegens außergewöhnlicher struktureller Umstände bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV nicht hinreichend berücksichtigt wurden und durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind, und dies die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens 5 Prozent erhöht. Durch die Regelung des § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV soll die von § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG geforderte Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der auf Grundlage des Effizienzwertes bestimmten Effizienzvorgabe gewährleistet werden.

Die Gewährung eines bereinigten Effizienzwertes soll – wie aus der hohen Aufgreifschwelle von fünf Prozent ersichtlich – nur in wirtschaftlich bedeutenden Ausnahmefällen möglich sein. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass jeder Netzbetreiber bei seiner Versorgungsaufgabe Besonderheiten aufweist, die in den Effizienzvergleich nicht einfließen, weil nicht jedes Detail berücksichtigt werden kann. Diese Besonderheiten können sich sowohl Kosten erhöhend als auch Kosten reduzierend auswirken. Im Ergebnis wird sich dies daher weitestgehend neutral darstellen (BR-Drs. 417/07 (B), S.12). Bei § 15 handelt es sich insofern um eine eng auszulegende Ausnahmegesetzvorschrift, die nur auf strukturelle Besonderheiten außergewöhnlicher Art Anwendung finden darf (BR-Drucks. 447/13 (B), S. 29). Eine Bereinigung des Effizienzwertes kommt dabei nur dann in Betracht, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass die speziellen Voraussetzungen des § 15 Abs. 1 ARegV vorliegen.

[REDACTED]

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 15.02.2019 vorgetragen, dass aufgrund von Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe ein Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 ARegV ermittelten Effizienzwert anzusetzen sei.

Er begründet dies damit, dass das Netzgebiet des Netzbetriebes von außergewöhnlicher Ländlichkeit geprägt und in hohem Maße zersiedelt sei. Dies zeige sich auch in den Strukturparametern. Das Netzgebiet zeichne sich durch

- eine hohe versorgte Fläche je Ausspeisepunkt,
- durch eine geringe Anzahl von Messstellen je Netzlänge,
- durch eine geringe Anzahl von Messstellen je Ausspeisepunkt sowie
- durch ein geringes Rohrvolumen je Netzlänge aus.

Der ländliche Raum sei zudem durch einen Bevölkerungsrückgang gekennzeichnet. Zwischen 2010 und 2015 sei ein Bevölkerungsrückgang in Höhe von 6,92% zu verzeichnen gewesen.

Mit Schreiben vom 29.09.2020 nimmt der Netzbetreiber nochmals zum Effizienzvergleich und zur Bereinigung des Effizienzwertes gemäß § 15 Abs. 1 ARegV Stellung.

Zu Gliederungspunkt 2.3.2. bezüglich der Heterogenität hinsichtlich der Transportnetze > 16 bar

Es wird erneut darauf hingewiesen, dass die Heterogenität der Netzbetreiber hinsichtlich der Transportnetze > 16 bar nicht berücksichtigt worden sei. Insbesondere Netzbetreiber mit kombinierter Versorgungsaufgabe seien im Effizienzvergleich benachteiligt. Daher bekräftige der Netzbetreiber die schon in der Stellungnahme vom 15.02.2019 formulierten Forderungen.

Die Ausführungen des Netzbetreibers beziehen sich nicht auf das Vorliegen einer Besonderheit der Versorgungsaufgabe, sondern auf den Effizienzvergleich im Allgemeinen. Ein neuer Sachvortrag wird allerdings nicht geleistet, so dass diesbezüglich auf die vorangegangenen Ausführungen verwiesen wird.

Zu Gliederungspunkt 2.3.2.2. bezüglich der Datengrundlage des Effizienzvergleichs

Es seien auch Datenfehler, die nach dem internen Verwaltungsstichtag ermittelt wurden, auch bei marginalen Auswirkungen zu berücksichtigen. Es ginge dabei um den Vergleichsparameter > 5 bar, von dem auch der Netzbetreiber aufgrund seiner Netzstruktur besonders betroffen sei.

Auch diese Ausführungen des Netzbetreibers beziehen sich nicht auf das Vorliegen einer Besonderheit der Versorgungsaufgabe, sondern auf den Effizienzvergleich im Allgemeinen. Der Netzbetreiber trägt in seiner Stellungnahme jedoch keine Sachverhalte vor, die nicht bereits zuvor (s. Gliederungspunkt 2.3.2.2.4) erörtert wurden.

Zu Gliederungspunkt 2.3.5.1. bezüglich des Ausgleichs der Vor- und Nachteile zwischen städtisch und ländlich geprägten Netzbetreibern

Der Netzbetreiber bezweifelt in seiner Stellungnahme, dass sich – entgegen der Auffassung der Bundesnetzagentur – die Vor- und Nachteile einer durch eine hohe „Ländlichkeit“ geprägten Versorgungsaufgabe mit den Vor- und Nachteilen einer städtischen Versorgung im Großen und Ganzen ausgleichen. Konkrete Statistiken, Auswertungen oder ingenieurwissenschaftliche Belege dazu sei die Beschlusskammer schuldig geblieben. Aufgrund eines Mehrbedarfs an Leitungen zu höheren Kosten seien keine nennenswerten Unterschiede zwischen Stadt und Land gegeben, insofern sei es nicht richtig, wenn die Beschlusskammer hier Vorteile bei einem „ländlichen“ Netzbetreiber vermute.

Zu Gliederungspunkt 2.3.5.2. bezüglich grundsätzlicher methodischer Schwachstellen des Effizienzvergleichs für die dritte Regulierungsperiode durch die Nichtberücksichtigung der Heterogenität

Aufgrund einer nicht vorgelegten ingenieurwissenschaftlichen Darstellung zur These, dass sich Vor- und Nachteile der Versorgung in der Stadt und auf dem Land gegenseitig aufwögen, sei zu vermuten, dass die BNetzA die Unterschiede zwischen städtischen und ländlichen Gasversorgern methodisch überhaupt nicht geprüft habe.

Die Eigenart der „ländlichen“ Versorger sei durch die verwendeten Vergleichsparameter nicht hinreichend abgebildet, weil die ausgewählten Vergleichsparameter nur den „kleinsten gemeinsamen Nenner“ der Verteilernetzbetreiber und gerade nicht – wie nach § 13 Abs. 3 Satz 8 gefordert – die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abbildeten.

Bereits im Gutachten der BNetzA zum Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber zur zweiten Regulierungsperiode sei festgestellt worden, dass die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber im Vergleich zur ersten Regulierungsperiode gestiegen sei. In der zweiten Regulierungsperiode sei – um die gestiegene Heterogenität besser abbilden zu können, die Auswahl der Vergleichsparameter angepasst worden.

Für die dritte Regulierungsperiode ließe sich keine geringere Heterogenität der Netzbetreiber feststellen. Ganz im Gegenteil hätten sich durch die Energiewende die Aufgaben der Netzbetreiber in unterschiedlichem Maße gewandelt. Dies habe dann auch der Verordnungsgeber zum Anlass genommen, im September 2016 § Abs. 3 Satz 8 dahingehend zu ergänzen, dass durch die Auswahl der Vergleichsparameter die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet würden. Vor diesem Hintergrund sei die durch die BNetzA für den Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode vorgenommene Reduzierung der Vergleichsparameter gegenüber der zweiten Regulierungsperiode (neun Parameter) auf nur noch fünf Parameter nicht nachvollziehbar. Dadurch werde der ausdrücklich normierte Wille des Verordnungsgebers konterkariert und die gestiegene Heterogenität der Netzbetreiber – wenn überhaupt – nur ansatzweise abgebildet.

Durch die Konkretisierung der Vorgaben in § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV habe der Verordnungsgeber zu erkennen gegeben, dass voneinander getrennte Effizienzvergleiche für Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber nicht ausreichen, sondern dass er durch die Auswahl der Vergleichsparameter gerade auch durch die wegfallenden Vergleichsparameter eine höhere Vergleichbarkeit erreichen wolle.

Anhand der Kritik „städtischer“ und „ländlicher“ Netzbetreiber sei jedoch – unabhängig von den jeweiligen Argumenten – festzuhalten, dass es im Rahmen der Methodik des Effizienzvergleichs offenbar grundsätzliche methodische Schwachstellen gebe, die die kostentreibenden Parameter „städtischer“ und „ländlicher“ Netzbetreiber nicht sachgerecht berücksichtigten. Es sei somit ein weiteres Indiz, dass das Modell der 3. Regulierungsperiode grundsätzlich nicht dazu geeignet sei, die heterogenen Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber sachgerecht und verzerrungsfrei abzubilden.

Zu Gliederungspunkt 2.3.5.2. bezüglich Ländlichkeit als außergewöhnlicher, struktureller Umstand

Nach Auffassung des Netzbetreibers verkenne die Beschlusskammer die kostentreibenden Faktoren bei ländlich geprägten Netzbetreibern. Es müsse mit einer Vielzahl von Grundstückseigentümern verhandelt werden. Zudem bestünde ein Mehrbedarf an Leitungen, der zudem bezogen auf den Durchschnitt sowohl im Bau als auch im Unterhalt teuer sei.

Zu Gliederungspunkt 2.3.5.2 bezüglich der Messbarkeit

Es sei zudem die Aufgabe der Beschlusskammer darzulegen, weshalb die vom Netzbetreiber ausgewählten Kriterien zum Nachweis der Ländlichkeit nicht geeignet seien. Die Beschlusskammer sei darüber hinaus unter Verweis auf den BGH-Beschluss EnVR 88/10 dazu verpflichtet, auf sachliche Schwächen hinzuweisen, damit der Netzbetreiber das Vorgehen weiter erläutern bzw. modifizieren könne. Es läge in der Natur der Sache, dass sich Besonderheiten eben nicht mit allgemeingültigen Definitionen erfassen ließen. Das Vorhandensein allgemeingültiger Definitionen setze insbesondere voraus, dass eine genügend große Grundgesamtheit von Inhalten ähnlicher Merkmale vorhanden sei. Zudem sei die Messbarkeit kein Kriterium, welches der Gesetzgeber in § 15 ARegV zur Voraussetzung für die Geltendmachung von Besonderheiten der Versorgungsaufgabe festgelegt habe.

Zu Gliederungspunkt 2.3.5.2. bezüglich der Nichtberücksichtigung im Effizienzvergleich

Der Netzbetreiber verweist auf seine Stellungnahme vom 15.02.2019 bezüglich der dort geäußerten Kritik an der Eignung von „Rohrvolumen“ sowie „Bodenklassen 4, 5, 6“ zur Abbildung der Ausdehnung des Netzgebietes. Zur Position der Beschlusskammer, nach der die Ausdehnung des Netzgebietes unmittelbar mit einem höheren Rohrvolumen einhergehe, führt der Netzbetreiber aus, dass zwar die Ausdehnung des Versorgungsgebietes unmittelbar mit einem höheren Rohrvolumen einhergehe, doch bedeute ein hohes Rohrvolumen nicht im Umkehrschluss, dass ein ausgedehntes Versorgungsgebiet bzw. eine ausgeprägte Ländlichkeit vorliege. Auch in städtischen Ver-

[REDACTED]

sorgungsgebieten mit einem hohen Anteil von industriellen Netzkunden könne ein hohes Rohrvolumen vorliegen. Darum könne dem Netzbetreiber auch nicht unterstellt werden, dass er aufgrund seines geringen Rohrvolumens von der Besonderheit Ländlichkeit nicht betroffen sei. Wesentlich neue Aspekte trägt der Netzbetreiber in seiner Stellungnahme vom 29.09.2020 nicht vor.

Zu Gliederungspunkt 2.3.5.3.3. bezüglich der Ermittlung der Kosten der Besonderheit

Der Ansatz die Mehrkosten aus dem Verhältnis der Kennzahlen Netzlänge je Messstelle abzuleiten, sei nach Auffassung des Netzbetreibers sachgerecht. Etwaige Unklarheiten könnten dem Netzbetreiber nicht zu Lasten ausgelegt werden. Zudem sei der Schwellenwert um ein Vielfaches überstiegen. Es könne also davon ausgegangen werden, dass der Schwellenwert auch unter Beachtung von Minderkosten überschritten werde. Die Besonderheit der Versorgungsaufgabe auf einzelne Anlagen zu spezifizieren sei unmöglich – für den Nachweis müsse der mathematische Durchschnitt genügen.

Zu Gliederungspunkt 3.1.8. der Anlage I – NB bezüglich des Abzugskapitals

Schließlich nimmt der Netzbetreiber noch einmal Stellung zu einem Thema in Bezug auf die Ermittlung des Ausgangsniveaus. In Tabellenblatt „D2_BKZ_NAKB“ seien die Baukostenzuschüsse fehlerhaft einschließlich der Werte für Biogasanlagen angegeben worden. Der Netzbetreiber übermittelt die korrigierten Werte über das Energiedatenportal.

Eine Bereinigung des Effizienzwertes gemäß § 15 Abs. 1 ARegV wird nicht vorgenommen.

2.3.5.1. Besonderheit der Versorgungsaufgabe

Voraussetzung für eine Bereinigung des Effizienzwertes nach § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV ist eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe. Eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe liegt vorliegend nicht vor.

[REDACTED]

Zur Versorgungsaufgabe im Sinne des § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV gehören alle Anforderungen, die an den Netzbetreiber von außen herangetragen werden und denen er sich nicht oder nur mit unzumutbarem Aufwand entziehen kann (BGH, Beschl. v. 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn. 60). Es muss sich somit um exogene Faktoren handeln. Endogene Kostentreiber, also solche, die auf eine Entscheidung des Netzbetreibers zurückzuführen sind, scheiden hingegen aus; dadurch soll vermieden werden, dass der Effizienzvergleich beliebig durch Entscheidungen einzelner Netzbetreiber beeinflusst und damit verzerrt wird. § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV greift dies auf, wenn es dort heißt, dass die Besonderheiten der Versorgungsaufgabe „durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbar“ sein dürfen. So kann beispielsweise die Beschaffenheit des Bodens im Versorgungsgebiet ein Umstand sein, auf den Netzbetreiber keinen Einfluss haben (siehe BGH, Beschluss vom 07.10.2014, EnVR 25/12, Rn. 48).

Voraussetzung ist zudem, dass der geltend gemachte Aspekt der Versorgungsaufgabe messbar oder mengenmäßig erfassbar ist. Die Anforderungen, die an die Vergleichsparameter nach § 13 Abs. 3 S. 3 ARegV gestellt werden, müssen insoweit auch an die Besonderheit der Versorgungsaufgabe angelegt werden, da denkbare Umstände, die jedenfalls potentiell Gegenstand des Effizienzvergleichs sein können, einen Aufschlag auf den Effizienzwert rechtfertigen können.

Eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe kann nach § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV nur bei außergewöhnlichen strukturellen Umständen vorliegen. Dies ist dann der Fall, wenn die Versorgungsaufgabe ihrer Art nach nur bei einem einzelnen Netzbetreiber oder einer äußerst geringen Anzahl von Netzbetreibern, die im Rahmen des bundesweiten Effizienzvergleichs betrachtet wurden, in vergleichbarer Form besteht. Voraussetzung sind damit Umstände, die entweder ein Alleinstellungsmerkmal oder jedenfalls nahezu ein Alleinstellungsmerkmal darstellen. Diese Auslegung entspricht dem in dem Verordnungsentwurf ausdrücklich zum Ausdruck gebrachten Willen des Verordnungsgebers (siehe BR-Drucks. 447/13 (B), S. 30).

In den Ausführungen des Netzbetreibers werden im Hinblick auf die behauptete Besonderheit Ländlichkeit bestimmte Sachverhalte separiert und deren Wirkung auf Strukturparameter und Kosten und damit den Effizienzwert als ausschließlich negativ wirkend dargestellt. Gegenläufige Effekte werden ausgeblendet. So wird es zwar grundsätzlich unumgänglich sein, längere Leitungen zu errichten und zu betreiben,

um eine bestimmte Anzahl von Ausspeisepunkten bzw. Anschlussnehmern zu bedienen als ein Netzbetreiber im städtischen Raum mit höherer Bevölkerungsdichte. Netzbetreiber im städtischen Raum können eventuell Dichtevorteile realisieren, da mit vergleichsweise geringerer Leitungslänge mehr Anschlussnehmer erreicht werden können. Dafür bestehen aber auch Nachteile einer städtischen Versorgung, die sich z. B. in der Notwendigkeit einer zum Teil aufwändigen Oberflächenwiederherstellung oder komplexeren Planungs- und Koordinierungsarbeiten zeigen, von denen der ländlich geprägte Netzbetreiber nicht in diesem Maße betroffen ist.

Mehrere Vertreter aus der Gruppe der eher städtischen geprägten Verteilernetzbetreiber – sozusagen der strukturelle Gegenpol zu den Netzbetreibern, die eher im ländlichen Raum aktiv sind – sind im Übrigen der Ansicht, dass ihre Belange ebenfalls unzureichend im Effizienzbenchmark berücksichtigt worden seien. So hat ein Zusammenschluss von zehn großen städtischen Gasverteilernetzbetreibern – die sogenannte Städteallianz – in einem an die Bundesnetzagentur gerichteten Brief vom 05.04.2019⁴ auf die angeblich bestehende Benachteiligung großstädtischer Gasverteilernetzbetreiber im Effizienzvergleich hingewiesen. Es gebe bezüglich der angemessenen Berücksichtigung der Strukturen großstädtischer Gasnetze „erhebliche Anhaltspunkte für einen systematischen und schwerwiegenden Schiefstand im Rahmen der Effizienzwertbestimmung Gas für die dritte Regulierungsperiode“. In der dritten Regulierungsperiode zeichne sich – wie auch bereits in der zweiten Regulierungsperiode – erneut ein City-Effekt ab. Großstädtische Gasverteilernetzbetreiber unterschieden sich strukturell sowohl in ihrer historischen Netzentwicklung, als auch in den speziellen Anforderungen urbaner Wachstumsregionen erheblich von anderen Gasverteilernetzbetreibern. Auch hier stellt die Kritik ausschließlich die negativen Aspekte der Versorgungsaufgabe dar und vernachlässigt die entlastenden Umstände.

Für jeden der bei separierter Betrachtung ggf. als Nachteil darstellbaren Umstände einer ländlichen, große Flächen abdeckenden oder einer städtischen Versorgung lässt sich ein gegenläufiger, d.h. entlastender Effekt finden, so dass trotz bestehen-

⁴ Braunschweiger Netz GmbH, Dortmunder Netz GmbH, Hamburg Netz GmbH, NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH, Netze Duisburg GmbH, Netzgesellschaft Düsseldorf mbH, Rheinische Netzgesellschaft mbH, swa Netze GmbH, SWO Netz GmbH, wesernetz Bremen GmbH. Benachteiligung großstädtischer Gasverteilernetzbetreiber im Effizienzvergleich. Brief vom 05.04.2019.

der Heterogenität der Netzbetreiber davon ausgegangen werden kann, dass sich insgesamt für jeden Netzbetreiber weitestgehend eine Neutralisierung von bei einseitiger Betrachtung vermeintlich belastenden Sachverhalten aus der „Ländlichkeit“ oder der städtischen Struktur durch entsprechend entlastende Sachverhalte ergibt.

Hinsichtlich des Anwurfs des Netzbetreibers im Rahmen seiner Stellungnahme vom 29.09.2020, die Beschlusskammer habe die Unterschiede zwischen städtischen und ländlichen Gasversorgern methodisch überhaupt nicht geprüft, ist zu entgegnen, dass dies nicht der Fall ist. So wurde geprüft, ob ein etwaiger Parameter „Messstellen zu Ausspeisepunkten“ die strukturellen Besonderheiten dicht besiedelter Gebiete (z. B. Innenstädte) oder sehr gering besiedelter Gebiete (zum Beispiel ländlicher Raum) erfassen kann. Zudem wurde anhand von Adressdichtedaten getestet, ob die Granularität und damit auch die Zersiedelung des Versorgungsgebiets einen, über die bereits im Modell enthaltenen Vergleichsparameter hinausgehenden, kostentreibenden Einfluss haben. Aus Sicht der Bundesnetzagentur liegen keine Anhaltspunkte für eine systematische Ungleichbehandlung einzelner Netzbetreibergruppen vor. Eine ingenieurwissenschaftliche und / oder kostenbezogene Detailuntersuchung der einzelnen Vorteile und Nachteile einer „ländlichen“ gegenüber einer städtischen Versorgung hat die Beschlusskammer nicht durchgeführt. Die Beschlusskammer hält aber an ihrer Auffassung eines Ausgleichs von Vor- und Nachteilen im Rahmen einer Gesamtbeurteilung im Sinne der weiter oben zitierten Verordnungsbegründung fest. Die einseitigen Ausführungen des Netzbetreibers, nach denen alle seitens der Beschlusskammer genannten Vorteile einer „ländlichen“ Versorgung neutralisiert werden, können argumentativ entsprechend relativiert werden, allerdings erscheint dies vorliegend nicht zielführend. Im Hinblick auf Skaleneffekte eines „ländlichen“ Netzbetriebs ist jedoch naheliegend, dass diese auch ohne dezidierte Untersuchungen angenommen werden können. Dies ergibt sich aufgrund der Losgrößenvorteile, die sich aus der Verlegung der die „Inselnetze“ verbindenden Überlandleitungen ergeben dürften.

Die zu versorgenden Anschlussnehmer bzw. die Anzahl der Mess- oder Ausspeisepunkte sowie deren Last und ihre geografische Verteilung in der Fläche sind zudem grundsätzlich exogen vorgegeben und der Kern der Versorgungsaufgabe aller Netzbetreiber. Für die vom Netzbetreiber vorgebrachte Besonderheit der Ländlichkeit gibt es aber keine klare Grenze, an der diese mögliche Besonderheit zu messen ist. Der

[REDACTED]

Netzbetreiber stellt in seinem Antrag gemäß § 15 ARegV verschiedene Kennzahlenkombinationen vor, die die Besonderheit belegen sollen. Netzbetreiber die ebenfalls die Ländlichkeit als Besonderheit ihrer Versorgungsaufgabe anführen, wählten hingegen teilweise andere Kennzahlenkombinationen, die ihre Betroffenheit darstellen sollen. Allen diesen Ansätzen ist aber gemein, dass sie ihre Besonderheit aus der Rangposition für diese unterschiedlichen Kennzahlen ableiten. Eine erkennbare und klar bestimmte Grenze, ab welcher eine Besonderheit vorliegt bzw. eine abgegrenzte Gruppe von Netzbetreibern, die von der Ländlichkeit betroffen ist, wird dabei nicht etabliert und ist auch nicht erkennbar. Dies stellt sich im Übrigen auch am anderen Ende der Rangfolge bei den städtisch geprägten Netzbetreibern und ihrem vorgebrachten sog. „City-Effekt“ so dar. Ingenieurwissenschaftlich-technisch ist ebenfalls keine klare Definition für die vermeintliche Besonderheit Ländlichkeit vorhanden. Deshalb geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die vom Netzbetreiber vorgebrachte, vermeintliche Besonderheit Ländlichkeit nicht messbar ist und im Übrigen auch nicht nach ihrer Art auf einzelne Netzbetreiber oder eine wie auch immer abgegrenzte Gruppe von Netzbetreibern beschränkt werden kann. Ländlichkeit ist demnach kein außergewöhnlicher, struktureller Umstand und kann keine Besonderheit der Versorgungsaufgabe gemäß § 15 ARegV sein, da die damit beschriebene Versorgungsaufgabe, wenn auch in unterschiedlichen Maße, doch alle Netzbetreiber betrifft.

Der Netzbetreiber äußert in seiner Stellungnahme vom 15.02.2019 die Auffassung, dass die Ländlichkeit anhand der Strukturparameter beobachtbar sei. Er bildet hierfür die Kennzahlen

- versorgte Fläche je Ausspeisepunkt
- Anzahl Messstellen je km Niederdruckleitung (NL) inkl. Hausanschlussleitungen (HAL)
- Anzahl Messstellen je Ausspeisepunkt und
- Rohrvolumen je Netzlänge
- Bevölkerungsrückgang zwischen 2010 und 2015

Doch auch ohne sich die Argumentation des Netzbetreibers anzueignen, ist bezüglich dieser Kennzahlen nicht eindeutig festzustellen, ob der Netzbetreiber von der vermeintlichen Besonderheit Ländlichkeit betroffen ist.

Kennzahl	Einheit	Betrachtetes Dezil	Wert des Dezil ⁵	Wert des Netzbetreibers	Median ⁶
versorgte Fläche je Ausspeisepunkt	km ² /Anzahl	Oberes			
Anzahl Messstellen je km NL inkl HAL	Anzahl/km	Unteres			
Anzahl Messstellen je Ausspeisepunkt	Anzahl/Anzahl	Unteres			
Rohrvolumen je Netzlänge	m ³ /km	Unteres			
Entwicklung Bevölkerung zwischen 2010 und 2015	Prozent	Unteres	-4,67%	-6,92%	0,92%

Bei zwei der fünf Kennzahlen ist der Netzbetreiber gemessen am von ihm als relevant betrachteten Dezil unauffällig. Insbesondere bei dem Rohrvolumen je Netzlänge befindet sich der Netzbetreiber eher im Mittelfeld und sogar über dem Median aller Netzbetreiber. Bei der Kennzahl versorgte Fläche je Ausspeisepunkt befindet sich der Netzbetreiber gerade eben im oberen Dezil. In der Gesamtschau der von dem Netzbetreiber gebildeten Kennzahlen kann nicht von einer Besonderheit der Versorgungsaufgabe ausgegangen werden.

⁵ Aufgrund der Korrektur eines Bezugsfehlers bei der Berechnung ergeben sich gegenüber der Anhörung bei dem relevanten Dezil Änderungen in den Nachkommastellen. Die grundsätzlichen Aussagen im Text behalten uneingeschränkt ihre Gültigkeit.

⁶ Aufgrund der Korrektur eines Bezugsfehlers bei der Berechnung ergeben sich gegenüber der Anhörung bei dem Median Änderungen in den Nachkommastellen. Die grundsätzlichen Aussagen im Text behalten uneingeschränkt ihre Gültigkeit.

[REDACTED]

Darüber hinaus hat die Beschlusskammer folgende, weiterführende Überlegungen angestellt: Der Netzzuschnitt, dessen Ausdehnung und Konfiguration und damit die konkrete Ausgestaltung des Netzes bezüglich der qualitativen und quantitativen Zusammensetzung aus Rohrleitungen, GDRM-Anlagen etc. ist in der Einflussosphäre des Netzbetreibers zu verorten. Er hat dabei ihm zur Verfügung stehende Handlungsspielräume genutzt. Die mit der konkreten Netzausgestaltung und dem Betrieb verbundenen Kosten sind auf eine bewusste unternehmerische Entscheidung des Netzbetreibers zurückzuführen. Damit kann von vornherein nicht von einer Besonderheit der Versorgungsaufgabe gesprochen werden, denn derart endogene Kostentreiber sind für den Effizienzvergleich nicht maßgeblich. Das heißt damit, dass, selbst wenn festgestellt würde, dass das Netz bezüglich seiner Strukturdaten ein Alleinstellungsmerkmal oder nahezu ein solches aufweist, eine Abdeckung durch die Vergleichsparameter nicht hinreichend erfolgt und die Mehrkosten der überdurchschnittlichen Betroffenheit die Kostenschwelle von 5% erreichen würden, dies dahingestellt bleiben könnte und eine Ablehnung des Antrags erfolgen muss.

Sicherlich ist es zutreffend, dass Versorgungsgebietseigenschaften, wie die vorgebrachte Ländlichkeit, grundsätzlich vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind. Vor dem Hintergrund, dass insbesondere auch die Ausdehnung des Netzgebietes als eine der Dimensionen der Versorgungsaufgabe über den Vergleichsparameter Rohrvolumen in den Benchmark eingeflossen ist (siehe dazu weiter unten), geht der Vortrag des Netzbetreibers bezüglich der vermeintlichen Besonderheit der Versorgungsaufgabe nach § 15 ARegV jedoch ins Leere. Auch wenn es unbeeinflussbare Versorgungsgebietseigenschaften gibt, ist die konkrete Ausgestaltung der Erfüllung der Versorgungsaufgabe bezüglich der technischen und strukturellen Konzeption des Baus und Betriebs eines Gasnetzes von erheblichen unternehmerischen Freiheitsgraden geprägt, was sich ggf. in Ineffizienzen niederschlagen kann.

2.3.5.2. Nichtberücksichtigung im Effizienzvergleich

Eine Bereinigung des Effizienzwertes kommt gemäß § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV nur dann in Betracht, wenn die geltend gemachte Besonderheit der Versorgungsaufgabe im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV nicht hinreichend berücksichtigt wurde.

[REDACTED]

Eine hinreichende Berücksichtigung der Versorgungsaufgabe, die eine Bereinigung des Effizienzwertes nach § 15 Abs. 1 ARegV ausschließt, erfolgt bei Umständen, die bereits durch die für den Effizienzvergleich verwendeten Vergleichsparameter abgebildet werden. Durch die Einbeziehung der Vergleichsparameter Anzahl der Ausspeisepunkte der Netzebenen HD2, HD3 und HD4, zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen, Rohrvolumen, Gewichtung des Anteils der vorherrschenden Bodenklassen 4, 5 und 6 (Tiefenstufe 0-1 m) mit der Netzlänge sowie Anzahl der Messstellen bei Letztverbrauchern/Netzkopplungspunkten wurden bereits eine Vielzahl erkennbarer Gemeinsamkeiten der Gasverteilernetzbetreiber inhaltlich durch die Parameterauswahl im Effizienzvergleich berücksichtigt. Ausprägungen dieser Merkmale können daher von vornherein keine Besonderheit der Versorgungsaufgabe darstellen.

Die betrachtete Dimension der Versorgungsaufgabe, die Ausdehnung des Versorgungsgebietes bzw. die Ländlichkeit im Sinne einer großen Ausdehnung des Versorgungsgebietes wird über den Vergleichsparameter Rohrvolumen abgebildet. Die Ausdehnung des Versorgungsgebietes geht unmittelbar mit einem höheren Rohrvolumen einher. Zusätzlich wird auch erfasst, inwieweit das Versorgungsgebiet mit Rohrleitungen durchdrungen ist. Eine Separierung druckstufenspezifischer Rohrvolumina ist dafür nicht notwendig, da erstens Auslegungs- und Betriebsdrücke grundsätzlich differieren und über die Zeit variieren können und zweitens der Kosteneinfluss von Auslegungs- bzw. Betriebsdrücken deutlich niedriger ist, als dies für die Leitungsdurchmesser der Fall ist.

Der Netzbetreiber führt in seiner Stellungnahme vom 15.02.2019 aus, dass in ländlichen Gebieten zur Überbrückung längerer Distanzen höhere Drücke notwendig seien, die wiederum einen geringeren Durchmesser erforderten. Dieses Erfordernis spiegele sich in einem geringen Rohrvolumen je Netzlänge wider, was dazu führe, dass der Parameter „Rohrvolumen“ zur Abbildung der Versorgungsaufgabe nicht geeignet sei. Die Argumentation kann nicht überzeugen. Das Volumen ergibt sich aus dem Durchmesser einer Leitung sowie deren Länge. Wenn nun also - wie der Netzbetreiber ausführt - in ländlichen Gebieten der Durchmesser gering aber die Leitungslänge hoch ist, so ist in städtischen Gebieten der umgekehrte Fall nahliegend. Jeweils ergibt sich ein Faktor der positiv und ein Faktor der negativ auf das Volumen wirkt. Der Netzbetreiber führt aus, dass die Ländlichkeit durch geringe Leitungsdurchmesser und durch eine hohe Leitungslänge geprägt sei. Weil das Volumen beide Parameter – Leitungslänge

fest. Er weist weder nach, dass die von ihm benannten Kosten in Kausalität zu der geltend gemachten Besonderheit stehen (s. hierzu auch 2.3.5.3.2) noch weist er die Mehrkosten nach (s. hierzu auch 2.3.5.3.1). Eine Simulationsrechnung, die auf derartig ermittelten Vergleichs- und Aufwandsparametern beruht, kann keine Aussage darüber treffen, ob die Versorgungsaufgabe angemessen bei der Durchführung des Effizienzvergleichs berücksichtigt wurde. Auch der Umstand, dass andere Modelle zu höheren Ergebnissen für den Netzbetreiber führen, ist noch kein Nachweis über die fehlende Berücksichtigung im Effizienzvergleich.

Ebenso sind die Ausführungen des Netzbetreibers in seiner Stellungnahme vom 29.09.2020 zu grundsätzlichen methodischen Schwachstellen hinsichtlich der Berücksichtigung der Heterogenität im Effizienzvergleich zurückzuweisen. Es gibt entgegen der Behauptung des Netzbetreibers in der Methodik des Effizienzvergleichs keine grundsätzlichen methodischen Schwachstellen. Dies gilt sowohl für die Abbildung „ländlich“ und „städtisch“ geprägter Netzbetreiber, als auch für alle anderen denkbaren Klassifizierungen von Netzbetreibern.

Auf Grundlage der Vorgaben in § 13 ARegV hat die Beschlusskammer Vergleichsparameter ermittelt und validiert, die die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst gewährleisten und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abbilden.

Während in der Vergangenheit die Herausforderung darin bestand, ergänzende Vergleichsparameter zu identifizieren, die mit den bestehenden Pflichtparametern ein aussagekräftiges Modell bilden, bestehen nunmehr einerseits mehr Freiheiten bei der Frage, ob Parameter wie die versorgte Fläche oder die Netzlänge aufgenommen werden. Andererseits besteht nach wie vor die Aufgabe, die Heterogenität der Gasverteilernetzbetreiber abzubilden. Insoweit hat sich durch die Aufnahme der „Abbildung der Heterogenität der Netzbetreiber“ in § 13 Abs. 3 S. 8 ARegV nichts geändert. In jedem Fall waren in den vorhergehenden Effizienzvergleichen und werden im Effizienzvergleich für die dritte Regulierungsperiode durch die Modelle die Anforderungen, insbesondere von § 13 Abs. 3 ARegV eingehalten.

So wurden umfangreiche Vorüberlegungen im Rahmen der Ermittlung des Effizienzvergleichsmodells angestellt. Ein Kernelement dabei war – wie auch bereits in den

vorangegangenen Regulierungsperioden – Dimensionen definiert, die die Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers abbilden⁷: „Ausdehnung des Versorgungsgebiets“, „Bereitstellung von Kapazität“, „Transport der Energie zum Kunden“, „Geologische Besonderheit der Versorgungsaufgabe“, „Granularität des Versorgungsgebietes“ und „Demographischer Wandel“. Die möglichen Vergleichsparameter wurden dahingehend eingeteilt, inwiefern sie diese Dimensionen abbilden. Weiterhin wurden die Parameter auf der Grundlage technischer Charakteristika und technisch-physikalischer Anforderungen an den Netzbetrieb priorisiert. Dazu wurden ingenieurwissenschaftliche Erwägungen und analytische Verfahren eingesetzt.⁸

Die relevanten Kostentreiber sind zutreffend ausgewählt worden.

Im Rahmen der ökonomischen Kostentreiberanalyse wurden zunächst Grundmodelle mit den wichtigsten Parametern (Priorität 1) untersucht. Im Ergebnis zeigte sich, dass bereits wenige Parameter ausreichend sind, um die Kostenunterschiede zwischen den Netzbetreibern sehr gut erklären zu können. So hat sich im Rahmen der Parameterauswahl gezeigt, dass bereits ein Modell mit drei Parametern (Rohrvolumen, Jahreshöchstlast und Messstellen) in der Lage ist, 96,9% der Variation in den Aufwandsparametern zu erklären.⁹

Dies kann bereits als starkes Indiz dafür bewertet werden, dass die Heterogenität im Datensatz nicht so groß ist, wie der Netzbetreiber in der Stellungnahme vom 29.09.2020 darzustellen versucht.

Auch hat sich im Vergleich zum Effizienzvergleich in der zweiten Regulierungsperiode die Heterogenität zwischen den Netzbetreibern nicht wesentlich geändert. Da für ein sachgerechtes Effizienzvergleichsmodell stets das Kriterium der Vollständigkeit zu beachten ist, wurden die Grundmodelle natürlich zu vollständigen Effizienzvergleichsmodellen erweitert. Dies bedeutet, dass sowohl ingenieurwissenschaftlich als auch statistisch/ökonomisch alle relevanten Versorgungsdimensionen und Druckbereiche abgebildet sein müssen.

⁷ Wie bereits im Anhörungsschreiben vom 05.12.2020 von der Beschlusskammer dargelegt.

⁸ Vgl. Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (3. RP), Gutachten für die BNetzA, 17. Mai 2019 (anonymisierte Fassung), S. 58ff.

⁹ Vgl. Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (3. RP), Gutachten für die BNetzA, 17. Mai 2019, S. 84ff.

Am Vollständigkeitskriterium kann zudem auch festgemacht werden, dass bereits in den Effizienzvergleichen der ersten zwei Regulierungsperioden alle relevanten strukturellen Unterschiede zwischen den Netzbetreibern – und somit die Heterogenität – möglichst vollständig abgebildet werden mussten.¹⁰

Gleichzeitig gibt die ARegV jedoch in § 13 Abs. 3 S. 3 vor, dass die verwendeten Vergleichsparameter „nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend“ sein sollen. Dies schränkt die Bundesnetzagentur bei der Ausgestaltung des Effizienzvergleichsmodells im Hinblick auf die möglichst vollständige Abbildung der Heterogenität ein. Letztlich ist aber – nach allen der Bundesnetzagentur vorliegenden Erkenntnissen – mit der verwendeten Parameterkombination die weitest gehende Abbildung der Heterogenität sowohl statistisch/ökonomisch als auch ingenieurwissenschaftlich gewährleistet.

In dem gewählten Effizienzmodell sind die Versorgungsdimensionen „Ausdehnung des Versorgungsgebietes“, „Kapazitätsbereitstellung“, „Transport der Energie zum Kunden“, „Granularität des Versorgungsgebietes“, „Geologische Besonderheit des Versorgungsgebietes“ sowie „Demographischer Wandel“ optimal abgebildet, auch wenn im Vergleich zur ersten Regulierungsperiode mit elf und zur zweiten Regulierungsperiode mit neun Vergleichsparametern lediglich fünf Vergleichsparameter berücksichtigt werden. Die getroffene Wahl der sogenannten Trans-Log-Funktion – der funktionalen Form im Rahmen der Stochastic Frontier Analysis (SFA) – trägt zu dieser optimalen Abbildung der Versorgungsaufgabe bei.

Diese Bestimmung des funktionalen Zusammenhangs ist sowohl für die Kostentreiberanalyse anhand der OLS-Methode als auch für die Effizienzwertschätzung anhand der SFA relevant und wird ausführlich im Gutachten zum Effizienzvergleich erörtert.¹¹

Grundsätzlich muss für die Anwendung der SFA eine funktionale Form unterstellt werden. Diese soll den Zusammenhang zwischen den Kostentreibern und Kosten möglichst gut beschreiben. In den vergangenen zwei Regulierungsperioden ist – auch aufgrund der Vorgabe der Pflichtparameter – eine einfache normiert-lineare Verknüpfung

¹⁰ Vgl. Müller-Kirchenbauer, in Säcker: Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1, 2. Auflage 2010, EnWG § 21a Anh., ARegV § 13, Rn. 2.

¹¹ Vgl. Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (3. RP), Gutachten für die BNetzA, 17. Mai 2019 (anonymisierte Fassung), S. 73ff.

der Vergleichsparameter vorgenommen worden. Der wissenschaftliche Berater der Beschwerdegegnerin hat sich im Effizienzvergleich für die dritte Regulierungsperiode für die Verwendung einer funktionalen Form ausgesprochen, die durch weitere Verknüpfungen der gewählten Vergleichsparameter untereinander die Unterschiede (Heterogenität) zwischen den Netzbetreibern hinsichtlich des zu Grunde liegenden Datenbestandes besser berücksichtigt.

Die Translog-Funktion¹² kann hierbei die Größenunterschiede zwischen Netzbetreibern erfassen und kennt keine Einschränkungen in Bezug auf die Substitutions- oder Skalenelastizität. Im Gegensatz zu normiert-linearen Funktionen ist die Translog-Funktion in der Lage, mittels quadratischer Terme und Kreuzterme Skaleneffekte zu modellieren.¹³

Alle Untersuchungen zur Modellgüte zeigen, dass die nun verwendete Form bei der vorliegenden Datenbasis die beste Wahl darstellt. Mithin erlaubt die zugrundeliegende funktionale Form etwaige Nichtlinearitäten und Interdependenzen der Versorgungsdimensionen im Modell in Betracht zu ziehen, beispielsweise durch eine Verknüpfung jedes Vergleichsparameters mit jeweils jedem anderen Vergleichsparameter.¹⁴

Dadurch wird zudem sichergestellt, dass das gewählte Modell eine größtmögliche Anpassung und Flexibilität an die vorliegenden Daten der Netzbetreiber bietet. Aufgrund der dargelegten Vorteile der Translog-Funktion aus theoretischer Sicht, die durch eine empirische Überprüfung gestützt wurde, wurde im weiteren Verlauf des Effizienzvergleichs die Translog-Funktion herangezogen.¹⁵

Ergänzend wurden jedoch auch Analysen auf Basis weiterer funktionaler Zusammenhänge (u.a. der normiert-linearen Form) durchgeführt.¹⁶

¹² Auf die Translog-Funktion wurde seitens der Beschlusskammer bereits im Anhörungsschreiben vom 05.12.2020 eingegangen.

¹³ Vgl. Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (3. RP), Gutachten für die BNetzA, 17. Mai 2019 (anonymisierte Fassung), S. 77.

¹⁴ Vgl. Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (3. RP), Gutachten für die BNetzA, 17. Mai 2019 (anonymisierte Fassung), S. 81f.

¹⁵ Vgl. Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (3. RP), Gutachten für die BNetzA, 17. Mai 2019 (anonymisierte Fassung), S. 80f.

¹⁶ Vgl. Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (3. RP), Gutachten für die BNetzA, 17. Mai 2019 (anonymisierte Fassung), S. 234f.

[REDACTED]

Zudem überzeugen die Einwände des Netzbetreibers gegen die Heranziehung des Kostentreibers „Rohrvolumen“ nicht. Der Parameter „Rohrvolumen“ war bereits im Effizienzvergleich für die zweite Regulierungsperiode einen hohen Erklärungsgehalt gezeigt hat, auch für die Beschreibung einer hohen Netzdimensionierung. Ferner wird dieser Parameter in § 13 Abs. 3 ARegV als Beispielparameter genannt.

Die Kritik der Beschwerdeführerin an der Zusammensetzung des Rohrvolumens aus einerseits der Länge der Leitungen und andererseits dem durchschnittlichen Durchmesser der Leitungen verkennt, dass hierin sowohl die räumliche Ausdehnung der Leitungen im Netzgebiet als auch die erforderliche Rohrdimensionierung für den Transport abgebildet wird.¹⁷

Ebenso führen die Ausführungen des Netzbetreibers in seiner Stellungnahme vom 29.09.2020 bezüglich der Ländlichkeit als außergewöhnlichen strukturellen Umstand zu keinen neuen Erkenntnissen. Ob und inwiefern Mehrkosten durch Verhandlungen von Grundstückseigentümern entstehen oder ob die verlegten Leitungen überdurchschnittlich teuer sind, wäre Gegenstand eines Mehrkostennachweises. An dieser Stelle wird jedoch an der Kennzahlenbildung festgehalten. Bezüglich der Frage, ob die „Ländlichkeit“ in angemessener Weise im Effizienzvergleich abgebildet wurde, ergeben diese Überlegungen jedoch keinen Erkenntnisgewinn.

Auch der Vortrag des Netzbetreibers in seiner Stellungnahme vom 29.09.2020, dass die Beschlusskammer darzulegen habe, weshalb die vom Netzbetreiber ausgewählten Kriterien zum Nachweis der Ländlichkeit nicht geeignet seien, geht fehl. Gerade in dem in Bezug genommenen Beschluss des BGH EnVR 88/10 wird klargestellt, dass die Amtsermittlungspflicht der Regulierungsbehörde eingeschränkt ist. Die Beschlusskammer hat relevantes Vorbringen des Netzbetreibers zu berücksichtigen und diesen gegebenenfalls zu Ergänzungen zu veranlassen, sowie falls erforderlich Daten anderer Netzbetreiber von Amts wegen zu ermitteln. Dieser Pflicht ist die Beschlusskammer

¹⁷ Vgl. Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (3. RP), Gutachten für die BNetzA, 17. Mai 2019 (anonymisierte Fassung), S. 61.

[REDACTED]

nachgekommen. Sie hat sowohl die vorgetragenen Argumente und Kriterien gewürdigt, als auch die hieraus abgeleiteten Kennzahlen mit Hilfe der Daten der anderen Netzbetreiber überprüft.

Eine Bereinigung des Effizienzwertes nach § 15 Abs. 1 ARegV scheidet daher aus.

2.3.5.3. Kostenerhöhung um mindestens fünf Prozent

Bei den vom Netzbetreiber geltend gemachten Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe muss es sich zudem um Umstände handeln, die die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens fünf Prozent erhöhen.

2.3.5.3.1. Bestimmung der Kostenschwelle

§ 15 Abs. 1 ARegV fordert eine Kostenerhöhung um mindestens fünf Prozent in Bezug auf jeweils eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe. Es ist mit der Regelung nicht vereinbar, die Auswirkungen einzelner Abweichungen, die zu einer unterhalb des Schwellenwertes liegenden Kostenerhöhung führen, aufzusummieren und eine Bereinigung bereits dann vorzunehmen, wenn die Summe dieser Erhöhungsbeträge oberhalb des Schwellenwertes liegt (BGH, Beschl. v. 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn 84).

Für die Bestimmung der Kostenschwelle von fünf Prozent werden nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV zunächst die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 ARegV bestimmt. Für die dritte Regulierungsperiode ist das Ergebnis der Kostenprüfung auf der Basis des Jahres 2015 heranzuziehen (§ 6 Abs. 1 ARegV). Abzuziehen ist der Betrag der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Dieser Betrag ist nach § 11 Abs. 2 ARegV zu berechnen. Aus dem Restbetrag sind fünf Prozent als maßgeblicher Mindesterhöhungsbetrag zu errechnen.

Der Schwellenbetrag beträgt vorliegend [REDACTED] Euro (= 5% * 36.801.674 €). Die vom Netzbetreiber für die Besonderheit Ländlichkeit angesetzten Mehrkosten in Höhe von [REDACTED] Euro liegen oberhalb der genannten Kostenschwelle.

2.3.5.3.2. Kausalität

Die Besonderheit der Versorgungsaufgabe muss kausal für einen Anteil der nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten von mindestens fünf Prozent sein.

Mehrkosten können nur insoweit berücksichtigt werden, als sie durch die in Rede stehende Besonderheit verursacht werden (BGH, Beschl. v. 09.10.2012 – EnVR 88/10, Rn 77; EnVR 16/14). Der Netzbetreiber ist für diesen Umstand darlegungs- und nachweispflichtig. Der Aufwand, der mit dem Nachweis der Mehrkosten verbunden ist, kann im Grundsatz nicht zu einer Herabsetzung der Anforderungen an diesen Nachweis führen. (BGH, Beschl. v. 14.04.2015 – EnVR 16/14, Rn 32) Die Pflicht zur Ermittlung des Sachverhalts von Amts wegen, die sich gemäß § 27 Abs. 1 Satz 3 Nr. 3 ARegV auch auf die erforderlichen Tatsachen zur Ermittlung der bereinigten Effizienzwerte bezieht, ist insoweit eingeschränkt. Die Mehrkosten ergeben sich dabei nicht aus der Aufgabe als solcher, sondern ausschließlich aus der Besonderheit, d.h. der Abweichung von dem Zustand, der keine Besonderheit darstellen würde: Dargelegt und bewiesen werden müssen Mehrkosten, nicht Gesamtkosten. Vergleichsmaßstab sind dabei die Kosten des Netzbetreibers ohne die geltend gemachte Besonderheit, nicht hingegen, inwieweit die Kosten des eine Effizienzwertbereinigung geltend machenden Netzbetreibers von den Kosten anderer Netzbetreiber abweichen (BGH, Beschl. v. 09.10.2012, Az.: EnVR 86/10, Rn. 30; Az.: EnVR 88/10).

Liegt eine teilweise Kompensation der vorgetragenen Kostensteigerung durch korrespondierende, zwangsläufig entlastende Effekte vor, hat auch insofern der Netzbetreiber konkret nachzuweisen, zu welchem konkreten Anteil die vorgetragenen Umstände ursächlich für die behauptete Kostensteigerung waren.

Der Netzbetreiber hat vorliegend nicht nachgewiesen, dass die geltend gemachte Besonderheit kausal für einen Anteil der nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten in Höhe von mindestens 5 Prozent ist.

In seiner Stellungnahme vom 15.02.2019 stellt der Netzbetreiber lediglich fest, dass ihm

- höhere Kosten aufgrund der Versorgung von einer großen Anzahl an nicht zusammenhängenden Netzgebieten entstünden. Durch die längeren Netzlängen und durch eine höhere Anzahl an Übernahme- und Odorierungsanlagen erhöhten sich sowohl die Kapital- als auch die Betriebskosten.

- Weithin entstünden erhöhte Kosten für Störungsbehebung sowie Wartung- und Instandhaltung aufgrund der großen Ausdehnung des Netzes.
- Darüber hinaus entstünden erhöhte Kapital- aber auch Betriebskosten durch die hohe Anzahl von Anschlusspunkten im Verhältnis zu den Messstellen.
- Schließlich verursache auch der Bevölkerungsrückgang durch in der Folge überdimensionierte Anlagen und erforderlich werdender Rückbaumaßnahmen erhöhte Kosten.

Zum Nachweis der Kausalität verwendet der Netzbetreiber lediglich die vorgenannten allgemeinen Überlegungen. Eine genauere Erläuterung worin diese Mehrkosten konkret bestehen, liefert der Netzbetreiber nicht. Gegenläufige Effekte, die sich einerseits durch höhere Kosten bei engerer Besiedlung bzw. durch geringere Kosten in ländlichen Gebieten ergeben, verneint der Netzbetreiber ohne hierfür eine Begründung anzuführen. Aufgrund der oben genannten Überlegungen zu gegenläufigen Effekten wie etwa höhere Kosten für Oberflächenversiegelung oder der Planung komplexerer Bauvorhaben in städtischen Gebieten sowie gleichzeitig zu erwartender Skaleneffekte bei der Leitungsverlegung im ländlichen Bereich, sind die Ausführungen des Netzbetreibers zu einseitig und nicht ausreichend konkret, um die Kausalität der Ländlichkeit für Mehrkosten nachzuweisen.

2.3.5.3.3. Ermittlung der Kosten der Besonderheit

Um den bereinigten Effizienzwert zu ermitteln, hat der Netzbetreiber die durch die Besonderheit der Versorgungsaufgabe bedingten Mehrkosten nach den Vorgaben der GasNEV zu berechnen. Dieses Erfordernis folgt allein daraus, dass die Mehrkosten mit den dem Effizienzvergleich zugrundeliegenden Kosten der Ausgangskostenbasis (§ 14 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 ARegV) abgeglichen werden müssen. Zieht man von der nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 ARegV ermittelten Kostenbasis die Mehrkosten ab, ergibt sich ein Kostenbetrag ohne die Kosten, die durch die Besonderheit der Versorgungsaufgabe bedingt sind. Auf der Grundlage dieser alternativen Ausgangskostenbasis muss dann der bereinigte Effizienzwert ermittelt werden. Dieses Vorgehen setzt zwingend voraus, dass die Mehrkosten nach den gleichen Maßstäben bestimmt wer-

den wie die Ausgangskostenbasis. Dementsprechend kommt es für die zeitliche Einordnung der Entstehung relevanter Mehrkosten (ebenso wie für die nicht erhöhten Kosten) vorliegend auf das Jahr 2015 an.

Zum Beweis der Kostensteigerung hat der Netzbetreiber dementsprechend darzulegen und nachzuweisen, in welcher Höhe die jährlichen Kosten (z.B. operative Kosten, Abschreibungen und Zinsen) in die der Kostenprüfung zu Grunde liegenden Netzkosten eingeflossen sind. Der Nachweis der Mehrkosten unterliegt dabei den gleichen Anforderungen wie die Ausgangskostenbasis (OLG Düsseldorf, Beschl. v. 21.07.2010, Az.: VI-3 Kart 182/09 (V), S. 17 f.). Der Netzbetreiber hat – ähnlich wie im Rahmen der Kostenprüfung nach den Vorgaben der GasNEV – die individuell besonderen Kosten unter Beifügung geeigneter Nachweise (z.B. Rechnungen, Stundennachweise etc.) umfassend zu erläutern. Der Netzbetreiber muss dabei im Einzelnen darlegen und nachweisen, in welcher Höhe konkrete im Einzelnen aufgeführte und mit Belegen nachgewiesene Mehrkosten in welche der zur Erlösobergrenzenfestlegung aufgeführten aggregierten Kostenpositionen des Basisjahres, die die Aufwandsparemeter des Effizienzvergleichs bilden, eingeflossen sind (OLG Düsseldorf, Beschl. v. 21.07.2010, Az.: VI-3 Kart 182/09, S. 18). Die Berechnung der geltend gemachten Mehrkosten muss folglich klar und nachvollziehbar sein. Besteht etwa die Besonderheit darin, dass eine mit hohen Kosten verbundenen Leistung überdurchschnittlich häufig erbracht werden muss, genügt es nicht, die Mehrkosten allein anhand der Zahl der Leistungseinheiten und der für eine Leistungseinheit durchschnittlich anfallenden Kosten zu berechnen. (BGH, Beschl. v. 14.04.2015 – EnVR 16/14 Rn. 28) Vielmehr ist darzulegen und erforderlichenfalls unter Beweis zu stellen, in welchem Umfang die Kosten für die Leistung gerade dadurch angestiegen sind, dass ihr Anteil an den insgesamt erbrachten Leistungen größer ist, als dies dem Durchschnitt entspricht. (OLG Düsseldorf, Beschluss v. 06.10.2016 – VI-5 Kart 21/14)

Der Netzbetreiber hat vorliegend nicht nachgewiesen, dass eine Erhöhung der nach § 14 Abs. 1 Nr.1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens fünf Prozent eingetreten ist. Der Nachweis der Mehrkosten ist nicht ausreichend konkret. Der Netzbetreiber bricht nur anhand des Verhältnisses der Netzlänge je Messstelle sowohl die Kapital- als auch die Betriebskosten herunter, ohne dabei auf konkrete Netzanlagen, welche durch die vermeintliche Besonderheit der ländlichen Versorgung geprägt sind, ein-

zugehen. Er stellt nicht dar, inwiefern seine tatsächlichen Kosten durch die vermeintliche Besonderheit der Versorgungsaufgabe erhöht sind, sondern verweist schlicht auf seine Kosten des Gesamtnetzes, also seine Durchschnittskosten, welche anteilig auf den Median aller Netzbetreiber in Bezug auf die Netzlänge je Messstelle zu reduzieren seien. Dass diese Vorgehensweise kein Nachweis der Mehrkosten sein kann, ist schon aus zwei Gründen offensichtlich.

Erstens kann nicht durch einen einzelnen Wert der Zusammenhang von Aufwands- und Vergleichsparametern erklärt werden. Hätte der Netzbetreiber z.B. die von ihm zum Nachweis einer Besonderheit angeführte Kennzahl „Rohrvolumen je Netzlänge“ verwendet, hätte er keine Mehrkosten feststellen können, sondern hätte gar Minderkosten ausweisen müssen, da sein individueller Wert den Median überschreitet.

Zweitens ist offensichtlich, dass der von dem Netzbetreiber unterstellte lineare Zusammenhang dieser einzelnen Kennzahl mit den Kosten unzutreffend sein dürfte. Aus dem gleichen Grund wie die Kausalität nicht nachgewiesen werden konnte, können aufgrund einer pauschalierenden „Dreisatz-Rechnung“ auch nicht die Mehrkosten nachgewiesen werden: so würden – nur um ein Beispiel zu verwenden - vielleicht weniger Übergabepunkte oder kürzere Leitungen benötigt, doch im innerstädtischen Bereich werden Leitungen vermehrt im Straßenquerschnitt verlegt, während im ländlichen Bereich die Verlegung von Leitungen sehr viel weniger aufwendig sein dürfte. Derartige gegenläufige Kosteneffekte sind bei der Ermittlung der Mehrkosten zu berücksichtigen.

Die Ausführungen des Netzbetreibers in seiner Stellungnahme vom 29.09.2020 führen nicht zu einem anderen Ergebnis. Es ist nicht ausreichend auf Schwierigkeiten bei der Ermittlung der Mehrkosten hinzuweisen und darauf zu vertrauen, dass bei genauerer Betrachtung die Mehrkosten nach wie vor die Erheblichkeitsschwelle in Höhe von 5% übersteigen. Der Nachweis einer relevanten Kostensteigerung obliegt nach § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV dem Netzbetreiber. Er trägt das Risiko der Nichterweislichkeit (vgl. - EnVR 86/10, vom 9. Oktober 2012, Rn. 31). Der Aufwand, der mit dem Nachweis der Mehrkosten verbunden ist, kann im Grundsatz nicht zu einer Herabsetzung der Anforderungen an diesen Nachweis führen.

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

2.4.1. Beeinflussbare Kostenanteile im Basisjahr

Als beeinflussbare Kostenanteile des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode gelten gem. § 11 Abs. 4 S. 1 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:

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

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

2.4.2. 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 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 dritten Regulierungsperiode innerhalb von fünf Jahren zu geschehen. Daraus ergibt sich ein Verteilungsfaktor (V_t) von $0,2 \cdot t$.

Jahr	t	V_t
2018	1	0,2
2019	2	0,4
2020	3	0,6
2021	4	0,8
2022	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**.

Nach § 16 Abs. 2 ARegV kann die individuelle Effizienzvorgabe abweichend von § 16 Abs. 1 ARegV bestimmt werden, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass er die individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung aller ihm möglicher und zumutbarer Maßnahmen nicht erreichen und übertreffen kann.

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 15.02.2019 auch einen Antrag gem. § 16 Abs. 2 ARegV gestellt und vorgetragen, dass er die individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 Abs. 1 S. 1 ARegV unter Nutzung aller ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen nicht erreichen und übertreffen kann, weshalb eine abweichende Bestimmung der Effizienzvorgabe zu erfolgen habe.

Aus dem Wortlaut des § 16 Abs. 1 und 2 ARegV („festgelegte“ und „worden ist“) und aus den Materialien zur Anreizregulierungsverordnung ergibt sich, dass die Bestimmung einer abweichenden individuellen Effizienzvorgabe zeitlich erst nach der Festlegung der individuellen Effizienzvorgabe i.S.d. § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG erfolgen kann. Diese zeitliche Abfolge kommt auch in der Darstellung des Verordnungsgebers zum Ausdruck, wonach der Netzbetreiber nachweisen muss, dass er vor der Bestimmung einer abweichenden individuellen Effizienzvorgabe alle Rationalisierungsreserven ausgeschöpft hat. Ein solcher Nachweis kann aber denklogisch nur gelingen, wenn der Netzbetreiber in Kenntnis seiner individuellen Effizienzvorgabe ultimative Anstrengungen zur Effizienzsteigerung unternommen hat. Selbst wenn man von einer Anwendbarkeit des § 16 Abs. 2 ARegV vor Zustellung der Festlegungen ausgeht, kann eine lediglich auf einer Vielzahl von möglichen Handlungssträngen vermutete und lediglich auf prognostischen Annahmen beruhende Unerreich- oder Unübertreffbarkeit – so wie es der Netzbetreiber in seinen Ausführungen im Schreiben vom 15.02.2019 tut - nicht als Nachweis i.S.d. § 16 Abs. 2 ARegV genügen. Über den Antrag gemäß § 16 Abs. 2 ARegV wird mit separatem Beschluss beschieden werden.

2.5.

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 (VPI₀).

Basisjahr ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Jahr 2015. Gemäß Statistischem Bundesamt beträgt der VPI für das Jahr 2015 100,00, für das Jahr 2016 100,50, für das Jahr 2017 102,00, und für das Jahr 2018 103,80 (abrufbar im Internet unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> > Suche nach: 61111-0001). Da jedoch den Netzbetreibern im Herbst 2017 bzw. im Herbst 2018 für die Kalkulation der Netzentgelte 2018 bzw. 2019 lediglich die Indexreihe auf Basis des Jahres 2010 zur Verfügung stand, geht die Beschlusskammer für 2016 bzw. 2017 von einem Indexfaktor aus, der sich aus der Division der Indexwerte 107,40 und 106,90 bzw. 109,30 und 106,90 multipliziert mit dem Wert 100,00 ergibt. Dies sind die Indexwerte für 2016 und 2015 bzw. 2017 und 2015 mit dem Basisjahr 2010 multipliziert mit dem Indexwert für 2015 mit dem Basisjahr 2015.

Für die Folgejahre der dritten Regulierungsperiode (2021 und 2022) hat die Beschlusskammer die relative prozentuale Veränderung des VPI des Jahres 2018 (103,80) gegenüber 2017 (102,00) fortgeschrieben, da im Zeitpunkt der Beschlussfassung noch keine Erkenntnisse hinsichtlich des VPI der Kalenderjahre 2019 und 2020 vorliegen konnten, diese indes bei der Ermittlung des VPI der verschiedenen Jahre der Regulierungsperiode zugrunde zu legen sind. Das Vorgehen der Beschlusskammer ist zweckmäßig, da der Netzbetreiber einerseits gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zur Anpassung der Erlösobergrenze verpflichtet ist und so andererseits eine möglichst sachgerechte Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des VPI erfolgen kann.

Es wurden somit folgende VPI-Werte angesetzt, die in nachstehender Tabelle als zweistellig gerundete Werte dargestellt werden:

Jahr	VPI
2015	100,00
2016	$100,47 \approx 107,40 / 106,90 \cdot 100$
2017	$102,25 \approx 109,30 / 106,90 \cdot 100$

Jahr	VPI
2018	103,80
2019	$105,63 \approx 103,80^2 / 102,00$
2020	$107,50 \approx (103,80^2 / 102,00)^2 / 103,80$

Die Beschlusskammer hat bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2018 bis 2022 diesen auf zwei Nachkommastellen gerundeten Verbraucherpreisgesamtindex berücksichtigt (**Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**).

Entsprechend des Terms VPI_t/VPI_0 der in Anlage 1 zu § 7 ARegV aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 2016 zum VPI für das Jahr 2015 für das erste Jahr der dritten Regulierungsperiode (2018) einen Inflationsfaktor in Höhe von 1,0047. Für das zweite Jahr der dritten Regulierungsperiode (2019) ergibt sich ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0225. Für das Jahr 2020 ergibt sich ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0380. Für das vierte Jahr der dritten Regulierungsperiode (2021) wurde demgemäß ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0563 und für das fünfte Jahr der dritten Regulierungsperiode (2022) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0750 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 2015 – ist in nachstehender Tabelle als zweistellig gerundeter Prozentwert dargestellt:

Jahr	VPI_t/VPI_0
2018	0,47%
2019	2,25%
2020	3,80%
2021	5,63%
2022	7,50%

Die Beschlusskammer hat diese Werte ohne Rundung bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2018 bis 2022 berücksichtigt (**Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**).

2.6. 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 Estandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Estandspreisentwicklung 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 21.02.2018, Az. BK4-17-093, hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Gasnetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode festgelegt. Für Gasversorgungsnetze beträgt dieser 0,49 %.

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: $PF_t = (1 + 0,0049)^t - 1$ (**Anlage A1. Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**).

2.7. Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV

Sofern der Netzbetreiber gem. § 4 Abs. 4 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.

2.8. 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 dritten Regulierungsperiode wird indes kein Qualitätselement angewendet.

2.9. Volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV

Als volatile Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs. 5 S. 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 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.

2.10. 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.

3. Rückwirkende Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen

Die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen steht in Einklang mit dem in § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG statuierten Gebot der Erreichbarkeit. Die Effizienzvorgaben für das Jahr 2018 können auch rückwirkend festgelegt werden. Zwar gilt im Grundsatz, dass die Systematik der ARegV einen erlösobergrenzenfreien Zeitraum nicht vorsieht und die Festlegung der Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode grundsätzlich im Jahr 2017 hätte erfolgen sollen, um den Netzbetreiber zu Beginn der Regulierungsperiode in Kenntnis der für ihn maßgeblichen Effizienzvorgaben zu setzen. Gleichwohl kommt eine rückwirkende Festlegung in Betracht. So sieht Art. 37 Abs. 10 der Richtlinie 2009/73/EG 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 Festlegung von Erlösobergrenzen zulässig sein (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14. September 2016, VI-3 Kart 175/14 (V), Rn. 118 ff., juris). Die Anforderung in § 21a Abs. 3 S. 3 EnWG, wonach die Vorgaben (von Obergrenzen für die Höhe der Gesamterlöse aus Netzzugangsentgelten, § 21a Abs. 2 S. 1 EnWG) eine Regulierungsperiode unverändert bleiben, sofern nicht Änderungen staatlich veranlasster Mehrbelastungen auf Grund von Abgaben oder der Abnahme- und Vergütungspflichten nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz oder anderer, nicht vom Netzbetreiber zu vertretender, Umstände eintreten, gilt zunächst nur für bereits festgelegte Erlösobergrenzen. Einer rückwirken-

den Festlegung von Erlösobergrenzen steht die Vorschrift nicht grundsätzlich entgegen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 15.02.2017, VI-3 Kart 155/15 [V], Rn. 35 und 37, juris).

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber am 27.11.2017 vor Beginn der dritten Regulierungsperiode den für ihn nach damaligem Sachstand gültigen Effizienzwert mitgeteilt. Mit Schreiben vom 07.02.2018 wurde dem Netzbetreiber der Effizienzwert nach der ersten Korrektur der Aufwands- und Vergleichsparameter mitgeteilt.

Diese liegen um 3,11 Prozentpunkte bzw. 2,43 Prozentpunkte höher als der mit Schreiben vom 14.01.2019 angehörte Effizienzwert, so dass zwar eine nicht ganz unwesentliche Abweichung vorlag. Dem Netzbetreiber war jedoch bewusst und er musste damit planen, dass für das Unternehmen nicht unerhebliche Effizienzvorgaben für die dritte Regulierungsperiode relevant sein werden. Die nach der Anhörung vom 14.01.2019 durchgeführte Datenfehlerkorrektur bei dem Netzbetreiber, der fälschlicherweise die Benchmarkführerschaft erlangt hatte, und die damit verbundene Neuermittlung der Effizienzwerte aller Netzbetreiber führte im vorliegenden Fall zu einer Verbesserung des schließlich maßgeblichen Effizienzwertes gegenüber der Anhörung, somit zur Auferlegung weniger strenger Effizienzvorgaben

Dabei erachtet die Beschlusskammer grundsätzlich Abweichungen von bis zu einem Prozentpunkt in Anlehnung an § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV noch als nicht wesentlich. Der Verordnungsgeber geht selbst beim Vorliegen einer nicht im Effizienzvergleich abgebildeten Besonderheit der Versorgungsaufgabe davon aus, dass diese unbeachtlich ist, solange die Besonderheit nicht Kosten in Höhe von 5 % der relevanten Kosten ausmacht. Dem Netzbetreiber wird also i. V. m. dem sich aus § 16 Abs. 1 ARegV festzulegenden Abbaupfad zugemutet, jährlich bis zu 1/5 der Kosten der Besonderheit, also 1 % der Gesamtkosten, abzubauen. Vor diesem Hintergrund erscheint es angemessen, bei rückwirkenden Effizienzvorgaben, die von bisherigen Mitteilungen des Effizienzwertes abweichen, jedenfalls Abweichungen von bis zu 1 % noch nicht als wesentlich zu erachten, da dies abzubauenen Kosten von jährlich lediglich 0,2 % bzw. bei vier verbleibenden Jahren der Regulierungsperiode 0,25 % entspricht, also weit weniger, als der Verordnungsgeber als Schwellenwert bei Besonderheiten der Versorgungsaufgabe nach § 15 Abs. 1 ARegV bei einer jahresbezogenen Betrachtung vorsieht.

[REDACTED]

Hinzu kommt, dass die Effizienzvorgaben rein rechnerisch und losgelöst von der betriebswirtschaftlichen Realität erfolgen, mithin der Abbau von Ineffizienzen vor oder nach dem Beginn des jeweiligen Kalenderjahres einer Regulierungsperiode erfolgen kann (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14. September 2016, VI-3 Kart 175/14 (V), Rn. 121 f., juris).

Dem Netzbetreiber waren auch die anderen für die Festlegung der Erlösobergrenze wesentlichen Elemente bekannt bzw. diese waren aufgrund entsprechender Mitteilung der Beschlusskammer abschätzbar. Auf dieser Basis war der Netzbetreiber bereits Ende 2017 in der Lage, die beeinflussbaren Kosten des Jahres 2018 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, 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 01.01.2018 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 einschließlich Effizienzvorgaben 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 2017 waren dem Netzbetreiber mit Ausnahme des finalen Effizienzwertes alle wesentlichen Elemente zur Festlegung der Erlösobergrenze des Jahres 2018 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. Die Beschlusskammer sah es als sachdienlich an, sämtliche Ressourcen auf die zügige Abwicklung der parallel laufenden Verwaltungsverfahren (Verfahren zur Genehmigung des Saldos der Regulierungskonten der Jahre 2012 bis 2016 nach § 5 ARegV sowie von Kapitalkostenaufschlägen nach § 10a ARegV, Erweiterungsfaktoren nach § 10 ARegV sowie Verfahren zu Netzübergängen nach § 26 ARegV) sowie auf die Neuberechnung der Effizienzvergleiche der Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber zu bündeln, um die endgültige Festlegung der Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode und auch deren rechtssichere Anpassung nach § 4 Abs. 3 und 4 ARegV zeitnah zu ermöglichen.

Eine vorläufige Festlegung der Erlösobergrenzen vor Beginn der dritten Regulierungsperiode hätte auch nur mit dem vorläufigen Effizienzwert erfolgen können, dessen korrekte Herleitung nicht zweifelsfrei hätte dargelegt werden können und der möglicherweise noch einer Anpassung unterliegen konnte. Die Sachlage stellte sich somit abweichend vom Verfahren zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode (BK4-17-093) dar, bei dem am 13.12.2017 und damit noch vor Beginn der Regulierungsperiode der generelle sektorale Produktivitätsfaktor vorläufig in Höhe von 0,49 % festgelegt werden konnte.

In die Abwägung ist auch eingeflossen, dass die zeitliche Verzögerung nicht mehr als unwesentlich bezeichnet werden kann (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 15.02.2017, VI-3 Kart 155/15 (V), Rn. 47, juris) und nunmehr ein in nicht mehr unerheblichem Maße strengerer Effizienzmaßstab gilt, als zuvor dem Netzbetreiber gegenüber angekündigt wurde.

Ebenfalls in die Abwägung eingeflossen ist, dass auf Seiten des Netzbetreibers das festgestellte Ausgangsniveau durch Mitteilung vom 18.07.2017 sowie das Ergebnis

der Überleitungsrechnung durch Mitteilung vom 09.08.2017 bekannt waren. Daneben standen alle wesentlichen Elemente zur Bestimmung der festzulegenden Erlösobergrenzen einschließlich des vorläufig (wie endgültig) mit 0,49 % festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nach § 9 ARegV fest, so dass die Erlösobergrenze des Jahres 2018 durch Schätzungen vom Netzbetreiber bestimmt werden konnte. In Bezug auf den Effizienzwert konnte der Netzbetreiber den mit Schreiben vom 27.11.2017 mitgeteilten Wert ansetzen. Dieser Wert liegt um 3,11 Prozentpunkte höher als der schließlich maßgebliche Effizienzwert. Lediglich der Wert des Kapitalkostenabzugs nach § 6 Abs. 3 ARegV musste vom Netzbetreiber geschätzt werden. Hierzu war eine Berechnung nach den Vorgaben der ARegV erforderlich. Entsprechende Schätzvorgaben wurden dem Netzbetreiber indes über die im September 2017 im Internet veröffentlichten „Hinweise der Beschlusskammer 9 für Gasnetzbetreiber in Zuständigkeit bzw. in Organleihe der Bundesnetzagentur zur Veröffentlichung von Entgelten gemäß § 20 Abs. 1 S. 2 EnWG zum 15.10.2017“ sowie in einem Schreiben vom 05.12.2017 zu den Mitteilungspflichten gemäß § 28 ARegV zum 01.01.2018 gemacht.

In die Abwägung sind auch die weiteren Umstände bzw. Verfahrensabläufe im Jahr 2018 eingeflossen. Noch bevor – basierend auf dem damaligen Datenstand der Aufwands- und Vergleichsparameter – der Effizienzvergleich abgeschlossen werden konnte (abgeschlossen ist dieser frühestens, nachdem der Berichtsentwurf des Beraterkonsortiums samt den Erwägungen der Bundesnetzagentur mit den betroffenen Netzbetreibern sowie Vertretern der betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher konsultiert wurde und nach Auswertung sowie eingehender Prüfung der Stellungnahmen keine Änderungen am Modell vorgenommen werden sollen), ergaben sich aus der mündlichen Verhandlung am Bundesgerichtshof vom 10.04.2018 in den Verfahren EnVR 43/16, EnVR 53/16 und EnVR 54/17 Hinweise, nach denen nicht ausgeschlossen war, dass der Effizienzvergleich der Gasverteilernetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode betreffend die Schätzung der versorgten Fläche sowie weiterer flächenbezogener Parameter stellenweise zu überarbeiten sein könnte. Eine (auch vorläufige) Festlegung von Erlösobergrenzen gegebenenfalls einschließlich entsprechender Effizienzvorgaben in Kenntnis der Tatsache, dass die Herleitung der Effizienzvorgaben möglicherweise nicht den Besonderheiten bestimmter beteiligter Unternehmen in angemessener Weise Rechnung trägt, wäre nicht zweckdienlich gewesen. Während die Beschlusskammer angesichts des Obsiegens der Regulierungsbehörden in den

Verfahren vor dem 3. und 5. Kartellsenat des OLG Düsseldorf entsprechend der insoweit bestätigten Methodik durchaus Effizienzvorgaben festgelegt hätte (ein grundsätzliches Abwarten aller letztinstanzlichen Entscheidungen betreffend die vorherige Regulierungsperiode vor Festlegung der Erlösobergrenzen für die nächste Regulierungsperiode ist zeitlich grundsätzlich nicht möglich), erschien ihr das vor dem Hintergrund der mündlichen Verhandlungen beim Bundesgerichtshof vom 10.04.2018 nunmehr nicht mehr ohne weiteres opportun. Dass es richtig war, die Entscheidung des Bundesgerichtshofs abzuwarten, hat sich mit der am 12.06.2018 verkündeten Urteilsformel und mit den am 16.07.2018 zugestellten Entscheidungsgründen in den genannten Verfahren bestätigt.

Maßgeblich für die Abwägung war sodann auch der Umstand, dass aufgrund der Komplexität des Effizienzvergleichs und der nunmehr offenen Fragestellungen zum Umgang mit Gasverteilernetzbetreibern ohne Konzessionsvertrag im Effizienzvergleich einerseits konzeptionell zunächst geklärt werden musste, welche grundsätzlichen Lösungsmöglichkeiten bestehen und sodann basierend auf diesen Lösungsmöglichkeiten eine erneute Kostentreiberanalyse durch das Beraterkonsortium vorzunehmen war. Dies ist insofern für die Abwägungsentscheidung relevant, als es sich hierbei um eine verfahrensimmanente, notwendige Verzögerung zur Ermittlung belastbarer Effizienzwerte handelt, die zum damaligen Zeitpunkt nicht hätte verhindert werden können.

Angesichts der Dauer der Verzögerung, die zwar einerseits nicht mehr als unwesentlich bezeichnet werden kann, die aber andererseits nur ca. ein Drittel der Regulierungsperiode beträgt, des mit Schreiben vom 22.11.2018 mitgeteilten Effizienzwertes, der für den Großteil der Netzbetreiber im Regelverfahren – in Einzelfällen nicht unerheblich - unterhalb und einen weitaus kleineren Teil der Netzbetreiber durchgängig lediglich marginal oberhalb des schließlich maßgeblichen Effizienzwertes lag, mit dem Schreiben vom 22.11.2018 somit weitestgehend eine Untergrenze der schließlich maßgeblichen Effizienzvorgaben definiert wurde, der frühzeitigen Kenntnis des Netzbetreibers der wesentlichen für die Berechnung der Erlösobergrenzen maßgeblichen Werte – insbesondere auch eines Effizienzwertes für die dritte Regulierungsperiode, der nun zwar niedriger liegt, als die zunächst mitgeteilten, aber diese den Netzbetreiber ohnehin dazu veranlasst haben mussten, den Abbau nicht unerheblicher Ineffizienzen einzuplanen (vgl. hierzu auch OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14.09.2016, VI-3 Kart 175/14 (V), Rn. 124) – sowie der unvermeidbaren Verfahrensbündelung zum

Jahresende 2017 auf Seiten der Behörde, der Fehler sowohl der Bundesnetzagentur bei der Bestimmung der Aufwandsparameter aber auch der Fehler einer Vielzahl von Netzbetreibern bei der Meldung der Vergleichsparameter und der Entscheidungen des Bundesgerichtshofs im Jahr 2018 erachtet die Beschlusskammer die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenze für das Jahr 2018 und auch für das Jahr 2019 als vom Ermessen gedeckt. Aus Sicht der Beschlusskammer überwiegt hier das Interesse der Netznutzer an der (rückwirkenden) Festlegung von Erlösobergrenzen ab Beginn der dritten Regulierungsperiode. Die gegen die rückwirkende Festlegung sprechenden Prinzipien des Vertrauensschutzes (soweit ein solches überhaupt bestand) 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. 37 Abs. 10 der Richtlinie 2009/72/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.

Auch ist es jedenfalls im Ergebnis unerheblich, dass sich die Rückwirkung gerade auf Effizienzvorgaben bezieht. Hierin liegt sachlich kein Unterschied zu einer Rückwirkung, bei der aus sonstigen Gründen eine geringere Erlösobergrenze als vom Netzbetreiber antizipiert festgelegt wird. Wie erörtert können nämlich die Effizienzvorgaben – seien sie vor der Regulierungsperiode, vorläufig oder nachträglich festgelegt – rein rechnerisch und losgelöst von der betriebswirtschaftlichen Realität erfolgen. Mithin kann (und soll) der Abbau von Ineffizienzen vor oder nach dem Beginn des jeweiligen Kalenderjahres einer Regulierungsperiode erfolgen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14. September 2016, VI-3 Kart 175/14 (V), Rn. 121 f., juris). Dies gilt im System der Anreizregulierung selbst dann, wenn dem Netzbetreiber zu keinem Zeitpunkt Effizienzvorgaben gemacht werden oder durch vorherige Mitteilungen höher Effizienzwerte kundgetan wurden. Die Pflicht, die Kosten effizient zu halten, bestand selbst vor Beginn der Anreizregulierung nach § 21 Abs. 2 EnWG (vgl. hierzu auch OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14.09.2016, VI-3 Kart 175/14 (V), Rn. 134).

In die Abwägung sind auch die sich aus § 16 Abs. 1 ARegV im Hinblick auf den Abbaupfad ergebenden Aspekte eingeflossen. Nach § 16 Abs. 1 ARegV sollen die Erlösobergrenzen durch die Regulierungsbehörde so festgelegt werden, dass die ermittelten Ineffizienzen unter Anwendung eines Verteilungsfaktors rechnerisch innerhalb einer Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut werden. Dabei soll der Abbau der ermittelten Ineffizienzen jeweils zum Ende der Regulierungsperiode abgeschlossen sein. Durch die Streckung des Abbaus der Ineffizienzen über den Zeitraum von mehreren Jahren will der Verordnungsgeber vermeiden, dass der Netzbetreiber seine Kosten sofort auf ein effizientes Niveau senken muss und so die Zumutbarkeit der Vorgaben gewährleisten (BR-Drs. 417/07, S. 60). Diese Vorgabe, dass die ermittelten Ineffizienzen rechnerisch gleichmäßig innerhalb einer Regulierungsperiode abzubauen sind, wird mit der vorliegenden Festlegung erfüllt, denn bezüglich des maßgeblichen Effizienzwertes wird ein Verteilungsfaktor von 0,2 angesetzt. Sofern geltend gemacht wird, dass sich aus der Festlegung im Vergleich zu zuvor mitgeteilten Effizienzwerten ein zusätzliches Abbauziel ergibt, ist dem entgegenzuhalten, dass diese Vorgabe wie erörtert losgelöst von der betriebswirtschaftlichen Realität erfolgen und der Abbau von

[REDACTED]

Ineffizienzen vor oder nach dem Beginn des jeweiligen Kalenderjahres einer Regulierungsperiode erfolgen kann. Entscheidend ist also nicht, ob der Netzbetreiber jetzt noch Maßnahmen treffen kann, um Kosten in einen abgeschlossenen Zeitraum abzubauen, sondern lediglich, ob die gegebenenfalls erhöhten Effizienzvorgaben an sich erreichbar sind. Hierbei sind an die Bundesnetzagentur im Zuge der Anhörungsverfahren in keinem Fall substantiierte Gründe herangetragen worden, dass dies nicht der Fall sein sollte.

Die Entscheidung, die Erlösbergrenze für das Jahr 2018 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 Erlösberggrenzen festzulegen. Die rückwirkende Festlegung ist hierzu geeignet, insbesondere werden dadurch rückwirkende Effizienzvorgaben entsprechend §§ 12 ff. ARegV ermöglicht. 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 und insbesondere keine oder geringere Ineffizienzen abzubauen zu müssen, muss aus Sicht der Beschlusskammer hinter dem Interesse der Allgemeinheit an einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas zurückstehen.

Dem Netzbetreiber wurde bereits vor Beginn der dritten Regulierungsperiode in Aussicht gestellt, dass er einen Effizienzwert von weniger als 100 % erhalten würde, so dass er ohnehin stets gehalten war, ab Beginn der dritten Regulierungsperiode vorhandene Ineffizienzen abzubauen.

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.

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 bis 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 Erlösberggrenzen den mit Beschluss der Beschlusskammer 4 vom 21.02.2018 unter dem Aktenzeichen BK4-17-093 festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor zugrunde gelegt. Die Bestimmung des sektoralen Produktivitätsfaktors erfolgte in der dritten Regulierungsperiode erstmalig durch die Bundesnetzagentur und ist nicht durch Rechtsverordnung vorgegeben. Auch gegen den Beschluss BK4-17-093 haben zahlreiche Netzbetreiber Beschwerde eingelegt.

Die Beschlusskammer trifft hinsichtlich des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors die unter Ziffer 4 tenorierte Regelung zur Anpassung dieses Beschlusses zur Festlegung der Erlösberggrenzen des Netzbetreibers für die dritte 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 der Beschlusskammer 4 auch in diesem Verfahren zur Festlegung der Erlösberggrenzen 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 den im ursprünglichen Beschluss 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 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 zu dem mit Beschluss BK4-17-093 festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor 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 Erlösberggrenzen mit einer Beschwerde angegriffen, dabei die Anwendung eines rechtswidrigen

[REDACTED]

generellen sektoralen Produktivitätsfaktors gerügt hätte und es zu einer Neufestlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors 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 BK4-17-093 auch von einem niedrigeren 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 BK4-17-093 etwaige die Erlösobergrenze reduzierende Effekte berücksichtigt werden. Deshalb ist die Regelung so ausgestaltet, dass eine Anpassung sowohl erlösobergrenzen erhöhend 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 ausdrücklichen Einverständnis des Netzbetreibers geschehen ist. Dieser hat sich im Anhörungsverfahren nach ausdrücklichem Hinweis für die Aufnahme der Regelung ausgesprochen. 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 BK4-17-093 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, Anlage A3**
- **Anlage I-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 I-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** (abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3Regulierungsperiode/3regulierungsperiode_node.html)
- **Gutachten zur Erstellung gebietsstruktureller Daten Verteilnetzbetreiber Gas** (abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3Regulierungsperiode/3regulierungsperiode_node.html)



RECHTSBEHELFSBELEHRUNG

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

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 Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Bonn, den 16.11.2020

Vorsitzender



Dr. Christian Schütte

Beisitzer



Roland Naas

Beisitzer



Stefan Tappe

A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen**1. Zusammenfassung B. Regulierungsperiode)****1.1 Daten der Regulierungsperiode**

Verfahrensart	Regelverfahren
Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV	
Basisjahr [t ₀]	2015
Effizienzwert [EW]	87,08%
Supereffizienzwert [SEW]	0,00%
Verbraucherpreissamindex nach § 8 Satz 2 ARegV [VPI _t]	100

1.2 Jahresdaten

Jahr	Verteilungsfaktor nach § 16 Abs. 1 ARegV (V _t)	Verteilungsfaktor nach § 16 Abs. 2 ARegV [V _{min,t}]	Verbraucherpreissamindex nach § 8 Satz 2 ARegV [VPI _t]	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV (PF _t)
2018	0,20		100,47	0,4500%
2019	0,40		102,25	0,9824%
2020	0,60		103,80	1,4772%
2021	0,80		105,63	1,9745%
2022	1,00		107,50	2,4741%

1.3 Berechnung der Erlösobergrenze

Jahr	Erlösobergrenze nach § 4 ARegV	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV	Verbleibender Anteil der Ineffizienzen im Jahr t	Beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 4 ARegV	Supereffizienzbonus nach § 12a ARegV	Dauer der Regulierungsperiode	
t	EO_t	$+ KA_{unb,t}$	$+ KA_{vor,t}$	$+ (1 - V_t)$	$+ KA_{b,t}$	$+ B_0$	/ T	
2018	48.308.506	10.867.167		0,80		0	5	
2019	47.453.110	10.867.167		0,60		0	5	
2020	46.502.240	10.867.167		0,40		0	5	
2021	45.623.343	10.867.167		0,20		0	5	
2022	44.757.607	10.867.167		0,00		0	5	
Jahr	Verbraucherpreissamindex nach § 8 Satz 2 ARegV im Jahr t	Verbraucherpreissamindex nach § 6 Abs. 1 ARegV im Basisjahr	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV	Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV	Qualitätselement nach § 19 ARegV	volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV im Jahr t	volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV im Basisjahr	Sonstiges
t	$\cdot (VPI_t)$	$/ VPI_0$	$\cdot PF_t$	$+ KKA_t$	$+ Q_t$	$+ (VK_t)$	$-VK_0$	$+ Sonstiges$
2018	100,47	100,00	0,0049	0	0	0	0	0
2019	102,25	100,00	0,0098	0	0	0	0	0
2020	103,80	100,00	0,0148	0	0	0	0	0
2021	105,63	100,00	0,0197	0	0	0	0	0
2022	107,50	100,00	0,0247	0	0	0	0	0

2 Detaillierte Übersicht (3. Regulierungsperiode)

2.1 Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV	Ausgangsniveau Basisjahr 2013, t ₀		1. Jahr 2018, t ₁		2. Jahr 2019, t ₂		3. Jahr 2020, t ₃		4. Jahr 2021, t ₄		5. Jahr 2022, t ₅	
	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse
gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten (Nr. 1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Konzessionsabgaben (Nr. 2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Betriebssteuern (Nr. 3)												
erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (Nr. 4)	10.289.480		10.289.480		10.289.480		10.289.480		10.289.480		10.289.480	
genehmigte Investitionsinzinsnahmen nach § 23 ARegV (Nr. 6)	0		0		0		0		0		0	
Auflösung des Abzugsbetrages nach § 23 Abs. 2a ARegV		0		0	*	0		0		0		0
verbleibende Kosten Blöges nach Abzug Wälzungspauschale (Nr. 8a)												
betrieb. und tarifvertrag. Vereinbar, zu Lohnzusatz- und Versorgungsleist. (Nr. 9)												
Betriebs- und Personalrats Tätigkeit (Nr. 10)												
Berufsausbildung, Weiterbildung, Betriebskindertagesstätten (Nr. 11)												
Auflösung von Baukostenzuschüssen/ Netzanschlusskostenbeiträgen (Nr. 13)												
Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pauschale im Vereinfachten Verfahren nach § 24 Abs. 2 Satz 3 ARegV	0		0		0		0		0		0	
Summe												
I. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten K _{du} (Saldo)	10.606.996		10.867.167		10.867.167		10.867.167		10.867.167		10.867.167	
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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kosten für Lastflussszusagen	0		0		0		0		0		0	
Summe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo	0		0		0		0		0		0	
II. Differenz der volatilen Kostenanteile (VK - VK ₀)			0		0		0		0		0	

2.3 Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kostenanteile		Ausgangsniveau Basisjahr 2015, €	1. Jahr 2018, €	2. Jahr 2019, €	3. Jahr 2020, €	4. Jahr 2021, €	5. Jahr 2022, €
Gesamtkosten	KA_{ges}						
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	KA_{dnt}	10.606.996					
Kapitalkostenabzug	$KKAb_i$						
Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil [€]	$KA_{vnt,i} = (KA_{ges} - KA_{dnt} - KKAb_i) \cdot EW_a$						
Beeinflussbarer Kostenanteil [€]	$KA_{bl,i} = (KA_{ges} - KA_{dnt} - KKAb_i - KA_{vnt,i})$						
Nicht abgebauter beeinflussbarer Kostenanteil	$(1 - V_i) \cdot KA_{bl,i}$						
Effizienzbonus	B_i	0					
verteilter Effizienzbonus	B_i / T						
III.a Jährliche vorübergehend nicht beeinflussbarer zzgl. nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteil	$KA_{vnt,i} + (1 - V_i) \cdot KA_{bl,i} + B_i / T$						
2.4 Verbraucherpreisgesamindex (VPI) und Produktivitätsfaktor (PF)		$VPI_{2015} (= VPI_0)$	VPI_{2018}	VPI_{2019}	VPI_{2020}	VPI_{2021}	VPI_{2022}
Verbraucherpreisgesamindex nach § 9 ARegV	VPI	100,00	100,47	102,25	103,80	105,63	107,50
Steigerung des Verbraucherpreisgesamindex bezogen auf Basisjahr VPI ₀ / VPI _i			1,0047	1,0225	1,0380	1,0563	1,0750
kumulierter genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV	PF_i	0,0049	0,0049	0,0098	0,0148	0,0197	0,0247
Verbraucherpreisgesamindex / Produktivitätsfortschritt	$(VPI_i / VPI_0) - PF_i$		0,9998	1,0127	1,0232	1,0366	1,0503
III. Jährliche Kostenanteile mit VPI und PF	$III.a \times (VPI_i / VPI_0 - PF_i)$						
2.5 Kapitalkostenaufschlag (KKA)							
IV. Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV	KKA_i		0	0	0	0	0
2.6 Qualitätskoeffizient (Q)							
V. Zu- und Abschläge auf die EOG nach § 19 ARegV	Q_i		0	0	0	0	0
2.7 Zwischenergebnis Erlösobergrenze nach Regulierungsformel (EO _i)		$EO_i = I. + III. + IV. + V. + II.$					
2.8 Sonderverhältnisse							
Sachverhalte die nicht von der Regulierungsformel erfasst werden			0	0	0	0	0
3 Kalenderjährliche Erlösobergrenze	EO_i		48.308.506	47.453.110	46.502.240	45.623.343	44.757.607

In den Fremdkapitalzinsen enthaltene KA _{drp}Seite 1 von 1

A2.1-NB1 Bestimmung des Kapitalkostenabzug (KKAb) gem. § 6 Abs. 3 ARegV		Mittelwerte/Jahreswerte t					
		0	1	2	3	4	5
		2015	2018	2019	2020	2021	2022
1.	Kalkulatorische Abschreibungen (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 1)						
	I. für Altanlagen zu AK/HK, AJ < 2006						
	II. für Altanlagen zu TNW, AJ < 2006						
	III.a für Neuanlagen zu AK/HK, AJ > 2006						
	III.b für Neuanlagen zu AK/HK, AJ = 2006						
	IV.a für immaterielles Anlagevermögen, AJ > 2006						
	IV.b für immaterielles Anlagevermögen, AJ ≤ 2006						
Ab _t	V. Kalkulatorische Abschreibungen nach § 6 GasNEV i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)						
	Entwicklung der kalkulatorischen Abschreibungen in % (mit Übergangssockel)						
2.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 2-8)						
	Restwertanteil der Altanlagen (mit Übergangssockel)						
	Restwertanteil der Neuanlagen (mit Übergangssockel)						
	I. Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV bei einer Quote von 40 %						
	I.a Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Altanlagen						
	I.b Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen						
	I.c Betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV über einer Quote von 40 %						
	II.a Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Altanlagen			5,12%			
	II.b Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen			6,91%			
	II.c Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung über einer Quote von 40 %			3,03%			
EKZ _t	II. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung GESAMT i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)						
	Entwicklung des kalkulatorischen EK-Verzinsung in % (mit Übergangssockel)						
3.	Kalkulatorische Gewerbesteuer (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 9)						
	I. Gewerbesteuersatz						
GewSt _t	II. Kalkulatorische Gewerbesteuer						
	Entwicklung der kalkulatorischen Gewerbesteuer in % (mit Übergangssockel)						
4.	Fremdkapitalzinsen (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 10)						
FKZ _t	Fremdkapitalzinsen i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)						
	Entwicklung der Fremdkapitalzinsen in % (mit Übergangssockel)						
5.	Kapitalkostenabzug (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 1-3)						
KK _t	Kapitalkosten nach § 6 Abs. 3 ARegV i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)						
KKAb _t	Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)						
	Entwicklung des Kapitalkostenabzugs in % (mit Übergangssockel)						
Auswirkung der Übergangsregelung in § 34 Abs. 5 ARegV							
6.	In den Fremdkapitalzinsen enthaltener dauerhafter nicht beeinflussbarer Kostenanteil						
	In den Fremdkapitalzinsen enthaltene KA _{dnb} i.V.m. § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)						
	Entwicklung der Fremdkapitalzinsen in % (mit Übergangssockel)						

A2.2-NB1 Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gem. § 6 Abs. 3 ARegV (KKAb)	Wertansätze		fortgeschriebene Wertansätze						Mittelwerte/Jahreswerte t					
	In der Kostenprüfung								0	1	2	3	4	5
	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	2015	2018	2019	2020	2021	2022
Betriebsnotwendiges Anlagevermögen (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 2)														
EK-Quote nach § 6 GasNEV des Ausgangsniveaus im Basisjahr														
1.1 Altanlagen zu AK/HK														
1.1.1 Immaterielle Vermögensgegenstände														
1.1.3 Sachanlagevermögen zu AK/HK														
1.1.4 Grundstücke zu AK/HK														
1.2 Altanlagen zu TNW														
1.2.1 Immaterielle Vermögensgegenstände														
1.2.3 Sachanlagevermögen zu TNW														
1.2.4 Grundstücke zu AK/HK														
1.3 Neuanlagen zu AK/HK														
1.3.1 Immaterielle Vermögensgegenstände														
1.3.1.a davon AJ > 2006 (Übergangssockel)														
1.3.1.b davon AJ = 2006														
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.a kalkulatorisches (Sach)anlagevermögens nach § 7 GasNEV														
1 kalkulatorisches (Sach)anlagevermögens nach § 7 GasNEV i.V.m § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)														
Entwicklung des (Sach)anlagevermögens in % (mit Übergangssockel)														
Übriges betriebsnotwendiges Vermögen (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 3)														
2 Finanzanlagen		0	0											
3 Bilanzwerte des Umlaufvermögens		2.142.671	2.138.446											
1.a Betriebsnotwendiges Vermögen nach § 7 GasNEV i.V.m § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)														
Entwicklung des betriebsnotwendigen Vermögens in % (mit Übergangssockel)														
Betriebsnotwendiges Eigenkapital (Anlage 2a zur ARegV, Abs. 4 Nr. 4-b)														
4. Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzzanschlusskosten														
4.a davon ZI > 2006 (Übergangssockel)														
4.b davon ZI ≤ 2006														
II.a Abzugskapital exkl. BKZ/NAKB														
II. Abzugskapital														
III. Verzinstanteil Fremdkapital														
IV. Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 GasNEV i.V.m § 34 Abs. 5 ARegV (Übergangssockel)														
Entwicklung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals in % (mit Übergangssockel)														

A3 Effizienzvergleich**Ergebnisse des Effizienzvergleichs**

Verfahren	Wert
DEA _{Normal}	59,6399%
DEA _{Standardisiert}	69,3958%
SFA _{Normal}	83,9900%
SFA _{Standardisiert}	87,0802%

Ergebnisse der Supereffizienzanalyse

Verfahren	Wert
DEA _{Normal}	59,0675%
DEA _{Standardisiert}	61,5311%

Anzuwendender Effizienz- und Supereffizienzwert

Bestwert gemäß § 12 Abs. 4 und Abs. 4a S. 3 ARegV	87,0802%
Aufschlag gemäß § 15 Abs. 1 ARegV	0,0000%
Effizienzwert [EVV]	87,0802%
Supereffizienzwert [SEW]	0,0000%

Vergleichsparameter		
Bezeichnung	Einheit	Wert
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen	m³n/h	116.688,00
Rohrvolumen	m³	85.608,65
Messstellen bei Letztverbrauchern/Netzkopplungspunkten	Anzahl	62.919,00
Ausspeisepunkte der Netzebenen HD2, HD3 und HD4	Anzahl	52,00
Gewichtung des Anteils der vorherrschenden Bodenklassen 4, 5 und 6 (Tiefenstufe 0-1m) mit der Netzlänge	km	2.354,74

**Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach
§ 6 Abs. 1 ARegV**

Gemäß § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV ermittelt die Beschlusskammer das Ausgangsniveau für die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in der dritten Regulierungsperiode durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 der GasNEV. Die dritte Regulierungsperiode beginnt am 01.01.2018. 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 2015.

Für die Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode Gas (2018 bis 2022) 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 so ermittelten Netzkosten, die gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen bilden, ergeben sich aus **Anlage 1-NB** und betragen



Die Beschlusskammer hat der Prüfung, neben dem nach § 6 Abs. 1 ARegV i. V m. § 28 GasNEV vorzulegenden Bericht, den Erhebungsbogen zu Grunde gelegt, der vom Netzbetreiber über das Energiedatenportal übermittelt wurde. Bei der Übermittlung wurde die Bezeichnung der XLSX-Datei mit einem Datum und einem sog. Hashwert versehen, um eine eindeutige Kennzeichnung der Datei 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 Entstehensgrunde 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 dritten 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 zu Grunde, dass die Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösobergrenzen 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 2015 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösobergrenzen 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 30.06.2016 (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 auf alle Gasversorgungsnetze innerhalb des Marktgebiets umgelegt; aufgrund der anstehenden Novellierung des § 19a EnWG erfolgt ab dem 01.01.2017 eine bundesweite Umlage. Der damit verbundene Wälzungsmechanismus ist durch die Vertragspartner in § 10 der KoV vom 30.06.2016 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 ab 1.1.2017 an alle Netzbetreiber bundesweit weitergegeben. Daher sind die durch die Marktraumumstellung verursachten Kosten nicht als Netzkosten zu berücksichtigen.

1.1. Aufwendungen für die Beschaffung von Eigenverbrauch (Ziffer 1.1.1.3)

Der Netzbetreiber hat in der Position „Aufwendungen für die Beschaffung von Eigenverbrauch“ eine Hinzurechnung in Höhe von [REDACTED] durchgeführt. Er begründet die damit, dass der in den Jahresabschluss eingeflossene Betrag einen aperiodischen Effekt enthalte. Buchhalterisch würde es sich im Jahr 2015 um eine Aufwandsminderung für die Vorjahre (erhöhte Vorauszahlungen bis 2013/2014) handeln und nicht den in 2015 tatsächlich angefallenen Aufwand für die Beschaffung von Eigenverbrauch widerspiegeln. Dieses resultiere aus dem Umstand, dass aufgrund der Vielzahl von Verbrauchsstellen in den Jahren 2011 bis 2013 keine regelmäßige Ablesung der Zähler stattgefunden habe, sondern vielfach Schätzwerte an den Lieferanten gemeldet wurden.

Die Beschlusskammer legt zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für die dritte Regulierungsperiode die Werte des Basisjahres 2015 zu Grunde. Eine Anerkennung von Kosten, die über das Niveau des Jahresabschlusses 2015 hinausgehen, ist nicht zulässig. Zudem ist auch nicht ersichtlich, dass diese vom Netzbetreiber hinzugerechneten Kosten periodisch im Laufe der dritten Regulierungsperiode wiederkehren; vielmehr handelt es sich hierbei bereits dem Grunde nach um einmalige Aufwendungen. Somit sind die aus dieser Besonderheit des Geschäftsjahres resultierenden Kosten nicht zu berücksichtigen.

1.2. Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe davon Sonstiges (Ziffer 1.1.1.5)

Der Netzbetreiber macht u.a. Kosten für Arbeitssicherheit, Büro-Gebäudetechnik und Messtechnik in einer Höhe von [REDACTED] in der Kostenposition Aufwendungen für „Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe davon Sonstiges“ geltend.

Diese Aufwendungen stellen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2011 bis 2014 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt [REDACTED]. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten in Höhe von [REDACTED] über dem Durchschnittswert der Vorjahre. Dabei wird zum Zwecke der Vergleichbarkeit der Mittelwert aus den Kosten der genannten Jahre inklusive Investitionsmaßnahmen, Biogas und Marktraumumstellung berechnet und mit den Kosten des Jahres 2015 inklusive dieser Positionen abgeglichen. Ansonsten wäre der Vergleich verzerrt, da die Kosten des Jahres 2015 exklusive Investitionsmaßnahmen, Biogas und Marktraumumstellung geltend gemacht wurden, die entsprechenden Positionen in den Jahren 2011 bis 2014 jedoch enthalten sind. Daher ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres periodisch in der dritten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren.

Da der Netzbetreiber jedoch anhand des entsprechenden Wertes aus dem Jahr 2016 plausibilisiert hat, dass der Kostenaufwuchs im Basisjahr teilweise mit einem allgemeinen Anstieg des Kostenniveaus korrespondiert, wurde ein Fünftel des Aufwuchses gegenüber dem Durchschnittswert der Jahre 2011 bis 2014 anerkannt.

Hieraus resultiert eine Kürzung in Höhe von [REDACTED]

1.3. Aufwendungen für bezogene Leistungen, davon 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. Netzbetreiber können gemäß § 4 Abs. 5 GasNEV Kosten oder Kostenbestandteile, die anfallen auf Grund einer Überlassung betriebsnotwendiger Anlagengüter, maximal in der Höhe ansetzen, wie sie anfielen, wenn sie die Leistung selbst erbringen würden.

§ 4 Abs. 5a GasNEV (n.F.) 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 Absatz 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 einem Gasversorgungsnetz 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 anfallen würden, wenn der Netzbetreiber die jeweiligen Leistungen selbst erbringen würde. Der Netzbetreiber hat die erforderlichen Nachweise zu führen. Die Preise für die Überlassung betriebsnotwendiger Anlagengüter 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“).

Ein effizientes, im Wettbewerb stehendes Unternehmen wird nur dann Dienstleistungen bei Dritten beauftragen, wenn es diese nicht günstiger selbst erbringen könnte. 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).

Die Überprüfung der Kosten für die Überlassung der Anlagengüter und die Dienstleistungen der e. kundenservice Netz GmbH erfolgte anhand eines Erhebungsbogens. Entsprechend der dargestellten Grundsätze waren von den im Erhebungsbogen angesetzten [REDACTED] insgesamt Kosten für die Dienstleistung in Höhe von [REDACTED] zu berücksichtigen. Die zu berücksichtigenden Kosten und die Kürzungen in Höhe von [REDACTED] ergeben sich aus Anlage I-DL und wurden vollumfänglich in der Kostenposition 1.1.2.4. (Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen) ausgewiesen.

1.3.1. Dienstleistungsvertrag mit E.ON Business Services GmbH

Die Netzbetreiber hat Aufwendungen für durch erbrachte Dienstleistung in einer Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Diese waren in Höhe von [REDACTED] zu berücksichtigen.

Gemäß den Ausführungen des Netzbetreibers auf Tabellenblatt A.1. Frage 1.8 des Erhebungsbogens und der Stellungnahme zu Anhörung sind in diesem Dienstleistungsvertrag [REDACTED] in Höhe von [REDACTED] enthalten. Der Netzbetreiber hätte die Dienstleistung somit zu den um den Gewinnaufschlag verringerten Kosten selbst erbringen können. Somit waren die Kosten um [REDACTED] zu reduzieren.

1.3.2. Dienstleistungsvertrag mit E.ON Beteiligungen GmbH

Der Netzbetreiber hat Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Dienstleistung in einer Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Diese waren in Höhe von [REDACTED] zu berücksichtigen.

Gemäß den Ausführungen des Netzbetreibers auf Tabellenblatt A.1. Frage 1.8 des Erhebungsbogens und der Stellungnahme zu Anhörung sind in diesem Dienstleistungsvertrag [REDACTED] in Höhe von [REDACTED] enthalten. Der Netzbetreiber hätte die Dienstleistung somit zu den um den [REDACTED] verringerten Kosten selbst erbringen können. Somit waren die Kosten um [REDACTED] zu reduzieren.

1.4. Zinsen und ähnliche Aufwendungen, davon Sonstiges (Ziffer 1.3.4)

Der Netzbetreiber hat im Basisjahr 2015 Aufwendungen für „Zinsen und ähnliche Aufwendungen, davon Sonstiges“ in Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Diese Aufwendungen sind Zinsanteile aus der Zuführung von Pensionsrückstellungen, und sonstige Zinsaufwendungen, die beeinflussbare Kostenbestandteile darstellen. Bei den sonstigen Zinsaufwendungen ist im Basisjahr ein steuerlich bedingter Anteil enthalten, der der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres darstellt. Der Durchschnitt der in den Jahren 2011 bis 2014 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt [REDACTED]. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten in Höhe von [REDACTED] über dem Durchschnittswert der Vorjahre.

Da der Netzbetreiber jedoch anhand des entsprechenden Wertes aus dem Jahr 2016 plausibilisiert hat, dass der Kostenaufwuchs im Basisjahr teilweise mit einem allgemeinen Anstieg des Kostenniveaus korrespondiert, wurde ein Fünftel des Aufwuchses gegenüber dem Durchschnittswert der Jahre 2011 bis 2014 anerkannt.

Hieraus resultiert eine Kürzung in Höhe von [REDACTED]

Ferner hat der Netzbetreiber in der Kostenposition „Zinsen und ähnliche Aufwendungen, davon Sonstiges“ Kosten zur Abbildung einer periodisierten Zuführung (1/5) der Rückstellung der Insolvenz der FlexStrom-Gruppe für die Jahre 2011 und 2012 vorgenommen.

Es ist nicht ersichtlich, dass diese Kosten periodisch im Laufe der dritten Regulierungsperiode wiederkehren; vielmehr handelt es sich bei der Insolvenz bereits dem Grunde nach um einmalige Aufwendungen. Die aus der Besonderheit des Geschäftsjahres resultierend Hinzurechnung von Kosten in Höhe von [REDACTED] wurden daher nicht berücksichtigt.

Der vom Netzbetreiber gekürzte Zinsaufwand für die Rückstellung der Insolvenz der FlexStrom-Gruppe wurde von Seiten der Beschlusskammer in Höhe von [REDACTED] wieder hinzugerechnet.

1.5. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge (Ziffer 1.5.6)

Für das Basisjahr 2015 hat der Netzbetreiber eine Hinzurechnung in Höhe von [REDACTED] um die über die Dauer einer Regulierungsperiode anfallenden Aufwendungen für Gebührenbescheide der BNetzA abzubilden vorgenommen. Der Netzbetreiber begründet dies damit, dass dies insbesondere die Aufwendungen für den Gebührenbescheid im Rahmen der EOG-Festlegung betreffe, welche aufgrund der frühzeitigen Rückstellungszuführung nur in einem Jahr der Regulierungsperiode als Aufwand abgebildet würden. Der Aufwand betreffe jedoch eine gesamte Regulierungsperiode und fließe zudem über das Abzugskapital im Rahmen der Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung in die Berechnung der Netzkosten unmittelbar mit ein. Auf Grund der auch zukünftig zu erwartenden Gebührenbescheide der BNetzA sowie auf Basis der im März 2016 ergangenen Anhörung der BNetzA zum Gebührenbescheid für die EOG-Festlegung der zweiten Regulierungsperiode hat der Netzbetreiber eine periodisierte Hinzurechnung in Höhe von 1/5 des angehörten Betrages vorgenommen.

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.

1.6. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Postkarten, Frachtkosten und ähnliche Kosten (Ziffer 1.5.9)

Der Netzbetreiber hat im Basisjahr 2015 Aufwendungen für „sonstige betriebliche Kosten, davon Postkarten, Frachtkosten und ähnliche Kosten“ in Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Diese Aufwendungen stellen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten liegen über dem Durchschnittswert der Vorjahre (2011-2014). Zum Zwecke der Vergleichbarkeit wurde der Mittelwert aus den Kosten der genannten Jahre berechnet und mit den Kosten des Jahres 2015 abgeglichen. Der Wert des Basisjahres 2015 blieb bei der Durchschnittsbildung außen vor, da ansonsten die

Besonderheiten des Geschäftsjahres auf diesem Wege zumindest anteilig Eingang in die Kosten finden würden.

Der Netzbetreiber hat nachgewiesen, dass die in der Zeitreihe aufgeführten Kosten der Jahre 2011 und 2012 nicht repräsentativ für die Kosten der 3. Regulierungsperiode sind. Aus diesem Grund hat die Beschlusskammer diese bei der Durchschnittsbildung nicht berücksichtigt. Somit waren die vom Netzbetreiber angesetzten Kosten in Höhe von [REDACTED] auf den ermittelten Durchschnitt der Jahre 2013 und 2014 in Höhe von [REDACTED] zu kürzen.

1.7. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Sponsoring, Werbung und Spenden (Ziffer 1.5.11.) sowie Aufwendung für Bewirtung und Geschenke (Ziffer 1.5.13.)

Die Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden in Höhe von [REDACTED] sind nicht zu berücksichtigen. Die Prüfung der anzuerkennenden Kosten erfolgte anhand einer vom Netzbetreiber vorgelegten Aufstellung. Es wurden nur die Kosten anerkannt, die sachlich eindeutig dem Netzbetrieb zuzuordnen waren. Gleiches gilt für die in der Kostenposition 1.5.13. ausgewiesenen Geschenke. Diese wurden in Höhe von [REDACTED] nicht anerkannt.

1.8. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Sonstiges (Ziffer 1.5.18)

In der Position für sonstige betriebliche Kosten, davon Sonstiges hat der Netzbetreiber Bewirtungskosten von Mitarbeitern sowie Aufwendungen für [REDACTED] in Höhe von [REDACTED] enthalten. Der Durchschnitt der in den Jahren 2011 bis 2014 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt [REDACTED]. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten in Höhe von [REDACTED] über dem Durchschnittswert der Vorjahre.

Da der Netzbetreiber jedoch anhand des entsprechenden Wertes aus dem Jahr 2016 plausibilisiert hat, dass der Kostenaufwuchs im Basisjahr teilweise mit einem allgemeinen Anstieg des Kostenniveaus korrespondiert, wurde ein Fünftel des Aufwuchses gegenüber dem Durchschnittswert der Jahre 2011 bis 2014 anerkannt. Hieraus resultiert eine Kürzung in Höhe von [REDACTED].

Ferner hat der Netzbetreiber für eine handelsrechtliche Rückstellung (Händlerinsolvenz TelDaFax) aus dem Jahr 2011 im Basisjahr eine anteilige Hinzurechnung (1/5 des Zuführungsbetrags) in Höhe von [REDACTED] getätigt. Diese Rückstellung ist jedoch der 2. Regulierungsperiode zuzuordnen, so dass eine Berücksichtigung in der 3. Regulierungsperiode nicht zulässig ist. Es ist nicht ersichtlich, dass diese Kosten periodisch im Laufe der dritten Regulierungsperiode wiederkehren; vielmehr handelt es sich bei der Insolvenz bereits dem Grunde nach

um einmalige Aufwendungen. Die aus der Besonderheit des Geschäftsjahres resultierend Hinzurechnung von Kosten wurden daher nicht berücksichtigt.

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 gemäß § 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 1.1.2004 die kalkulatorischen Abschreibungen für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV) vorzunehmen; hierdurch konnte es ggf. zu einem Wechsel der Nutzungsdauer kommen.

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 Vor-

gabe verbietet es bspw., 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.

2.2. Netzkauf und vergleichbare Fallgestaltungen

Gemäß § 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. § 6 Abs. 6 GasNEV untersagt eine Abschreibung unter null aufgrund des Wiederauflebens kalkulatorischer Restwerte, insbesondere auch im Falle einer Veränderung der ursprünglichen Abschreibungsdauer. 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.)

Der Netzbetreiber hat keine Angaben zu etwaigen Netzkäufen gemacht. Die Beschlusskammer geht daher davon aus, dass Netzkäufe durch den Netzbetreiber nicht erfolgt sind. Sie behält sich eine Rücknahme oder einen Widerruf der Festlegung der Erlösobergrenzen für den Fall vor, dass der Netzbetreiber in der Vergangenheit einen Netzkauftätig haben sollte.

2.3. Tagesneuwerte

Gemäß § 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 zu Grunde 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).

Gemäß § 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 Gas-transport 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 Mineralölerzeugnisse) (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 zu Grunde 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 gemäß Absatz 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 2000 bis 2004 die Indexreihe Rohre aus Eisen oder Stahl (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index Erzeugerpreise gewerblicher Produkte), b) für den Zeitraum von 1968 bis 1999 die Indexreihe Präzisionsstahlrohre, nahtlos und geschweißt (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) und c) 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 Mineralölerzeugnisse) für den Zeitraum vor 1976 die Indexreihe der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte).

Aus den in Absatz 1 und 2 genannten Indexreihen werden gemäß § 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 2015, ergibt sich der Indexfaktor des Jahres t aus dem Quotienten des Indexwertes des Jahres 2015 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 2015. Der Indexfaktor für das Basisjahr (hier: 2015) beträgt somit 1. Bei Anlagegütern, welche im Jahr 2006 bis 2015 angeschafft wurden, handelt es sich um Neuanlagen, so dass hierbei gemäß § 6 Absatz 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 2015 relevanten Preisindizes sind erläutert 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 gemäß § 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 zu Grunde 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:

$$\text{Kalk. Jahresabschreibung}_i = \frac{\text{Restwert}_{\text{TNW},i}}{\text{Restnutzungsdauer}_i} \times \text{EKQuote} + \frac{\text{Restwert}_{\text{AK/HK},i}}{\text{Restnutzungsdauer}_i} \times \text{FKQuote}$$

Hierbei ist die Restnutzungsdauer des Anlagegutes i (Restnutzungsdauer _{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 $\text{AK/HK},i$ 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 gemäß § 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:

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

2.5. Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens

Die kalkulatorischen Restwerte zum 31.12.2015 ermitteln sich auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Abzug der vom Anschaffungsjahr bis zum Jahr 2015 entstandenen kalkulatorischen Abschreibungen.

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).

Es werden die vom Netzbetreiber angegebenen Nutzungsdauern zu Grunde 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 zu Grunde 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 zu Grunde gelegt.

2.6. Berücksichtigungsfähige kalkulatorische Restwerte und kalkulatorische Abschreibungen des Sachanlagevermögens

Die kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergeben sich aus **Anlage 5-NB** bzw. **Anlage 2.1-NB**, 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 gegliedert 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-NB** bzw. **Anlage 2.2-NB**, wobei nach Neuanlagen (Bewertung nach Anschaffungs- und Herstellungskosten und Altanlagen (Bewertung nach Tagesneuwerten) differenziert wird. Die den Berechnungen zu Grunde liegenden 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-NB**.

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 gemäß § 7 GasNEV zu erfolgen. Bei Altanlagen sind die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens gemäß § 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 gemäß § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 GasNEV ausschließlich auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten. Grundstücke sind hierbei gemäß § 7 Abs. 1 S. 3 GasNEV immer zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten anzusetzen.

Gemäß § 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 2015 und der Jahresabschreibung 2015 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, Beschluss v. 10.11.2015, EnVR 42/14.).

Aktive Rechnungsabgrenzungsposten sind bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nicht zu berücksichtigen (BGH, Beschluss vom 14.08.2008, 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).

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

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 zu Grunde 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-NB**.

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.

Die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens kann nicht mit dessen bilanzieller Berücksichtigung i. R. d. nach § 6b Abs. 1 S. 1 EnWG aufzustellenden Jahresabschlusses begründet werden. 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, Beschluss vom 3. März 2009, Az.: EnVR 79/07 = ZNER 2009, 252 ff.)).

Bilanzrechtliche Ausgleichsbuchungen wie beispielsweise der Kapitalverrechnungsposten sind für die vorliegende Betrachtung ebenfalls nicht maßgebend (vgl. BGH, Beschluss vom 07.04.2009, Az. EnVR 6/08, juris: Rd.-Nr. 45). 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 Ent-

scheidung, 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.

3.1.4. 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, Beschluss vom 03.03.2009, Az. 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, Beschluss vom 03.03.2009, Az. EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 28). Werden durch den Netzbetreiber keine die Kapitalkosten übersteigenden Zinserträge für die ausgewiesenen Finanzanlagen nachgewiesen, zeigt das vielmehr, dass diese im Allgemeinen für den Betrieb des Netzes nicht notwendig sind.

Der Netzbetreiber hat im Verwaltungsverfahren keine überzeugenden Gründe genannt, die eine Berücksichtigung von Finanzanlagen rechtfertigen könnten. Der Netzbetreiber hat nicht dargelegt, aus welchen konkreten Bestandteilen sich die von der Beschlusskammer gekürzte Position „Finanzanlagen davon sonstige Ausleihungen“ zusammensetzen und warum diese konkret der Leistungserstellung, also dem betrieblichen Zweck dienen sollen.

3.1.5. 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 v. 31.05.2001, Az.: IV R 73/00, juris: Rd.-Nr. 10; Urteil v. 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, Beschluss vom 10.11.2015, 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.

Ein pauschal erhöhter Liquiditätsaufbau ist 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.

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 anstiege, 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. Finanzierungsquelle 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, Beschluss vom 03.03.2009, Az. EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 26f.).

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 li-

quidierbarer, 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 rund halb so hoch ist. Die bei einem solchen Vorgehen resultierenden Mehrkosten sind gemäß § 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 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. Das Umlaufvermögen hat keine Sparsbuchfunktion. In solchen Fällen sind die Kapitalrückflüsse – weil sie nicht mehr betriebsnotwendig sind – an die Eigen- bzw. Fremdkapitalgeber zurückzuführen, damit diese die Mittel für rentableres Drittgeschäft als die Anlage im nahezu ertraglosen Umlaufvermögen verwenden können. Die Investitionsfähigkeit des Unternehmens wird wie bereits erläutert in der Regel durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen gewährleistet. Sollte die Zahlungsfähigkeit des Unternehmens durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen hingegen nicht gewährleistet sein, kann sich das Unternehmen auch Kreditlinien einräumen lassen, mit denen kostengünstig kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen begegnet werden kann. Einer kostenintensiven Geldmittelvorhaltung bedarf es hierfür nicht. Schließlich ist auch eine langfristige und damit kostenintensive Kapitalansammlung für Re-Investitionen unter Effizienzgesichtspunkten nicht akzeptabel. Investitionen sind erst dann zu finanzieren, wenn sie betriebswirtschaftlich erforderlich sind.

Forderungen aus Netzentgelten gemäß § 18 GasNEV

Der Netzbetreiber weist Forderungen aus Netzentgelten in Höhe von insgesamt [REDACTED] (Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand) aus. Diese ergeben sich aus [REDACTED] Forderungen aus Netzentgelten gegenüber dritten Händlern (Bilanzposition 2.2.1.a. im Erhebungsbogen), sowie [REDACTED] aus Forderungen aus Netzentgelten gegenüber verbundenen Unternehmen (Bilanzposition 2.2.2.a.).

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 Werktage 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 10 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 Sonderentgelts

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.

Gleiches gilt für die Forderungen aus Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung 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 Konzessionsabgabe, so dass eine Berücksichtigung von Forderungsbeständen aufgrund der Konzessionsabgabe in den Netzkosten sachfremd und somit nicht betriebsnotwendig ist.

Der Netzbetreiber weist Umsatzerlöse aus

- für Erlöse aus Ausspeisepunkten ohne Leistungsmessung in Höhe von [REDACTED]
- für Erlöse aus Ausspeisepunkten mit Leistungsmessung in Höhe von [REDACTED]
- für Erlöse aus Entgelten für die Abrechnung in Höhe von [REDACTED]
- für Erlöse aus Entgelten für die Messung in Höhe von [REDACTED]
- für Erlöse aus Entgelten für den Messstellenbetrieb in Höhe von [REDACTED]
- für Erlöse aus gesondertem Netzentgelt gemäß § 20 Abs. 2 GasNEV in Höhe von [REDACTED]
- für andere Umsatzerlöse (nicht Netzentgelte) in Höhe von [REDACTED]

Insgesamt können damit [REDACTED] an Umsatzerlösen der Beurteilung der Anerkennungsfähigkeit der Forderungen zugrunde gelegt werden. 1/24 dieser Umsatzerlöse betragen [REDACTED] in dieser Höhe sind die Forderungen aus Netzentgelten anerkennungsfähig.

Der Netzbetreiber hat nicht nachgewiesen, dass die liquiden Mittel sowie die liquiditätsnahen Forderungen betriebsnotwendig sind. Ob Umlaufvermögen 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 eine dynamische Betrachtung und Darstellung des Liquiditätsbedarfs (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 11.11.2015, VI-3 Kart 118/14 (V)). Der Netzbetreiber hat unter Tabellenblatt „E_CF_Rechnung“ des Erhebungsbogens keine Liquiditätsrechnung vorgelegt.

Der Netzbetreiber trägt in seiner Stellungnahme vom 23.02.2017 vor, dass die von der Beschlusskammer beabsichtigte Anerkennung von Forderungen aus Netzentgelten in Höhe von lediglich 1/24 der Umsatzerlöse aus Netzentgelten nicht ausreichend sei, da sich in der Praxis ein höherer durchschnittlicher Forderungsaufbau ergebe. Insgesamt sei 3/24 des gesamten Jahresumsatzes des Netzbetreibers als anerkennungsfähiger Forderungsbestand sachgerecht.

Die Beschlusskammer bezweifelt nicht, dass sich durch die konkreten Abrechnungsprozesse, wie sie der Netzbetreiber schildert, ein höherer durchschnittlicher Forderungsbestand für Netzentgelte als 1/24 der Umsatzerlöse aus Netzentgelten ergeben kann. Effizient ist dies jedoch nach Auffassung der Beschlusskammer nicht. Unterstellt man ein Zahlungsziel von 14 Tagen in Verbindung mit der Vereinbarung von Abschlagszahlungen sowohl für SLP- als auch für RLM-Kunden, die bei Bedarf unterjährig nachjustiert werden, ergibt sich als effizienter durchschnittlicher Forderungsbestand für Netzentgelte 1/24 der Umsatzerlöse aus Netzentgelten.

Sonstige Vermögensgegenstände

Der Netzbetreiber weist sonstige Vermögensgegenstände in Höhe von [REDACTED] (Mittelwert) aus. Hierbei handelt es sich um Steuerforderungen des Netzbetreibers. Diese sind nicht anerkennungsfähig, da die kalkulatorische Berechnung der Netzentgelte exklusive Steuern erfolgt. Daher ist es nicht sachgerecht, derartige Forderungen bei der Bildung von Netzentgelten zu berücksichtigen.

3.1.6. Kapitalausgleichsposten (Aktivseite)

Der Kapitalausgleichsposten in Höhe von [REDACTED] für das Jahr 2014 wurde eliminiert. 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.

3.1.7. 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-NB** bzw. **Anlage 4-NB**.

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 ist. Damit sind das betriebsnotwendige Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital in der vollen in der Bilanz ausgewiesenen Höhe zu berücksichtigen (BGH, Beschluss vom 03.03.2009, Az. EnVR 79/07; OLG Stuttgart, Beschluss vom 07.04.2016, Az. 201 Kart 12/14).

Zusätzlich zu dem vom Netzbetreiber geltend gemachten Abzugskapital ist weiteres Abzugskapital für „Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten“ in Höhe von [REDACTED] (Mittelwert), für „Rückstellungen“ in Höhe von [REDACTED] (Mittelwert) und ein Kapitalausgleichsposten in Höhe von [REDACTED] (Mittelwert) anzusetzen.

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, Beschluss v. 10.11.2015, EnVR 42/14.). Der von der Beschlusskammer zu Grunde gelegte Wert in Höhe [REDACTED] ergibt sich aus den von den gasverbrauchenden Anschlussnehmern entrichteten Baukostenzuschüssen, welche über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen und jährlich netzkostenmindernd anzusetzen. Baukostenzuschüsse, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Einspeisung von Gas entrichtet wurden, sind anschlussindividuell über die Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen.

3.1.9. Rückstellungen davon Sonstige Rückstellungen

Der Netzbetreiber hat für die Jahre 2014 und 2015 Zinsen aus der [REDACTED] aus den sonstigen Rückstellungen in Höhe von [REDACTED] (2014) bzw. [REDACTED] (2015) gegen [REDACTED] gekürzt. Er begründet dies damit, dass in der letzten Kostengenehmigung die entsprechende Rückstellungszuführung nicht anerkannt wurde.

Diese Rückstellung gehört originär zum Netzbetrieb. Ausgangsbasis für die Berechnung der Netzkosten ist der handelsrechtliche Jahresabschluss. Somit ist die Rückstellung um die vom Netzbetreiber vorgenommene Kürzung wieder zu erhöhen.

Des Weiteren hat die Beschlusskammer den vom Netzbetreiber gekürzten Bestand der Regulierungskontorückstellung für das Jahr 2014 in Höhe von [REDACTED] im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals berücksichtigt und wieder hinzugerechnet, da dem Netzbetreiber in der Vergangenheit mehr Entgelte zugeflossen sind, als ihm gemäß den zulässigen kalenderjährlichen Erlösobergrenzen zustanden. Damit liegt eine Mittelstundung durch die Netzkunden vor. Wirtschaftlich betrachtet handelt es sich hierbei um verzinsliches Fremdkapital des Netzbetreibers, das von den Netznutzern zur Verfügung gestellt wird und durch Rückstellungsbildung in der Bilanz des Netzbetreibers zu erfassen ist.

3.1.10. 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.

3.1.11. 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-NB bzw. Anlage 4-NB.

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

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-NB** 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-NB**. Das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (*BNEK II*) ergibt sich aus **Anlage 3-NB**.

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).

Der Anteil der Altanlagen am Eigenkapital ergibt sich aus **Anlage 4-NB**.

Der Anteil der Neuanlagen am Eigenkapital ergibt sich aus **Anlage 4-NB**.

3.5. Ermittlung der Zinsen für die beiden Eigenkapitalanteile

Die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur hat mit Beschluss vom 05.10.2016, unter dem Aktenzeichen BK4-16/161, für die Dauer der dritten Regulierungsperiode den Eigenkapitalzinssatz für den Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, für Neuanlagen auf 6,91 % und für Altanlagen auf 5,12 % nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer festgelegt.

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

$$BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 6,91\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 5,12\%$$

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

Der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Anteil des Eigenkapitals wird gemäß § 32 Abs. 8 GasNEV ab dem 01.01.2013 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 drei durch die Deutsche Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen. Im Einzelnen ergeben sich diese Werte aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen der öffentlichen Hand“, aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)“ sowie aus der „Umlaufrendite inländischer Inhaberschuldverschreibungen - Hypothekenpfandbriefe“.¹ Die anzuwendenden Zinsreihen sind die Folgenden:

Jahr	Hypotheken- Pfandbriefe [%]	Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) [%]	Anleihen der öffentlichen Hand insge- samt [%]	Ø Reihen [%]
2006	3,8	4,2	3,7	
2007	4,4	5,0	4,3	
2008	4,5	6,3	4,0	
2009	3,3	5,5	3,1	
2010	2,5	4,0	2,4	
2011	2,7	4,3	2,4	
2012	1,4	3,7	1,3	
2013	1,3	3,4	1,3	
2014	0,9	3,0	1,0	
2015	0,4	2,4	0,4	
Ø 10 Jahre	2,52	4,18	2,39	3,03

¹ Diese Reihen können der Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank entnommen werden.

Es leitet sich für die genannten Papiere im Zeitraum 2006 bis 2015 eine durchschnittliche Rendite von 3,03 % ab.

3.6. Berücksichtigungsfähige Eigenkapitalverzinsung

Bis zu der zu Grunde zu legenden Eigenkapitalquote von 40 % ergibt sich die Verzinsung auf das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (BNEK II) aus **Anlage 4-NB**. Für das die Quote von 40 % übersteigende betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (BNEK II) ergibt sich die Verzinsung aus **Anlage 4-NB**.

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. § 8 S. 2 GasNEV ist entfallen.

Die nach § 8 GasNEV anerkennungsfähige 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 vom 14.08.2008, 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

$$[BNEK II \leq 40\% * Anteil SAV_{alt} * 5,12\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAV_{neu} * 6,91\% \\ + BNEK II > 40\% * 3,03\%] * Hebesatz * Messzahl$$

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

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

Gemäß § 9 GasNEV sind sonstige Erlöse und Erträge, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen und insbesondere den Positionen aktivierte Eigenleistungen, Zins- und Beteiligungserträge, Netzanschlusskosten, Baukostenzuschüsse 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 sind über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen und jährlich netzkostenmindernd anzusetzen. Baukostenzuschüsse, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Einspeisung von Gas entrichtet wurden, sind anschlussindividuell über die Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen.

5.1. Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen (Ziffer 8.2)

Der Netzbetreiber hat in der Ertragsposition „Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen“ (Ziffer 8.2.) Erträge in Höhe von [REDACTED] berücksichtigt. In Tabellenblatt „D2_BKZ_NAKB“ des Erhebungsbogens (siehe Nachlieferung vom 26.09.2020) gibt der Netzbetreiber an, dass er Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge in Höhe von [REDACTED] vereinnahmt hat.

Kalkulatorisch sind Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge über eine Dauer von 20 Jahren aufzulösen, so dass [REDACTED] dieser Position zu kürzen sind.

5.2. Sonstige betriebliche Erträge davon andere sonstige Erträge (Ziffer 8.4)

Der Netzbetreiber hat im Basisjahr 2015 Erträge für „Sonstige betriebliche Erträge davon sonstige Erträge“ in Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Diese Erträge stellen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2011 bis 2014 in dieser Kostenposition angefallenen Erträge die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemacht wurden liegen deutlich unter dem Durchschnittswert der Vorjahre. Dabei wird zum Zwecke der Vergleichbarkeit der Mittelwert aus den Erträgen der genannten Jahre berechnet und mit den Erträgen des Jahres 2015 abgeglichen. 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, Beschluss v. 10.11.2015, EnVR 42/14.). Vergleiche hierzu Punkt 3.1.6.

Da der Netzbetreiber jedoch anhand des entsprechenden Wertes aus dem Jahr 2016 plausibilisiert hat, dass die Erträge im Basisjahr teilweise mit einem allgemeinen Absenken des Er-

tragsniveaus korrespondiert, wurde ein Fünftel des Wertes aus 2015 gegenüber dem Durchschnittswert der Jahre 2011 bis 2014 anerkannt. Hieraus resultiert eine Hinzurechnung in Höhe von [REDACTED]

Ermittlung der Netzkosten

Anlage 1-NB1

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 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 Betriebshilfe			
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			
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. KGLA			
1.5.4 Wertung 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			
1.5.19 Sonstiges			
2 Kalkulatorische Abschreibungen			
2.1 Abschreibungen Sachanlagevermögen			
2.2 Abschreibungen immaterielles Anlagevermögen			
2.3 Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens			
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 Gasbeschaffungen			
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			
5.3 Nicht zurückgestellte Erlöse aus Versteigerungen gemäß § 13 Abs. 4 GasNZV			
5.4 Erlöse aus Verkauf von Entspannungsstrom			
5.5 Erlöse aus Differenzmengen			
5.6 Andere sonstige Erlöse			
5.7 Andere Umsatzerlöse (nicht Netzerlöse)			
6 Bestandsveränderungen			
7 andere aktivierte Eigenleistungen			
8 sonstige betriebliche Erträge			
8.1 Erträge aus der Auflösung von Netzanschlussbeiträgen			
8.2 Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen			
8.3 Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen gemäß §§ 13 Abs. 4 GasNZV			
8.4 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 Vermögenswerten, 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 § 8 I S. 3 GasNEV
	auf AK/HK-Basis	auf TNW-Basis	auf AK/HK-Basis	
I. Allgemeine Anlagen				
2. Grundsücksanlagen, 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. Molchschieben				
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); 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 Molchschleusen						
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					x (1 - EKQ1)
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					x EKQ1
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 eine Beteiligungsverhältnis besteht					
2.5 Wertpapiere des Anlagevermögens					
2.6 sonstige Ausleihungen					
3 Bilanzwerte des Umlaufvermögens					
3.1 Vorräte					
3.1.1 Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe					
3.1.2 unfertige Erzeugnisse, unfertige Leistungen					
3.1.3 fertige Erzeugnisse und Waren					
3.1.4 geleistete Anzahlungen					
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 Schecks					
I. Betriebsnotwendiges Vermögen $1 + 2 + 3$					
4 Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehm					
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 $7 - 7.a$					
IV. Betriebsnotwendiges Eigenkapital $I. - II. - III.$					

Vermögenspositionen, Abzugskapital und verzinsliches Fremdkapital**Anlage 3.1-NB**

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 eine Beteiligungsverhältnis besteht						
2.5 Wertpapiere des Anlagevermögens						
2.6 sonstige Ausleihungen						
3 Bilanzwerte des Umlaufvermögens						
3.1 Vorräte						
3.1.1 Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe						
3.1.2 unfertige Erzeugnisse, unfertige Leistungen						
3.1.3 fertige Erzeugnisse und Waren						
3.1.4 geleistete Anzahlungen						
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 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
III. Verzinsliches Fremdkapital	-1	-7	-a			

Berechnung der kalkulatorischen EK-Verzinsung gem. § 7 GasNEV

Anlage 4-NB1

IV. Betriebsnotwendiges Eigenkapital		
V. Betriebsnotwendiges Eigenkapital bei einer Quote von 40 %	$I \cdot 0,4$	
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	$\text{Min}(IV, V)$	
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		5,12%
VI.b Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen		6,91%
VI.c Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung über einer Quote von 40 %		3,03%
VI. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung GESAMT		
Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer gem. § 8 GasNEV		
VII.a Hebesatz		
VII.b Steuermesszahl		3,50%
VII. Kalkulatorische Gewerbesteuer	$VI \cdot VII.a \cdot VII.b$	

Anlage 5-NB1 | Neuanlagen

Neuanlagen
Altanlagen
Gesamt

Scale 7 was 34

Seite 6 von 36

Neuanlagen	
Altanlagen	
Gesamt	

Seite 9 von 38

Seite 10 von 35

Seite 11 von 38

Seite 12 von 36

Seite 13 von 35

Seite 14 von 38

Seite 15 von 38

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		Restwerte zu AKHK zum			Abschreibungen zu AKHK zum						
NetzId	Anlagengruppe	AJ	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2015	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude								</		

Seite 17 von 38

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		Abschreibungen zu TNW zum						
NetzId	Anlagengruppe	AJ	31.12.2015	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							

Seite 19 von 38

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		Restwerte zu AKHK zum				Abschreibungen zu AKHK zum					
Netzzf	Anlagengruppe	AJ	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2015	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Hardware										
1	Hardware										
1	Hardware										
1	Hardware										
1	Hardware										
1	Hardware										
1	Hardware										
1	Hardware										
1	Hardware										
1	Hardware										
1	Hardware										
1	Hardware										
1	Software										
1	Software										
1	Software										
1	Software										
1	Software										
1	Software										
1	Software										
1	Software										
1	Software										
1	Software										
1	Software										
1	Software										
1	Leichtfahrzeuge										
1	Leichtfahrzeuge										
1	Leichtfahrzeuge										
1	Leichtfahrzeuge										
1	Leichtfahrzeuge										
1	Leichtfahrzeuge										
1	Schwerfahrzeuge										
1	Schwerfahrzeuge										
1	Schwerfahrzeuge										
1	Schwerfahrzeuge										
1	Schwerfahrzeuge										
1	Schwerfahrzeuge										
1	Gasbehälter										
1	Gasbehälter										
1	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)										
1	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)										
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar										
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar										
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar										
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar										
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar										
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar										
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar										
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar										

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Restwerte zu TNW zum							
Netzzid	Anlagengruppe	AJ	01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
1	Werkzeuge/Geräte									
1	Werkzeuge/Geräte									
1	Werkzeuge/Geräte									
1	Werkzeuge/Geräte									
1	Werkzeuge/Geräte									
1	Werkzeuge/Geräte									
1	Werkzeuge/Geräte									
1	Werkzeuge/Geräte									
1	Werkzeuge/Geräte									
1	Werkzeuge/Geräte									
1	Werkzeuge/Geräte									
1	Werkzeuge/Geräte									
1	Werkzeuge/Geräte									
1	Werkzeuge/Geräte									
1	Hardware									
1	Hardware									
1	Hardware									
1	Hardware									
1	Hardware									
1	Hardware									
1	Hardware									
1	Hardware									
1	Hardware									
1	Hardware									
1	Hardware									
1	Software									
1	Software									
1	Software									
1	Software									
1	Software									
1	Software									
1	Software									
1	Software									
1	Software									
1	Software									
1	Software									
1	Software									
1	Software									
1	Leichtfahrzeuge									
1	Leichtfahrzeuge									
1	Leichtfahrzeuge									
1	Leichtfahrzeuge									
1	Leichtfahrzeuge									
1	Leichtfahrzeuge									
1	Leichtfahrzeuge									
1	Schwerfahrzeuge									
1	Schwerfahrzeuge									
1	Schwerfahrzeuge									
1	Schwerfahrzeuge									
1	Schwerfahrzeuge									
1	Gasbehälter									
1	Gasbehälter									
1	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdrichteranlagen)									
1	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdrichteranlagen)									
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar									
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar									
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar									
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar									
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar									
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar									
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar									
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar									

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		Abschreibungen zu TNW zum						
NetzlId	Anlagengruppe	AJ	31.12.2015	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Hardware							
1	Hardware							
1	Hardware							
1	Hardware							
1	Hardware							
1	Hardware							
1	Hardware							
1	Hardware							
1	Hardware							
1	Hardware							
1	Hardware							
1	Hardware							
1	Hardware							
1	Software							
1	Software							
1	Software							
1	Software							
1	Software							
1	Software							
1	Software							
1	Software							
1	Software							
1	Software							
1	Software							
1	Software							
1	Leichtfahrzeuge							
1	Leichtfahrzeuge							
1	Leichtfahrzeuge							
1	Leichtfahrzeuge							
1	Leichtfahrzeuge							
1	Leichtfahrzeuge							
1	Schwerfahrzeuge							
1	Schwerfahrzeuge							
1	Schwerfahrzeuge							
1	Schwerfahrzeuge							
1	Schwerfahrzeuge							
1	Schwerfahrzeuge							
1	Gasbehälter							
1	Gasbehälter							
1	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)							
1	Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar							

Seite 23 von 35

Seite 24 von 38

Seite 25 von 30

Seite 25 von 38

Seite 27 von 38

Seite 28 von 38

Seite 29 von 35

Seite 30 von 35

Seite 31 von 35

Seite 32 von 35

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Faktor zur Bestimmung der TNW	Restwerte zu TNW zum							
Netzzid	Anlagengruppe	AJ		01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
1	Hausdruckregler/Zählerregler										
1	Hausdruckregler/Zählerregler										
1	Hausdruckregler/Zählerregler										
1	Hausdruckregler/Zählerregler										
1	Hausdruckregler/Zählerregler										
1	Hausdruckregler/Zählerregler										
1	Hausdruckregler/Zählerregler										
1	Hausdruckregler/Zählerregler										
1	Hausdruckregler/Zählerregler										
1	Hausdruckregler/Zählerregler										
1	Hausdruckregler/Zählerregler										
1	Hausdruckregler/Zählerregler										
1	Hausdruckregler/Zählerregler										
1	Hausdruckregler/Zählerregler										
1	Messeinrichtungen										
1	Regeleinrichtungen										
1	Regeleinrichtungen										
1	Regeleinrichtungen										
1	Regeleinrichtungen										
1	Regeleinrichtungen										
1	Regeleinrichtungen										
1	Regeleinrichtungen										
1	Regeleinrichtungen										
1	Regeleinrichtungen										
1	Regeleinrichtungen										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)										
1	Sicherheitsein										

Seite 34 von 38

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		AKHK					Restwerte zu AKHK zum				
NetzlId	Anlagengruppe	AJ	gemäß Netzbetreiber	Hinzu	Kürz	Prüfergebnis BNNetzA	01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019
1	Fernwärkanlagen										
1	Fernwärkanlagen										
1	Fernwärkanlagen										
1	Fernwärkanlagen										
1	Fernwärkanlagen										
1	Fernwärkanlagen										
1	Fernwärkanlagen										
1	Fernwärkanlagen										
1	Fernwärkanlagen										
1	Fernwärkanlagen										
1	Fernwärkanlagen										

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		Restwerte zu AKHK zum				Abschreibungen zu AKHK zum					
Netzlfd	Anlagengruppe	AJ	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2015	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Faktor zur Bestimmung der TNW	Restwerte zu TNW zum							
Netzlfd	Anlagengruppe	AJ		01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		Abschreibungen zu TNW zum						
NetzId	Anlagengruppe	AJ	31.12.2015	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
1	Fernwirkanlagen							
1	Fernwirkanlagen							
1	Fernwirkanlagen							
1	Fernwirkanlagen							
1	Fernwirkanlagen							
1	Fernwirkanlagen							
1	Fernwirkanlagen							
1	Fernwirkanlagen							
1	Fernwirkanlagen							
1	Fernwirkanlagen							
1	Fernwirkanlagen							

**Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach
§ 6 Abs. 1 ARegV**

Aufwendungen für die von der e.kundenservice Netz GmbH (DL1) erbrachte Dienstleistung sind in Höhe von



anererkennungsfähig.

Die Beschlusskammer hat der Prüfung, neben dem nach § 6 Abs. 1 ARegV i. V m. § 28 GasNEV vorzulegenden Bericht, den Erhebungsbogen zu Grunde gelegt, der vom Netzbetreiber über das Energiedatenportal übermittelt wurde. Bei der Übermittlung wurde die Bezeichnung der XLSX-Datei mit einem Datum und einem sog. Hashwert versehen, um eine eindeutige Kennzeichnung der Datei 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 Entstehensgrunde 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 dritten 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 zu Grunde, dass die Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösobergrenzen 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 2015 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösobergrenzen 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 Vertrags-

partner in § 7 und den dazugehörigen Anlagen 6 und 7 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 30.06.2016 (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 auf alle Gasversorgungsnetze innerhalb des Marktgebiets umgelegt; aufgrund der anstehenden Novellierung des § 19a EnWG erfolgt ab dem 01.01.2017 eine bundesweite Umlage. Der damit verbundene Wälzungsmechanismus ist durch die Vertragspartner in § 10 der KoV vom 30.06.2016 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 ab 1.1.2017 an alle Netzbetreiber bundesweit weitergegeben. Daher sind die durch die Marktraumumstellung verursachten Kosten nicht als Netzkosten zu berücksichtigen.

1.1. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Sponsoring, Werbung und Spenden (Ziffer 1.5.11.) sowie Aufwendung für Bewirtung und Geschenke (Ziffer 1.5.13.)

Die Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden sind nicht zu berücksichtigen. Es handelt sich bei den geltend gemachten Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden generell um Kosten, die keinerlei Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (vgl. § 3 Abs. 1 S. 1 GasNEV). Sponsoring, Werbung und Spenden sind, soweit sie als Kundenbindungsinstrumente eingesetzt werden, in der Netzentgeltkalkulation nicht berücksichtigungsfähig. Aus der natürlichen Monopolstellung des Netzbetreibers ergibt sich, dass solche Aufwendungen ihren im wettbewerblichen Umfeld bestehenden Zweck in der Monopolsituation von vorneherein nicht erreichen können, da die Netznutzer regelmäßig keine Wahlmöglichkeit zwischen konkurrierenden Netzbetreibern haben. Der mit Werbeaktivitäten verbundene Imagegewinn ist – bedingt durch das Monopol eines Netzbetreibers – für den Gasnetzbetrieb nicht erforderlich. Die Vorteile, sofern sie nicht ohnehin ideeller Natur sind, liegen eher beim assoziierten Vertrieb. Ein entsprechender Nachweis der Betriebsbezogenheit der geltend gemachten

Kosten ist überdies nicht erfolgt. Gleiches gilt für die in der Kostenposition 1.5.13. ausgewiesenen [REDACTED] in Höhe von [REDACTED].

1.2. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Sonstiges (Ziffer 1.5.18)

In der Kostenposition „sonstige betriebliche Kosten, davon Sonstiges“ hat der Netzbetreiber [REDACTED] in Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Es ist nicht ersichtlich, dass diese Kosten periodisch im Laufe der dritten Regulierungsperiode in der in 2015 geltend gemachten Höhe wiederkehren; vielmehr handelt es sich bereits dem Grunde nach um einmalige Aufwendungen, denn [REDACTED] sind zeitlich begrenzt und fallen nicht jährlich an. Der Netzbetreiber konnte jedoch darlegen, dass die Kosten aus der Umstrukturierung teilweise auch nach dem Basisjahr anfallen. Die Beschlusskammer hat zur Abbildung eines sachgerechten Kostenniveaus für die 3. Kosten in Höhe von [REDACTED] berücksichtigt. Somit wurde die Kostenposition um [REDACTED] gekürzt.

2. Kalkulatorische Bewertung des Sachanlagevermögens sowie Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen

Der Netzbetreiber gibt kein Sachanlagevermögen für die e.kundenservice Netz GmbH an.

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 gemäß § 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 1.1.2004 die kalkulatorischen Abschreibungen für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 S. 1 GasNEV) vorzunehmen; hierdurch konnte es ggf. zu einem Wechsel der Nutzungsdauer kommen.

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 bspw., 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.

2.2. Netzkauf und vergleichbare Fallgestaltungen

Gemäß § 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. § 6 Abs. 6 GasNEV untersagt eine Abschreibung unter null aufgrund des Wiederauflebens kalkulatorischer Restwerte, insbesondere auch im Falle einer Veränderung der ursprünglichen Abschreibungsdauer. 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 StromNEV: BGH, KVR 35/07 - SW Neustadt a. d. W., Rn. 47 ff.)

2.3. Tagesneuwerte

Gemäß § 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 zu Grunde 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).

Gemäß § 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 Mineralölerzeugnisse) (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 zu Grunde zu legen sind, die mit den in Absatz 1 genannten Indexreihen zu verkettet 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 gemäß Absatz 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 2000 bis 2004 die Indexreihe Rohre aus Eisen oder Stahl (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index Erzeugerpreise gewerblicher Produkte), b) für den Zeitraum von 1968 bis 1999 die Indexreihe Präzisionsstahlrohre, nahtlos und geschweißt (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) und c) 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 Mineralölerzeugnisse) für den Zeitraum vor 1976 die Indexreihe der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte).

Aus den in Absatz 1 und 2 genannten Indexreihen werden gemäß § 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 2015, ergibt sich der Indexfaktor des Jahres t aus dem Quotienten des Indexwertes des Jahres 2015 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 2015. Der Indexfaktor für das Basisjahr (hier: 2015) beträgt somit 1. Bei Anlagegütern, welche im Jahr 2006 bis 2015 angeschafft wurden, handelt es sich um Neuanlagen, so dass hierbei gemäß § 6 Absatz 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 2015 relevanten Preisindizes sind erläutert 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 gemäß § 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, Grund-

stücksanteile 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 zu Grunde 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:

$$\text{Kalk. Jahresabschreibung}_i = \frac{\text{Restwert}_{\text{TNW},i}}{\text{Restnutzungsdauer}_i} \times \text{EKQuote} + \frac{\text{Restwert}_{\text{AK/HK},i}}{\text{Restnutzungsdauer}_i} \times \text{FKQuote}$$

Hierbei ist die Restnutzungsdauer des Anlagegutes i ($\text{Restnutzungsdauer}_i$) 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 $\text{AK/HK},i$ 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 gemäß § 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:

$$\text{Kalk. Jahresabschreibung}_i = \frac{AK/HK_i}{ND_i}$$

2.5. Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens

Die kalkulatorischen Restwerte zum 31.12.2015 ermitteln sich auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Abzug der vom Anschaffungsjahr bis zum Jahr 2015 entstandenen kalkulatorischen Abschreibungen.

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).

Es werden die vom Netzbetreiber angegebenen Nutzungsdauern zu Grunde 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 zu Grunde 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 zu Grunde gelegt.

2.6. Berücksichtigungsfähige kalkulatorische Restwerte und kalkulatorische Abschreibungen des Sachanlagevermögens

Die kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergeben sich aus **Anlage 5-DL1** bzw. **Anlage 2.1-DL1**, 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 gegliedert 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-DL1** bzw. **Anlage 2.2-DL1**, wobei nach Neuanlagen (Bewertung nach Anschaffungs- und Herstellungskosten und Altanlagen (Bewertung nach Tagesneuwerten) differenziert wird. Die den Berechnungen zu Grunde liegenden Werte (originäre Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Jahresscheiben und Nutzungsdauern) und die durchgeführten Berechnungen zur Ermittlung der berücksichtigungsfähigen kal-

kulatorischen Restwerte und kalkulatorische Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergeben sich aus **Anlage 5-DL1**.

3. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

Der Netzbetreiber gibt keine Bilanzwerte für die e.kundenservice Netz GmbH an.

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 gemäß § 7 GasNEV zu erfolgen. Bei Altanlagen sind die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens gemäß § 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 gemäß § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 GasNEV ausschließlich auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten. Grundstücke sind hierbei gemäß § 7 Abs. 1 S. 3 GasNEV immer zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten anzusetzen.

Gemäß § 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 Sachanlage-

vermögens bei Altanlagen wird hierbei durch Addition der Restwerte des Sachanlagevermögens zum Jahresende 2015 und der Jahresabschreibung 2015 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, Beschluss v. 10.11.2015, EnVR 42/14.).

Aktive Rechnungsabgrenzungsposten sind bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nicht zu berücksichtigen (BGH, Beschluss vom 14.08.2008, 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).

Bei der Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung wurden die in **Anlage 3-DL1** aufgeführten Vermögenswerte und Kapitalpositionen zu Grunde gelegt. Eine Übersicht über die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung findet sich in **Anlage 4-DL1**.

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 zu Grunde 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-DL1**.

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.

Die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens kann nicht mit dessen bilanzieller Berücksichtigung i. R. d. nach § 6b Abs. 1 S. 1 EnWG aufzustellenden Jahresabschlusses begründet werden. 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, Beschluss vom 3. März 2009, Az.: EnVR 79/07 = ZNER 2009, 252 ff.)).

Bilanzrechtliche Ausgleichsbuchungen wie beispielsweise der Kapitalverrechnungsposten sind für die vorliegende Betrachtung ebenfalls nicht maßgebend (vgl. BGH, Beschluss vom 07.04.2009, Az. EnVR 6/08, juris: Rd.-Nr. 45). 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, Beschluss vom 03.03.2009, Az. 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 unterwor-

fen werden (vgl. hierzu auch BGH, Beschluss vom 03.03.2009, Az. EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 28). Werden durch den Netzbetreiber keine die Kapitalkosten übersteigenden Zinserträge für die ausgewiesenen Finanzanlagen nachgewiesen, zeigt das vielmehr, dass diese im Allgemeinen für den Betrieb des Netzes nicht notwendig sind.

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 v. 31.05.2001, Az.: IV R 73/00, juris: Rd.-Nr. 10; Urteil v. 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, Beschluss vom 10.11.2015, 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.

Ein pauschal erhöhter Liquiditätsaufbau ist 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.

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 anstiege, 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. Finanzierungsquelle 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, Beschluss vom 03.03.2009, Az. EnVR 79/07, juris: Rd.-Nr. 26f.).

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 rund halb so hoch ist. Die bei einem solchen Vorgehen resultierenden Mehrkosten sind gemäß § 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 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. Das Umlaufvermögen hat keine Sparbuchfunktion. In solchen Fällen sind die Kapitalrückflüsse – weil sie nicht mehr betriebsnotwendig sind – an die Eigen-

bzw. Fremdkapitalgeber zurückzuführen, damit diese die Mittel für rentableres Drittgeschäft als die Anlage im nahezu ertraglosen Umlaufvermögen verwenden können. Die Investitionsfähigkeit des Unternehmens wird wie bereits erläutert in der Regel durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen gewährleistet. Sollte die Zahlungsfähigkeit des Unternehmens durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen hingegen nicht gewährleistet sein, kann sich das Unternehmen auch Kreditlinien einräumen lassen, mit denen kostengünstig kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen begegnet werden kann. Einer kostenintensiven Geldmittelvorhaltung bedarf es hierfür nicht. Schließlich ist auch eine langfristige und damit kostenintensive Kapitalansammlung für Re-Investitionen unter Effizienzgesichtspunkten nicht akzeptabel. Investitionen sind erst dann zu finanzieren, wenn sie betriebswirtschaftlich erforderlich sind.

3.1.4. 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-DL1 bzw. Anlage 4-DL1.

3.1.5. 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 ist. Damit sind das betriebsnotwendige Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital in der vollen in der Bilanz ausge-

wiesenen Höhe zu berücksichtigen (BGH, Beschluss vom 03.03.2009, Az. EnVR 79/07; OLG Stuttgart, Beschluss vom 07.04.2016, Az. 201 Kart 12/14).

3.1.6. 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.

3.1.7. 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-DL1** bzw. **Anlage 4-DL1**.

Die hieraus resultierende Eigenkapitalquote gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 GasNEV ergibt sich aus **Anlage 3-DL1**.

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-DL1** 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-DL1**. Das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (*BNEK II*) ergibt sich aus **Anlage 3-DL1**.

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).

Der Anteil der Altanlagen am Eigenkapital ergibt sich aus **Anlage 4-DL1**.

Der Anteil der Neuanlagen am Eigenkapital ergibt sich aus **Anlage 4-DL1**.

3.5. Ermittlung der Zinsen für die beiden Eigenkapitalanteile

Die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur hat mit Beschluss vom 05.10.2016, unter dem Aktenzeichen BK4-16/161, für die Dauer der dritten Regulierungsperiode den Eigenkapitalzinssatz für den Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, für Neuanlagen auf 6,91 % und für Altanlagen auf 5,12 % nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer festgelegt.

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

$$BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 6,91 \% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 5,12 \%$$

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

Der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Anteil des Eigenkapitals wird gemäß § 32 Abs. 8 GasNEV ab dem 01.01.2013 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 drei durch die Deutsche Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen. Im Einzelnen ergeben sich diese Werte aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen der öffentlichen Hand“, aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)“ sowie aus der „Umlaufrendite inländischer Inhaberschuldverschreibungen - Hypothekendarlehen“.¹

¹ Diese Reihen können der Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank entnommen werden.

Die anzuwendenden Zinsreihen sind die Folgenden:

Jahr	Hypotheken- Pfandbriefe	Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)	Anleihen der öffentlichen Hand insge- samt	Ø Reihen
	[%]	[%]	[%]	[%]
2006	3,8	4,2	3,7	
2007	4,4	5,0	4,3	
2008	4,5	6,3	4,0	
2009	3,3	5,5	3,1	
2010	2,5	4,0	2,4	
2011	2,7	4,3	2,4	
2012	1,4	3,7	1,3	
2013	1,3	3,4	1,3	
2014	0,9	3,0	1,0	
2015	0,4	2,4	0,4	
Ø 10 Jahre	2,52	4,18	2,39	3,03

Es leitet sich für die genannten Papiere im Zeitraum 2006 bis 2015 eine durchschnittliche Rendite von 3,03 % ab.

3.6. Berücksichtigungsfähige Eigenkapitalverzinsung

Bis zu der zu Grunde zu legenden Eigenkapitalquote von 40 % ergibt sich die Verzinsung auf das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (BNEK II) aus **Anlage 4-DL1**. Für das die Quote von 40 % übersteigende betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 GasNEV (BNEK II) ergibt sich die Verzinsung aus **Anlage 4-DL1**.

Die Eigenkapitalverzinsung für den Netzbetreiber überkompensiert die negative Eigenkapitalverzinsung des Dienstleisters. Die negative Eigenkapitalverzinsung stellt somit lediglich einen „rechnerischen Zwischenschritt“ dar.

In der Gesamtschau wird die Eigenkapitalverzinsung des Netzbetreibers über das in Ansatz gebrachte (gekürzte) Dienstleistungsentgelt lediglich in dem Maße reduziert, wie sie sich ergeben würde, wenn der Netzbetreiber die betreffenden Tätigkeiten durch eigenes Personal erbringen würde (vgl. 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.).

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. § 8 S. 2 GasNEV ist entfallen.

Die nach § 8 GasNEV anerkennungsfähige 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 vom 14.08.2008, 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

$$[BNEK II \leq 40\% * Anteil SAV_{alt} * 5,12\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAV_{neu} * 6,91\% \\ * + BNEK II > 40\% * 3,03\%] * Hebesatz * Messzahl$$

berechnet. Die zu berücksichtigende kalkulatorische Gewerbesteuer wird in **Anlage 4-DL1** ausgewiesen.

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

Gemäß § 9 GasNEV sind sonstige Erlöse und Erträge, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen und insbesondere den Positionen aktivierte Eigenleistungen, Zins- und Beteiligungserträge, Netzanschlusskosten, Baukostenzuschüsse 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 sind über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen und jährlich netzkostenmindernd anzusetzen. Baukostenzuschüsse, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Einspeisung von Gas entrichtet wurden, sind anschlussindividuell über die Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen.

Ermittlung der Netzkosten

Anlage 1-DL1

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 Spannungsenergie			
1.1.1.5 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			
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, Drucksaften 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 Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens			
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 Gasbeschaffungen			
5.2.2 Erlöse aus Nominierungensatzverfahren			
5.2.3 Erlöse aus erweitertem Bilanzausgleich			
5.2.4 Erlöse aus sonstigen Flexibilitätsdienstleistungen			
5.2.5 Erlöse aus anderen erforderlichen sonstigen Hilfsdiensten			
5.3 Nicht zurückgestellte Erlöse aus Versteigerungen gemäß § 13 Abs. 4 GasNZV			
5.4 Erlöse aus Verkauf von Spannungsstrom			
5.5 Erlöse aus Differenzmengen			
5.6 Andere sonstige Erlöse			
5.7 Andere Umsatzerlöse (nicht Netzentgelte)			
6 Bestandsveränderungen			
7 andere aktivierte Eigenleistungen			
8 sonstige betriebliche Erträge			
8.1 Erträge aus der Auflösung von Netzanlassbeiträgen			
8.2 Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen			
8.3 Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen gemäß § 13 Abs. 4 GasNZV			
8.4 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 Vermögenswerten, 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-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), 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. Molchschleusen	-	-	-	-
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-DL1

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), 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. Molchschleusen	-	-	-	-	-	-
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		Mittelwert	berücksichtigte Ansätze zur Ermittlung der Eigenkapitalquote gem. § 6 GasNEV (EKQ1)	zur Ermittlung des Eigenkapitals und der Eigenkapitalquote gem. § 7 GasNEV (EKQ2)
		Anfangsbestand	Endbestand			
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 eine Beteiligungsverhältnis besteht					
2.5	Wertpapiere des Anlagevermögens					
2.6	sonstige Ausleihungen					
3	Bilanzwerte des Umlaufvermögens					
3.1	Vorräte					
3.1.1	Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe					
3.1.2	unfertige Erzeugnisse, unfertige Leistungen					
3.1.3	fertige Erzeugnisse und Waren					
3.1.4	geleistete Anzahlungen					
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 Schecks					
I.	Betriebsnotwendiges Vermögen					
4	Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehm.					
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					
III.	Verzinsliches Fremdkapital					
IV.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital					

Vermögenspositionen, Abzugskapital und verzinsliches Fremdkapital

Anlage 3.1-DL'

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 eine Beteiligungsverhältnis besteht						
2.5 Wertpapiere des Anlagevermögens						
2.6 sonstige Ausleihungen						
3 Bilanzwerte des Umlaufvermögens						
3.1 Vorräte						
3.1.1 Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe						
3.1.2 unfertige Erzeugnisse, unfertige Leistungen						
3.1.3 fertige Erzeugnisse und Waren						
3.1.4 geleistete Anzahlungen						
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 Schecks						
4 Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzzanschlusskosten						
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-DL1

IV. Betriebsnotwendiges Eigenkapital		
V. Betriebsnotwendiges Eigenkapital bei einer Quote von 40 %	$I \cdot 0,4$	
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	$\text{Min}(IV, V) \cdot x$	
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		5,12%
VI.b Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen		6,91%
VI.c Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung über einer Quote von 40 %		3,03%
VI. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung GESAMT		

Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer gem. § 8 GasNEV

VII.a Hebesatz		
VII.b Steuermesszahl		3,50%
VII. Kalkulatorische Gewerbesteuer	$VI \cdot VII.a \cdot VII.b$	

**Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und
kalkulatorischen Abschreibungen**
Anlage 5-DL1

Neuanlagen	-	+	-	-	-
Altanlagen	-	+	-	-	-
Gesamt	-	-	-	-	-

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			AKHK			Restwerte zu AKHK zum					
NetzId	Anlagengruppe	AJ	gemäß Netzbetreiber	Hinzu	Kürz	Prüfergebnis BNetzA	01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019

**Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und
kalkulatorischen Abschreibungen**

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen			-	-	-	-	-	-	-	-	-
			-	-	-	-	-	-	-	-	-
			-	-	-	-	-	-	-	-	-
Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Restwerte zu AKHK zum			Abschreibungen zu AKHK zum					
NetzId	Anlagengruppe	AJ	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2015	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022

**Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und
kalkulatorischen Abschreibungen**

			Neuanlagen	-	-	-	-	-	-	-	-
			Altanlagen	-	-	-	-	-	-	-	-
			Gesamt	-	-	-	-	-	-	-	-
Angaben zur Anlage/Anlagegruppe			Faktor zur Bestimmung der TNW	Restwerte zu TNW zum							
Netzid	Anlagegruppe	AJ		01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022

**Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und
kalkulatorischen Abschreibungen**

			-	-	-	-	-	-
			-	-	-	-	-	-
			-	-	-	-	-	-
Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Abschreibungen zu TNW zum					
Netzd	Anlagengruppe	AJ	31.12.2015	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022

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.

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, Beschl. 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). Biogaswälzungskosten (siehe unten unter Nr. 8a) sowie Kosten der Marktraumumstellung sind bei den Fernleitungsnetzbetreibern wie vorgelagerte Netzkosten zu behandeln. 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.
- **Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Abs. 2a ARegV (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6a):** Erlöse aus der Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Abs. 2a ARegV sind dauerhaft nicht beeinflussbare Erlöse. Gemäß § 23 Abs. 2a ARegV sind die in den letzten drei Jahren der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme entstandenen Betriebs- und Kapitalkosten, die auf Grund der Regelung nach § 4 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 sowohl im Rahmen der genehmigten Investitionsmaßnahme als auch in der Erlösobergrenze gemäß § 4 Absatz 1 der folgenden Regulierungsperiode berücksichtigt werden, als Abzugsbetrag zu berücksichtigen. Die Auflösung des ermittelten Abzugsbetrags erfolgt gleichmäßig über 20 Jahre, beginnend mit dem Jahr nach Ablauf der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme. Der Netzbetreiber muss diesen Abzugsbetrag, um eine doppelte Kostenanerkennung zu vermeiden, kostenmindernd über 20 Jahre als dauerhaft nicht beeinflussbaren Erlös in Ansatz zu bringen.
- **Kostenwälzung Biogas (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 8a):** Die durch die Einspeisung von Biogas verursachten Kosten werden gemäß § 20b GasNEV auf alle Netze innerhalb des Marktgebietes umgelegt. Der damit verbundene Wälzungsmechanismus ist durch die Vertragspartner in § 7 und den dazugehörigen Anlagen 6 und 7 der KoV vom 30.06.2011

vertraglich festgelegt worden. Eine detaillierte Beschreibung des Wälzungsprozesses erfolgt in dem BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden „Kostenwälzung Biogas“. Demnach finden auf die Kosten der Biogaswälzung alle Regelungen für vorgelagerte Netzkosten und somit § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV analog Anwendung.

- **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. Nach der alten Rechtslage galten Kosten aus betrieblichen oder tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen als dauerhaft nicht beeinflussbar, soweit diese in der Zeit vor dem 31.12.2008 abgeschlossen worden sind. Durch die Neuregelung des § 11 Abs. 2 Nr. 9 ist der Stichtag, bis wann Vereinbarungen zu Personalzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbar angesehen werden können, auf den 31.12.2016 verschoben worden. Die Regelung weitet somit den Bestandsschutz von geltenden kollektivarbeitsrechtlichen Vereinbarungen, die vor dem 31.12.2008 abgeschlossen wurden, auf solche Vereinbarungen aus, die vor dem 31.12.2016 geschlossen wurden.

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 Satz 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 Inanspruchnahmen einer fremden Dienstleitung, sondern für die Inanspruchnahme der Arbeitsleistung von Bediensteten. (Vgl. BGH, Beschluss v. 18.10.2016, EnVR 27/15 – Infrawest GmbH sowie BGH, Beschluss v. 17.10.2017 EnVR 23/16 – SW Kiel 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.
- **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.
- **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. 2 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.

Nach der Novellierung der Anreizregulierungsverordnung („Zweite Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung“ vom 14.09.2016, BGBl. 2016, S. 2147ff.) gelten nunmehr Kostenanteile aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen als dauerhaft nicht beeinflussbar, wenn diese bis zum 31.12.2016 abgeschlossen worden sind.

Vor diesem Hintergrund hat die Beschlusskammer mit Schreiben vom 17.10.2016 die Überleitungsrechnung der Kostendaten 2015 zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen, die gemäß der Festlegung BK9-15/605 nach altem Recht abgefragt wurde, erneut abgefragt.

Hierauf hat der Netzbetreiber mitgeteilt, dass sich aufgrund der geänderten Rechtslage Änderungen an der von ihm zu Beginn der Kostenprüfung übermittelten Überleitungsrechnung ergeben.

Die Beschlusskammer hat der Prüfung die vom Netzbetreiber vorgenommene Überleitungsrechnung zu Grunde gelegt, die der Netzbetreiber am 20.01.2017 über das Energiedatenportal übermittelt hat.

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 haben sich folgende Korrekturen ergeben:

- Der Netzbetreiber hat [REDACTED] in der Kostenposition Löhne und Gehälter für Zuschläge als dauerhaft nicht beeinflussbar gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 9 qualifiziert. Diese Qualifizierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten wurde in Höhe von [REDACTED] von der Beschlusskammer nicht akzeptiert. Gemäß Angaben des Netzbetreibers handelt es sich bei diesem Betrag um [REDACTED] Kosten, die auf [REDACTED] beruhen, sind nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß §11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV umzugliedern.

- Der Netzbetreiber hat [REDACTED] in der Kostenposition Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für [REDACTED] als dauerhaft nicht beeinflussbar gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 9 qualifiziert. Diese Qualifizierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten bzw. Erlöse wurde gesamthaft von der Beschlusskammer nicht akzeptiert. Kosten, die auf gesetzlichen Vorgaben beruhen, sind nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß §11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV umzugliedern.
- Der Netzbetreiber hat [REDACTED] in der Kostenposition Sponsoring, Werbung, Spenden für Werbe- und Marketingaufwand als dauerhaft nicht beeinflussbar gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 10 qualifiziert. Diese Qualifizierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten bzw. Erlöse wurde gesamthaft von der Beschlusskammer nicht akzeptiert. [REDACTED] sind nicht in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 10 ARegV umzugliedern. Es handelt sich hierbei nicht um Kosten der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit sondern um [REDACTED] die ohne konkreten Bezug zur Betriebsratstätigkeit als dauerhaft nicht beeinflussbar qualifiziert wurden.
- Der Netzbetreiber hat [REDACTED] in der Kostenposition Sonstige betriebliche Aufwendungen davon Sonstiges für IT-Aufwand als dauerhaft nicht beeinflussbar gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 10 qualifiziert. Diese Qualifizierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten bzw. Erlöse wurde in Höhe von [REDACTED] von der Beschlusskammer nicht akzeptiert. Es handelt sich hierbei nicht um Kosten der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit sondern um [REDACTED] die ohne konkreten Bezug zur Betriebsratstätigkeit als dauerhaft nicht beeinflussbar qualifiziert wurden.
- Der Netzbetreiber hat [REDACTED] in der Kostenposition [REDACTED] als dauerhaft nicht beeinflussbar gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 10 qualifiziert. Diese Qualifizierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten bzw. Erlöse wurde in Höhe von [REDACTED] von der Beschlusskammer nicht akzeptiert. Es handelt sich hierbei nicht um Kosten der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit sondern gemäß Schreiben vom 09.08.2017 um [REDACTED] die ohne konkreten Bezug zur Betriebsratstätigkeit als dauerhaft nicht beeinflussbar qualifiziert wurden.

3. 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 kalkulatorische 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	=	Annuität der Anlagengruppe i
TNW_i	=	Tagesneuwert der Anlagengruppe i
q	=	1 + Zinssatz
n_i	=	Nutzungsdauer der Anlagengruppe 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 6,91 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 5.10.2016, (Aktenzeichen BK4-16/161). 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 2006 bis 2015 abgestellt, da 2015 das Kalkulationsbasisjahr ist.

Jahr	Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuld- verschreibungen [%]	10-jahresmittel Umlaufrendite [%]
2006	3,8	
2007	4,3	
2008	4,2	
2009	3,2	
2010	2,5	
2011	2,6	
2012	1,4	
2013	1,4	
2014	1,0	
2015	0,5	2,49

Tabelle: Festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten;
Umlaufrenditen nach Wertpapierarten¹

Hieraus leitet sich für die genannten festverzinslichen Papiere für den Zeitraum 2006 bis 2015 eine durchschnittliche Rendite von 2,49 % 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) [%]
2006	93,9	1,50%	
2007	96,1	2,30%	
2008	98,6	2,60%	
2009	98,9	0,30%	
2010	100,0	1,10%	
2011	102,1	2,10%	
2012	104,1	2,00%	
2013	105,7	1,50%	
2014	106,6	0,90%	
2015	106,9	0,30%	1,46

Tabelle: Verbraucherpreisgesamtindex für Deutschland (Jahreswerte)²

¹ http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Geld_und_Kapitalmaerkte/Zinssaetze_und_Renditen/Umlaufrenditen/umlaufrenditen.html

² <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Verbraucherpreisindizes.html>

Hieraus leitet sich die durchschnittliche Preisänderungsrate (10-jahresmittel) für den Zeitraum 2006 bis 2015 ein durchschnittlicher Wert von 1,46 % ab. Bei der Bestimmung der durchschnittlichen Preisänderungsrate (10-jahresmittel) wird auf den Zeitraum von 2006 bis 2015 abgestellt, da das Basisjahr 2015 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 5,45 % und für den realen Fremdkapitalzinssatz (FK-Zins_{real}) ein Wert von 1,03 %.

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:

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

Hieraus ergibt sich ein gewichteter Zinssatz in Höhe von 2,54 %.

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

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

Anlage III

Anlagengruppe	Historische AK/HK bezogen auf das Anschaffungsjahr	Annuitätische Kosten
I. Allgemeine Anlagen		
2. 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 bituminisiert <= 16 bar		
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminisiert > 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. Molchschleusen		
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		

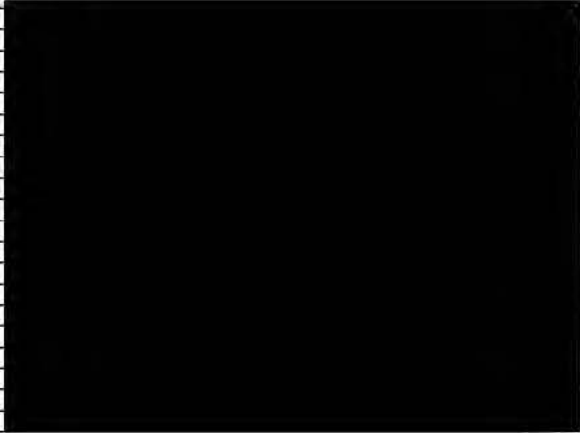
Annuitätische Kosten des SAV

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

[illegible]

Regeleinrichtungen
Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)
Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)
Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)
Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)
Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)
Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)
Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)
Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)
Fernwirkanlagen
Fernwirkanlagen
Fernwirkanlagen
Fernwirkanlagen
Fernwirkanlagen
Fernwirkanlagen



Übersicht der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Ausgangsniveau
Relevante KAdnb gem. § 11 II ARegV

Anlage IV
Saldo

	Kosten	Erlöse	
Nr. 1	gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten		
Nr. 2	Konzessionsabgaben		
Nr. 3	Betriebssteuern		
Nr. 4	erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen	10.289.480	10.289.480
Nr. 9	betriebl. und tarifvertragl. Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen		
Nr. 10	Betriebs- und Personalratsätigkeit		
Nr. 11	Berufsausbildung, Weiterbildung, Betriebskindertagesstätten		
Nr. 13	Auflösung von Baukostenzuschüssen/ Netzanschlusskostenbeiträgen		
S. 3	verfahrensregulierte Kosten oder Erlöse		
Summe	13.142.364	2.535.368	10.606.996

Aufwandsparameter

Anlage V

	Netzkosten nach Konsolidierung	davon dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	Aufwandsparameter [genehmigte Kapitalkosten]	Aufwandsparameter [standardisierte Kapitalkosten]
I 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 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				
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 Buchbedarf, 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 Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens				
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 Gasbeschaffungen				
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				
5.3 Nicht zurückgestellte Erlöse aus Versteigerungen gemäß § 13 Abs. 4 GasNZV				
5.4 Erlöse aus Verkauf von Entspannungsstrom				
5.5 Erlöse aus Differenzmengen				
5.6 Andere sonstige Erlöse				
5.7 Andere Umsatzerlöse (nicht Netzentgelte)				
6 Bestandsveränderungen				
7 andere aktivierte Eigenleistungen				
8 sonstige betriebliche Erträge				
8.1 Erträge aus der Auflösung von Netzanschlussbeiträgen				
8.2 Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen				
8.3 Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen gemäß § 13 Abs. 4 GasNZV				
8.4 Andere sonstige Erträge				
9 Erträge aus Beteiligungen				
Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens				
10 Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge				
10.1 Erträge aus Finanzanlagen				
10.1.1 Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen				
10.1.2 Erträge aus Cash-Pooling				
10.2 Erträge aus Forderungen, sonstigen Vermögensgegenständen, Wertpapieren und liquiden Mitteln				
10.2.1 Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen				
10.2.2 Erträge aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)				
10.2.3 Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht				
10.2.4 Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen				
10.2.5 Erträge aus Wertpapieren des Umlaufvermögens				
10.2.6 Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei der Bundesbank und Kreditinstituten				
10.3 Andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge				
I.b Kostenmindernde Erlöse und Erträge				
II. Netzkosten			40.107.846	36.805.102

OPEX

CAPEX		
kostenmindernde Erl. und Ertr.		
Kalk. Gewerbesteuer		
Aufwandsparameter	40.107.846	36.805.102