



## **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	Helmut Fuß,
den Beisitzer	Dr. Jörg Mallossek
und den Beisitzer	Roland Naas,

gegenüber der Gastransport Nord GmbH, Cloppenburg, Straße 363, 26133 Oldenburg, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Netzbetreiber -

am 13.06.2018 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. 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

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, ABI. BNetzA 08/2016, S. 1140 ff.) erhoben. Die von der Beschlusskammer danach ermittelten Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 27.12.2016 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 10.02.2017 gemäß § 67 Abs.1 EnWG Stellung genommen. Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 04.04.2017 die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten mitgeteilt (**Anlage I**).

#### 2. Ermittlung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenbestandteile

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 bereitgestellt. Die vom Netzbetreiber in der Überleitungsrechnung übermittelten Daten wurden auf ihre Konsistenz, Plausibilität und Validität überprüft und gegebenenfalls angepasst.

Dem Netzbetreiber wurde mit Schreiben vom 10.04.2017 das Ergebnis der Prüfung mitgeteilt (**Anlage IV**).

### **3. Durchführung des Effizienzvergleichs nach § 22 Abs. 3 ARegV**

Um die Ermittlung von Vergleichsparametern gemäß § 13 Abs. 3 i.V.m. § 22 Abs. 3 S. 3 ARegV durchführen zu können, war eine Strukturdatenabfrage bei allen Fernleitungsnetzbetreibern vorzunehmen. Die erforderlichen Strukturdaten der Netzbetreiber wurden von der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Festlegung vom 19.01.2016 (BK9-15/604, ABl. 2/2016, S. 138 ff.) erhoben. Die Übermittlung der Strukturdaten hatte bis zum 01.04.2016 über das Energiedatenportal der Bundesnetzagentur zu erfolgen.

In mehreren E-Mails an alle Fernleitungsnetzbetreiber wurden einzelne Auslegungsfragen zu den abgefragten Strukturdaten klargestellt. Bereits mit E-Mail vom 21.03.2016 erfolgten Auslegungshinweise zur Abfrage von Jahreshöchstlasten an Einzelpunkten und zu gebuchten Kapazitäten an Einzelpunkten. Mit E-Mail von 18.07.2016 wurden u.a. Klarstellungen zur Leistungsabfrage von (redundanten) Verdichtereinheiten, zur Abfrage von Fremdnutzungsanteilen, zum Gastransport über fremde Netze und zu buchbaren Kapazitäten aufgrund von Renominierungsbeschränkungsregeln geäußert. Mit E-Mail vom 26.07.2016 erfolgte eine Klarstellung hinsichtlich lediglich alternativ bestehender Kapazitäten.

Die Bundesnetzagentur hat die vom Netzbetreiber übermittelten Daten einer Konsistenz- und Plausibilitätskontrolle unterzogen. Hierzu erfolgte eine mehrstufige Prüfung der eingereichten Daten. Anhand einer Sichtprüfung wurden diese auf Auffälligkeiten überprüft, etwa hinsichtlich der abgefragten Einheiten (m<sup>3</sup> und MWh) und dem Vergleich von Einzel- und Gesamtangaben (beispielsweise der Jahresarbeit oder Jahreshöchstlast). Außerdem erfolgte ein Abgleich mit vorhandenen Daten aus dem Netzentwicklungsplan. Neben Sichtprüfungen wurden automatisierte Toolprüfungen durchgeführt. Hierzu wurden die Daten auf Plausibilität mit den Angaben aus Altverfahren untersucht und mit den Daten aus dem Monitoringbericht 2016 abgeglichen. Außerdem wurden diverse Logikprüfungen durchgeführt, wie dem Abgleich von davon-Positionen mit dem Hauptwert, dem Verhältnis der angegebenen Jahresarbeit und der Jahreshöchstlast oder dem Verhältnis der gebuchten und buchbaren Kapazitäten.

Untersucht wurden auch Leitungen im Bruchteilseigentum oder im Eigentum von Leitungsgesellschaften, an denen mehrere Fernleitungsnetzbetreiber beteiligt sind. Hier

wurden die jeweiligen Fremdnutzungsanteile geprüft, mit dem Ziel der Sicherstellung, dass in Summe bei Angaben wie dem Rohrvolumen die tatsächlichen Strukturparameter nicht mehrfach in den Effizienzvergleich einfließen.

In Fortentwicklung zur Datenabfrage für die zweite Regulierungsperiode wurde anhand einer Abfrage von einzelnen georeferenzierten Leitungsabschnitten das Vorliegen von Teilnetzen erfasst. Hierzu wurden den Fernleitungsnetzbetreibern mehrfach visuelle Darstellungen der ermittelten Geodaten und Teilnetze zur Stellungnahme übermittelt (u.a. E-Mails vom Juni 2016, 11.07.2016 und 06.09.2016). Diese Teilnetzbildung wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern überwiegend kritisch bewertet. Aus gaswirtschaftlicher Sicht bestehe etwa trotz physischer Trennung der Netze ein in sich geschlossenes Gesamtsystem ohne Teilnetze. Mithilfe von Vereinbarungen zur Marktgebietskooperation zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern, aber auch durch kostenpflichtige Instrumente wie Lastflusszusagen, seien die entsprechenden Lücken zwischen den Systemgrenzen überbrückt. Dies erlaube die Darstellung von frei zuordenbaren Kapazitäten auch über vermeintliche Teilnetze hinweg. Nur so könnten die Anforderungen des § 21 GasNZV zur Reduzierung der Marktgebiete erfüllt werden.

Der Netzbetreiber wurde im Falle beobachteter Inkonsistenzen oder unplausibler Datenübermittlungen aufgefordert, diese zu erläutern und, sofern eine Adjustierung der Daten erforderlich war, die korrigierten Daten erneut unter Verwendung des Energie-daten-Portals der Bundesnetzagentur zu übermitteln. Mit Schreiben von Anfang bis Ende September 2016 wurde den Fernleitungsnetzbetreibern sukzessive mitgeteilt, dass die interne Plausibilisierung abgeschlossen wurde und im Anschluss an eine Bestätigung der Richtigkeit der zuletzt übermittelten Daten durch die Fernleitungsnetzbetreibern die Daten an ein externes Beraterkonsortium zwecks weiterer Prüfungen und Parameterermittlung zur Verfügung gestellt werden.

Aufgrund von Rückfragen zu Auswertungen des Gutachterkonsortiums erfolgten mit E-Mail vom 19.12.2016 weitere Auslegungshinweise zur Angabe der Jahresarbeit und Jahreshöchstlast (Einzel- und Gesamtwerte). Es wurde erneut klargestellt, dass jeweils nur die physischen Gasmengen in Bezug auf das eigene Gasnetz zu melden seien; Fremdmengen Dritter seien herauszurechnen. Beim Fehlen von Messwerten seien die netzbetreiberbezogenen Werte entsprechend der Festlegung zur Datenerhebung zu berechnen oder möglichst exakt schätzen. Ein Ansatz von reinen Allokationsdaten, die etwa im Fall von Gegenstrommengen mit dem tatsächlichen Messwert nicht vereinbar sind, wurde als unzulässig erachtet.

Im weiteren Verlauf der Datenerhebung kam es zu umfangreichen Korrekturen der gemeldeten Werte der Jahresarbeit- und Jahreshöchstlast. Dennoch fiel bei der weiteren Plausibilisierung auf, dass in einigen Fällen von Leitungen im Eigentum von Leitungsgesellschaften bzw. im Bruchteilseigentum zwischen Netzbetreibern in Summe mehr an Arbeit und Leistung gemeldet wurde, als die entsprechenden Leitungen physikalisch transportieren können. Zur Schaffung einer einheitlichen Datengrundlage wurden die Fernleitungsnetzbetreiber mit Schreiben vom 13.03.2017 aufgefordert, an den betroffenen Punkten einheitlich ermittelte Daten zu melden. Hierzu sollten die Einzel- und Gesamtwerte für die Jahresarbeit- und Jahreshöchstlast in zwei Varianten gemeldet werden, einmal anhand der Allokationswerte an diesen Punkten und einmal entsprechend den vertraglichen Kapazitätsnutzungsverhältnissen an diesen Punkten. Diese Vorgehensweise wurde als erforderlich erachtet, um die Kritik der Fernleitungsnetzbetreiber an den bisher erhobenen Daten bzw. deren Berechnungslogik prüfen zu können. Im Verlauf des Verfahrens verwiesen die Fernleitungsnetzbetreiber überwiegend darauf, dass die Verwendung des Kapazitätsnutzungsverhältnisses nicht sachgerecht sei. In Einzelfällen stellte die Bundesnetzagentur im Rahmen der Plausibilisierung fest, dass Fernleitungsnetzbetreiber an Marktgebietsaustauschpunkten von Leitungsgesellschaften 100 % des Messwertes gemeldet haben, da hier keine Allokationsdaten vorlägen. Die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber wurden aufgefordert, die Eigenanteile der Arbeits- und Lastwerte zu schätzen; andernfalls werde das Kapazitätsnutzungsverhältnis angesetzt, um sicherzustellen, dass in den Effizienzvergleich in Summe lediglich der Messwert Einfluss finden könne. In der Folge wurden seitens der Fernleitungsnetzbetreiber erweiterte Schätzansätze entwickelt, die eine sachgerechte Abbildung der Marktgebietsaustauschpunkte an Leitungsgesellschaften erlauben.

Basierend auf dem damaligen Datenstand wurde den Fernleitungsnetzbetreiber mit Schreiben vom 17.03.2017 eine erste Datenquittung mit den zuletzt vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber übermittelten Strukturdaten und hieraus ermittelten potentiellen Vergleichsparametern über das Energiedatenportal zur Stellungnahme bis zum 21.04.2017 zur Verfügung gestellt. Die Datenquittung enthielt umfangreiche Angaben zu den vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber übermittelten Daten und den daraus durch die Bundesnetzagentur und dem Beraterkonsortium errechneten Parametern. Die potentiellen Vergleichsparameter Leitungslänge, Rohrvolumen, Rohrleitungsmantelfläche, Jahresarbeit, Jahreshöchstlast, Ein- und Ausspeisepunkte, Ein- und Ausgangsdruck, Druckdifferenz, mittleres Druckniveau, verschiedene GIS-basierte Parameter (Polygonfläche, Transportmoment, Transportwurzelmoment, mittlere Transportentfernung, Transportmomentfläche, horizontaler Transportanteil) wur-

den in verschiedenen Ausprägungen genannt und deren Herleitung dargelegt (Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber, Arbeitsstand Parameterdefinitionen, Stand März 2017). Zur besseren Nachvollziehbarkeit wurden Dateien mit Details zur Berechnung der Transportmomente und der Polygonfläche sowie kartenmäßige Darstellungen der Polygonflächen beigelegt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben zu Einzelsachverhalten hinsichtlich der von Ihnen gemeldeten Daten, zu von der Bundesnetzagentur ermittelten redundanten Ein- und Ausspeisepunkten und teilweise zur Methodik der Parameterermittlung insbesondere bezüglich der Teilnetzbildung Stellung genommen.

Am 02.05.2017 fand eine Konsultation der Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher zur Auswahl der Vergleichsparameter und zur Vorbereitung der Ausgestaltung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden durch die Bundesnetzagentur statt. Dabei wurde das den Effizienzvergleich begleitende Beraterkonsortium bestehend aus Swiss Economics SE AG zusammen mit SUMICSID Group SPRL und FourManagement GmbH vorgestellt. Ziel der Konsultation war es, die untersuchten potentiellen Vergleichsparameter vorzustellen und konzeptionell einzuordnen sowie die Ergebnisse der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse zu erörtern. Den Teilnehmern wurde explizit die Möglichkeit eingeräumt, weitere mögliche Vergleichsparameter vorzuschlagen. Schließlich sollten erste Überlegungen zur Methodik des Effizienzvergleichs konsultiert werden. Zur besseren Nachvollziehbarkeit wurde die methodische Vorgehensweise des Beraterkonsortiums zur Plausibilisierung der gemeldeten Daten erörtert. Ausgehend von der für die dritte Regulierungsperiode erweiterten Datenabfrage und der ingenieurwissenschaftlich ermittelten Fortentwicklung des Gasmarktes wurde die Bildung von im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode neuen Parametern vorgestellt. (etwa das Transportmoment mit der Jahresarbeit als Eingangsgröße, Transportmoment berechnet mit den realen Distanzen anstatt der Luftlinie). Ausführlich wurde aufgrund von ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen zum Verhältnis der Kosten, der Kapazität und des Querschnitts von Leitungen der Parameter des „Transportwurzelmoments“ erörtert. Auch die Prüfung von gebietsstrukturellen Daten wie den Bodenklassen wurde dargelegt. Dies führte zu einer Liste von 24 sogenannten Basisparametern, die in 8 Kategorien variiert werden können. Die sogenannte „Long List“ umfasste 72 potentielle Vergleichsparameter, deren ingenieurwissenschaftliche Untersuchung vorgestellt wurde. Die Parameter wurden den Versorgungsaufgaben des Transports, der Kapa-

zität und der Dienstleistung sowie dem Grad der Kontrollierbarkeit / Endogenität zugeordnet. Ausgewählte Parameter wurden in einer Referenznetzanalyse auf ihre kostentreibende Wirkung hin untersucht. Schließlich erfolgte die Vorstellung der Priorisierung der Parameter aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht, wobei klargestellt wurde, dass diese Priorisierung keinen prinzipiellen Ausschluss von potentiellen Vergleichsparametern nach sich zieht, sondern lediglich die Rangfolge beim sogenannten Top-Down-Ansatz im Modul des eigentlichen Effizienzvergleichs bestimmen soll. Im Hinblick auf den der Kostentreiberanalyse folgenden Effizienzvergleich wurden die Zielsetzung, die Methoden und die Gütekriterien im Konsultationstermin erörtert. Hierbei wurden insbesondere die ideale Modellgröße, die Methodik zur Herleitung der Modelle sowie deren Validierung und Normierung diskutiert. Die Herleitung der Modelle sollte parallel anhand einem restringiertem und einem unrestringiertem Verfahren sowie testweise anhand des Modells für die zweite Regulierungsperiode erfolgen. Während beim restringierten Verfahren als Ausgangsparameter die anhand der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse ermittelten priorisierten Parameter herangezogen werden („Top Down“), erfolgt die Parameterauswahl beim unrestringiertem Verfahren allein anhand ökonomischer Gütekriterien ohne Beachtung der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse („Bottom Up“). Die vorgesehenen Ausreißeranalysen mittels der Dominanzanalyse, der Supereffizienzanalyse bzw. der Cooks-Distanz sowie die Second Stage Analysen wurden ebenso erörtert. Abschließend wurden die grundlegenden Gütekriterien für das finale Modell dargelegt. Den betroffenen Wirtschaftskreisen und Verbrauchern wurde die Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme bis zum 23.05.2017 eingeräumt.

Im Nachgang zum Konsultation haben fünf Fernleitungsnetzbetreiber und der FNB Gas e.V. schriftlich Stellung genommen.

### **Referenznetzanalyse**

Es wurde die Frage aufgeworfen, inwiefern die Referenznetze die tatsächliche Versorgungsaufgabe auch im Hinblick auf die angeblich gestiegene Heterogenität der Fernleitungsnetzbetreiber im Vergleich zum letzten Effizienzvergleich abbilden. Gefordert wurde ein Vergleich der Struktur der Netze im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode hinsichtlich der Heterogenität in den Dimensionen der Versorgungsaufgabe. Dabei seien die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben der Fernleitungsnetzbetreiber zu berücksichtigen. Dies betreffe nicht nur die Differenzierung zwi-

schen dem Transit und der Versorgung von Großverbrauchern einerseits und Haushalts- und Gewerbekunden andererseits, sondern auch den Anteil am Transport mit Hochdruckleitungen. Während einzelne Fernleitungsnetzbetreiber den überwiegenden Teil der Hochdruckleitungen im eigenen Versorgungsgebiet betreiben, werde diese Aufgabe bei anderen Fernleitungsnetzbetreibern stärker durch Verteilernetzbetreiber wahrgenommen.

Hinsichtlich der generellen Vorbehalte gegen die Referenznetzanalyse wurde auf die Ausführungen zum Effizienzvergleich für die zweite Regulierungsperiode verwiesen. Die Referenznetzanalyse treffe nicht vollständig nachvollziehbare Annahmen. Die modellhaften Kosten beruhen nur partiell auf realen Assets und Kostenstrukturen. Es sei zu hinterfragen, ob die Referenznetzanalyse nicht mit Ist-Kosten durchzuführen sei.

Zum Teil wurde angemerkt, dass die Prämissen für die Referenznetzanalyse (z.B. Netztopologie, Anlagenmix, Kostenansätze für Investitionen, Betriebskosten) nicht vorgestellt worden seien und dies zur Intransparenz der Referenznetzanalyse führe.

Die Außerachtlassung von Verdichtern bei der Referenznetzanalyse sei eine erhebliche Schwäche. Bei der Entscheidung für mehr Verdichterzubau oder für den Bau zusätzlicher Leitungen komme es zu erheblichen Unterschieden in den Investitionsvolumina und den Kosten. Die volatilen Kosten der Antriebsenergie seien außer Acht gelassen worden, obwohl diese als Inputgröße im Effizienzvergleich berücksichtigt werden. Die Wirkung der Entscheidung auf einzelne Parameter (z.B. Leitungslänge, Rohrvolumen, Verdichterleistung) sei deutlich unterschiedlich. Die Relevanz von Verdichtern ergebe sich nicht nur aus dem bestehenden Anlagenmix, sondern auch aus den Netzentwicklungsplänen. Es wurde angemerkt, dass bei der Referenznetzanalyse auch wesentliche Netzkomponenten wie Mess- und/oder Regelstrecken, Prozessgaschromatographen, Molchschleusen, Druckstufen mit Sicherheitsabsperrentilen, Vorwärmleistung etc. weder als Betriebs- noch als Investitionskosten berücksichtigt worden seien. Außerdem sei die Vorgehensweise intransparent. So sei unklar, wie Variationen der Druck, Last- und Ausdehnungsszenarien berechnet wurden. Es sei anzunehmen, dass keine echte Gasnetzsimulation durchgeführt wurde. Vereinfachte Modellannahmen würden die Gefahr bergen, dass wesentliche Parameter wie die bei verzweigten Netzen hohe integrale Rohrraumigkeit nicht berücksichtigt werden. Die Tatsache, dass Druckverluste bei steigender Leitungslänge nur über

größere Leitungen kompensiert worden seien, sei ein Zeichen für eine fehlende Gasnetzsimulation.

Allein die große Anzahl von 168 Netzvariationen sei kein Garant dafür, dass die tatsächlichen Versorgungsaufgaben der Fernleitungsnetzbetreiber erfasst wurden. Dies sei von den Beratern auch nicht verifiziert worden und aus zwei Gründen nicht der Fall. Erstens weil die bei realen Netzen in unterschiedlichem Maße relevante Verdichterleistung nicht berücksichtigt worden sei. Zweitens sei nicht der unterschiedliche Bedarf an netztechnischer Komplexität zwischen reinen Transitnetzen und auch verteilenden Netzen berücksichtigt worden. Während ein Transitnetz keine Vorkehrung für den Fall treffen müsse, dass an einem Einspeisepunkt Nominierung bzw. Gasflüsse entfallen, müssten andere Netze Maßnahmen für eine Zuordnungs- und Aufkommensflexibilität treffen. Dies könne weder durch ein oder mehrere zeitgleiche Lastszenarien noch durch ein zeitungleiches Max-Szenario abgebildet werden.

Die Vorgehensweise sei allenfalls pseudoempirisch und nicht sachgerecht, da für eine Analyse echter empirischer Zusammenhänge in der Realität beobachtete Größen miteinander verglichen werden müssten. In der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse seien nur fiktive Daten mit anderen fiktiven Daten verglichen worden, wobei wesentliche Zusammenhänge ignoriert worden seien. Die Korrelationsanalyse zeige lediglich die Abhängigkeiten, die bei der Bildung der synthetischen Kosten explizit oder implizit zugrunde gelegt worden seien.

Dies zeige sich in den Ergebnissen der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse. Der horizontale Transportanteil werde in der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse als positiv kostenrelevant eingestuft, obwohl er bei echten Daten sogar schwach negativ korreliert sei. Das Streudiagramm der Rohrleitungsmanntelfläche zeige eine perfekte Gerade. Der ermittelte Korrelationskoeffizient für das Transportwurzelmoment (99,6 %) zeige lediglich, dass die Modellergebnisse derart von den Annahmen getrieben worden seien, dass diese lediglich die Annahmen selbst messen würden. Die ingenieurwissenschaftliche Kostentreiberanalyse sei zirkulär und nicht geeignet, die Kostenrelevanz von Strukturparametern zu bewerten.

### **Einstufung der Parameter als exogen / endogen**

Ein Fernleitungsnetzbetreiber trägt vor, dass die Einstufung in exogene und endogene Parameter mangels Begründung nicht nachvollziehbar sei. Richtig sei, dass bei-

spielsweise die Entscheidung für die Erweiterung des Rohrleitungsvolumens oder der Verdichterleistung endogen sei. Die Entwicklung des langfristigen Kapazitätsbedarfs und dementsprechende Ausbauverpflichtungen seien aber exogene Faktoren.

### **Transportwurzelmoment / Transportmoment**

Ein Fernleitungsnetzbetreiber begrüßte die Untersuchung des Parameters Transportwurzelmoment, die genaue Ermittlung müsse jedoch transparent und nachvollziehbar sein. Es solle auch transparent gemacht werden, welche gaswirtschaftlichen Leistungen dieser Parameter nicht erklären könne.

Ein anderer Fernleitungsnetzbetreiber begrüßt die Aussage des Beraters, dass zusätzliche Rohrleitungen eines „auch verteilenden“ gegenüber einem „nur transportierenden“ Fernleitungsnetzbetreiber zu berücksichtigen seien und dass das Transportmoment Transitleitungsgesellschaften bevorzuge. Die Auffassung, dass das Transportwurzelmoment die Nachteile aufhebe, werde jedoch nicht geteilt. Die vom Berater vorgeschlagene Bereinigung um das Druckniveau sei nicht sachgerecht umsetzbar. Auch die vom Gutachter vorgenommen Annahme eines Trade-Offs zwischen den Inputfaktoren Arbeit (Treibenergie) und Kapital (Rohrleitungen) sei nicht sachgerecht, da es keine homogene Kostenwirksamkeit beim Druckniveau gebe. Während einige Fernleitungsnetzbetreiber ihr Netz kostenfrei mit 100 bar aufgespeist bekämen, müssten andere z.B. Einspeisungen aus Erdgasproduktion mit zum Teil weniger als 50 bar berücksichtigen. Der Trade-Off scheitere auch daran, dass einige Fernleitungsnetzbetreiber nur eine Flussrichtung hätten und andere mehrere potentielle Lastflüsse abbilden müssten (netztechnischer Flexibilitätsbedarf). Auch die Parameter (Wurzel-)Transportmomentfläche und mittlere Transportdistanz seien, da vom Transport(wurzel)moment abgeleitet, ebenso nicht geeignet, die strukturelle Vergleichbarkeit zu gewährleisten sowie unterschiedliche Versorgungsaufgaben abzubilden.

### **Rohrleitungsmantelfläche**

Ein Fernleitungsnetzbetreiber führte aus, dass der Parameter Rohrleitungsmantelfläche Fernleitungsnetzbetreiber mit Verdichterkapazitäten systematisch benachteilige. Es dürfe nicht außer Acht gelassen werden, dass Verdichter in Netzen mit hohem netztechnischem Flexibilitätsbedarf es erst ermöglichen, sämtliche Aus- aus sämtli-

chen Einspeisepunkten zu versorgen – sowohl bezogen auf das eigene Netz, als auch auf das Marktgebiet.

### **Horizontaler Transportanteil**

Ein Fernleitungsnetzbetreiber führte aus, dass der Parameter bei einer DEA nicht geeignet sei, da er nach oben hin bei 100 % begrenzt sei und über keinen offenen Wertebereich verfüge. Es sei nicht erläutert worden, worin ein erhöhter Kostenaufwand bei steigendem horizontalem Transportanteil liege, stattdessen korreliere der Parameter leicht negativ mit den echten Kosten. In einem konkreten Effizienzvergleich hätte der Parameter die Folge, dass das kostentechnisch kleinste reine Transunternehmen in dieser Dimension als einziges als vollständig effizient eingestuft werden würde, obwohl es gemessen an der Kapazität offensichtlich ineffizient hohe Kosten haben könnte.

### **Ein- und Ausspeisepunkte**

Ein Netzbetreiber kritisiert die Einstufung des Parameters als exogen. Es sei eine Entscheidung des Fernleitungsnetzbetreibers, die Verteilung an Endverbraucher zu übernehmen oder dies nachgelagerten Netzbetreibern zu überlassen. Ein Verweis auf historische Strukturen sei unzulässig, da das Netz durch Verkauf an Verteilernetzbetreiber entsprechend bereinigt werden könne. Es fehle auch eine Begründung, wieso das bloße Vorhandensein von Ein- und Ausspeisepunkten Kosten verursache. Soweit die Messung nicht durch den Fernleitungsnetzbetreiber erfolge, entstünden diesem auch keine Kosten.

### **Verdichter**

Ein Fernleitungsnetzbetreiber begrüßte explizit die Einbeziehung von Verdichtern als Parameter. Das europäische Gesamtsystem zeige, dass der Bau von Verdichtern technisch zwingend sei.

Ein anderer Fernleitungsnetzbetreiber kritisierte die während der Konsultation geäußerte Ansicht, dass Fernleitungsnetzbetreiber mit großen Leitungsdurchmessern weniger Verdichtung benötigten und dafür höhere Errichtungskosten zu tragen hätten und somit die Verdichterkosten vernachlässigbar seien. Dies gelte nur für Fernleitungsnetzbetreiber, die aus ihren Netzen in Niederdrucknetze ausspeisen. Andere Fernleitungsnetzbetreiber müssten an internationalen Ausspeisepunkten den gleichen Hochdruck wie an den Einspeisepunkten bereitstellen. Dadurch (Kosten für die

Errichtung von Verdichtern und Treibgaskosten) entstünden zum Teil die größten Kostenpositionen in Unternehmen.

### **Abfrage von Jahresarbeit und Jahreshöchstlast**

Ein Fernleitungsnetzbetreiber kritisierte, dass nicht deutlich geworden sei, ob entsprechende Parameter auf Basis von Allokationswerten oder Kapazitätsnutzungsverhältnissen präferiert werden. Dieser Fernleitungsnetzbetreiber spricht sich für die Verwendung des Kapazitätsnutzungsverhältnisses aus. Die Verwendung von Allokationswerten führe an physischen Entry- oder Exitpunkten einer Gemeinschaftsleitung mangels Buchung, Nominierung oder Allokation zu keinen Ergebnissen je Netzbetreiber, obwohl erhebliche Flüsse zu verzeichnen seien und Kosten entstünden. Selbst die Aufteilung an Grenzübergangspunkten und Marktgebietsübergangspunkten sei im Fall von Leitungsgesellschaften nicht immer aussagekräftig. Auch im Fall von Nullnominierungen sei ein hohes Transportvolumen im Inneren des Marktgebietes als Beitrag zur Systemstabilität möglich, das der Partner der Leitungsgesellschaft mit seinen Nutzungsrechten alleine nicht darstellen könne. Auch wenn mit dem Kapazitätsschlüssel keine exakte der Realität entsprechende Zuordnung von Arbeit und Last möglich sei, sei der Schlüssel aufgrund der Bezugnahme auf die Kosten und Investitionen zu bevorzugen.

Analog zur Basisjahrthematik bei der Kostenprüfung müsse hinterfragt werden, ob Verzerrungen bei Parametern wie der Leistung und Arbeit, die Schwankungen unterliegen, vermieden werden könnten. Im Fall des Fernleitungsnetzbetreibers weiche z.B. der Wert für die Jahresarbeit aufgrund des Transportverhaltens der Kunden und klimatischer Bedingungen um 6,10 % vom Mittelwert der Jahre 2011 bis 2015 nach unten hin ab.

Ein anderer Fernleitungsnetzbetreiber führte in Bezug auf Vergleichsparameter, die den Transport beschreiben, aus, bei diesen sei nicht auf die tatsächliche Nutzung im Basisjahr, sondern auf auslegungsrelevante Werte abzustellen, für die das Netz zu dimensionieren und vorzuhalten sei. Darauf basiere auch die Ausbauplanung im Netzentwicklungsplan. Ein Abstellen auf die tatsächliche Nutzung würde Fernleitungsnetzbetreiber, die dem Transit und der Versorgung von Großverbrauchern dienen, gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern, die hochgradig temperaturabhängig sind, bevorteilen. Dies wäre nur dann nicht der Fall, wenn im Basisjahr aufgrund

niedriger Temperaturen der Auslegungsfall eingetreten wäre, was nicht der Fall gewesen sei.

### **Bodenklassen**

Ein Fernleitungsnetzbetreiber kritisierte die Einstufung als exogenen Parameter. Dies sei nicht nachvollziehbar, da die Bodenklasse bei Fernleitungsnetzbetreibern durch die Trassenwahl - anders als bei Verteilernetzbetreibern - beeinflussbar sei.

Gemäß der Stellungnahme weiterer Fernleitungsnetzbetreiber sei es nicht möglich, die Werte nachzuvollziehen, da diese auf einer externen Datenbank beruhten. Bisher sei vom Berater nicht untersucht worden, inwieweit die Bodenklassen tatsächlich kostenrelevant seien. Ebenso sei nicht ermittelt worden, ob die aktuellen oder die Bodenklassen zum Zeitpunkt der Errichtung relevant seien.

### **Polygonfläche**

Ein Fernleitungsnetzbetreiber merkte an, die Einordnung als endogener Parameter sei im Gegensatz zu den Ein- und Ausspeisepunkten nicht nachvollziehbar, da die Polygonfläche häufig durch Ein- und Ausspeisepunkte aufgespannt werde. Die Beeinflussbarkeit sei genau so gering wie bei der Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte.

Ein weiterer Fernleitungsnetzbetreiber führte aus, dass es nicht sachgerecht sei, aufgrund der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse und qualitativer Argumente die Polygonfläche beim Top-Down-Ansatz erst als einen der letzten Parameter in Betracht zu ziehen. Soweit der Berater meine, dass die Polygonfläche druck- und mengeninduzierte Kosten nicht erklären könne, die Kosten von Leitungen ohne große Krümmungen unterschätze und von einem nicht-linearen Zusammenhang abhängen, so treffe dies auch auf ein Vielzahl von anderen Parametern zu. Andere Parameter unterschätzten die Kosten verzweigter oder vermaschter Netze und seien ebenso nicht linear. Die Forderung nach Linearität würde die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs ausschließen. Unzutreffend seien die Aussagen des Beraters zur Endogenität der Polygonfläche. Netzbetreiber seien nicht in der Lage, den Verlauf von Grenzen und Küsten oder den Standort von Industriekunden, Erdgasvorkommen oder Gasspeichern zu ändern. Es gebe auch eine Pflicht zum Netzananschluss und bedarfsgerechten Ausbau bis zu diesen Punkten. Auch Pachtverhältnisse und Bruchteilseigentum seien mit Kosten verbunden, die nicht durch die Auswei-

tung der Polygonfläche, sondern der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber bestimmt werden.

In der zweiten Regulierungsperiode sei die Polygonfläche im Vergleich zum Rohrvolumen und der Rohrleitungsmantelfläche zumindest als deutlich exogener eingestuft worden. Es sei nicht nachvollziehbar, wieso sich diese Eigenschaft geändert haben sollte und warum etwa die Rohrleitungsmantelfläche eine erheblich höhere Priorität erhalten habe.

Die Polygonfläche sei ein geeigneter Strukturparameter, um die Versorgungsdimension der netztechnischen Flexibilität abzubilden. Fernleitungsnetzbetreiber mit einem hohen Bedarf an netztechnischer Flexibilität hätten im Vergleich mit Transitunternehmen weder ein besonders hohes Transport(wurzel)moment, noch eine besonders hohe Jahreshöchstlast und verglichen mit vollständig vermaschten Netzbetreibern keine besonders hohe Anzahl an Ein- und Ausspeisepunkten im Vergleich zu den Kosten. Stattdessen müssten sie eine signifikante Fläche gaswirtschaftlich erschließen.

### **Parameterpriorisierung**

Ein Netzbetreiber monierte, die Parameterpriorisierung sei als Ergebnis der Referenznetzanalyse und ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse analytisch nicht nachvollziehbar. Erstaunlich sei, dass die Ergebnisse von vorangegangenen Analysen abweichen würden. Die bisher verwendeten Parameter seien nur noch als zweite oder dritte Priorität klassifiziert.

### **Verhältnis der ingenieurwissenschaftlichen und ökonomischen Kostentreiberanalysen**

Begrüßt wurde die Aussage, dass die ingenieurwissenschaftliche Kostentreiberanalyse keinen Ausschluss von Parametern bewirke. Bedenken wurden jedoch im Hinblick auf die ggf. eintretenden Pfadabhängigkeiten bei der ökonomischen Kostentreiberanalyse geäußert. Zwar werde die Pfadabhängigkeit der Top-Down-Analyse durch die Bottom-Up-Analyse ausgeglichen. Es sei aber unbedingt erforderlich, die Bottom-Up-Analyse breit auszuführen und hier auch mit Parametern zu starten, die aufgrund anderer Bewertungen als „uninteressant“ gelten. Zumindest sollten die Parameter einbezogen werden, die eine hohe Korrelation mit den Kosten aufweisen.

### **Ausreißeranalyse bei ökonomischer Kostentreiberanalyse**

Soweit parametrische Methoden zum Einsatz kommen (OLS), sei bereits in diesem Stadium eine Ausreißerkorrektur nach Cook's Distance aufgrund der Heterogenität unabdingbar. Die Ausreißerkorrektur und die zur Beurteilung der Qualität einer OLS-Schätzung nötigen Outputs (direkte Auszüge aus der verwendeten Software) seien transparent auszuweisen, einschließlich einer Transformation der Daten (Logarithmierung / Normierung).

### **Heterogenität bei Effizienzwertermittlung**

Die Heterogenität bei den Versorgungsaufgaben müsse insofern berücksichtigt werden, als das Modell nicht in der einen oder anderen Dimension von einzelnen Unternehmen dominiert werde. Die Outputgewichte der DEA sollten analysiert und alle Unternehmen einer Peer-Analyse unterzogen werden. Die Ergebnisse seien (unter Wahrung der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse) zu veröffentlichen.

### **Robustheit des Modells**

Zur Prüfung der Robustheit solle das Ergebnis mehrerer Modelle ausgewiesen werden um zu zeigen, dass einzelne Unternehmen nicht nur im finalen Modell die entsprechende Effizienzwertausprägung erhalten. Sollte einem Unternehmen im finalen Modell Ineffizienz attestiert werden und sollte dies in vielen anderen Modellen nicht der Fall sein, könne von ungenau erfassten Versorgungsaufgaben ausgegangen werden. Die Robustheit solle auch durch Stichprobenvariationen (sukzessiver Ausschluss einzelner Unternehmen) geprüft werden.

### **Kontinuität und Rahmenbedingungen für Investitionen**

Die Kontinuität zu den Effizienzvergleichen der Vergangenheit sei zu wahren. Unternehmen, denen bisher eine hohe Effizienz bestätigt wurde und die wirtschaftlich effizient gehandelt haben, sollten nicht niedrigere Effizienzwerte erhalten, weil die neue Parameterkombination eine andere Versorgungsaufgabe abbildet. Effizienzverluste, die nicht durch direkte Kostensteigerungen verursacht wurden, müssten erklärbar sein. Auch die Entwicklung der Effizienzwerte insgesamt müsse ausgewiesen werden, um generelle, unbegründete oder zufällige Effizienzwertverschlechterungen auszuschließen.

Ein Netzbetreiber argumentiert, im Sinne der Kontinuität seien auf Basis der Empfehlung der damaligen Berater die Parameter der Polygonfläche sowie der Ein- und Ausspeisepunkte zu berücksichtigen. Ein weiterer Netzbetreiber führt aus, durch den

Wechsel von Parametern bei jedem neuen Effizienzvergleich entstünden Unsicherheit hinsichtlich der Rendite des eingesetzten Kapitals und Erschwernisse für Neuinvestitionen. Die Effizienzkriterien müssten vorhersehbar und die Effizienzergebnisse kontinuierlich und nicht willkürlich sein. Die plötzliche Veränderung von Vergleichsparametern im Effizienzmodell werde von Investoren als Unberechenbarkeit des Regulierungssystems angesehen. Dies führe zu vergleichsweise schlechteren Ratings der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber. Deswegen sollten Veränderungen nur beim Vorliegen zwingender sachlicher Gründe erfolgen. Der Netzbetreiber vergleicht schließlich die Vergleichsgruppen der ersten, zweiten und dritten Regulierungsperiode. Bereits in der ersten Regulierungsperiode hätten stark unterschiedliche Versorgungsaufgaben vorgelegen („Vollsortimenter“ mit Ferntransport und Verteilung in der Fläche, reine „Ein-Leitungs-Gesellschaften“ ohne eigene Betriebsführung sowie Flächenverteiler). In der zweiten Regulierungsperiode seien drei regionale Fernleitungsnetzbetreiber hinzugekommen. Es seien in der ersten und zweiten Regulierungsperiode Parameter verwendet worden, die die Versorgungsaufgaben dieser Vergleichsgruppen abbilden konnten (Polygonfläche, Transportmoment bzw. Rohrvolumen und Summe der Ein- und Ausspeisepunkte). Es bestünde weder aus tatsächlichen noch aus rechtlichen Gründen ein Anlass, die Eignung der Parameter zur Darstellung der Versorgungsaufgabe in Frage zu stellen. Allenfalls könnte es erforderlich sein, einen vierten Strukturparameter aufzunehmen.

### **Anzahl der Parameter**

Die höhere Anzahl der Unternehmen rechtfertige vier Vergleichsparameter. Dies sei auch durch die Heterogenität gerechtfertigt. Bei den drei definierten Versorgungsdimensionen sei es empfehlenswert, den unterschiedlichen Ausprägungen innerhalb dieser Dimensionen durch einen weiteren Parameter Rechnung zu tragen.

Im Nachgang zur Konsultation wurde den Fernleitungsnetzbetreibern mit E-Mail vom 05.05.2017 die Möglichkeit eingeräumt, durch qualitative Ausführungen von der Bundesnetzagentur ursprünglich als redundant erachtete Ein- und Ausspeisepunkte aufgrund von L-H-Gas-Sachverhalten und Bidirektionalität doch als Parameter in den Effizienzvergleich einfließen zu lassen.

Basierend auf dem aktualisierten Datenstand wurde den Fernleitungsnetzbetreiber mit Schreiben vom 12.06.2017 eine zweite Datenquittung mit den zuletzt vom jewei-

ligen Fernleitungsnetzbetreiber übermittelten Strukturdaten und hieraus ermittelten potentiellen Vergleichsparametern über das Energiedatenportal zur Stellungnahme bis zum 04.07.2017 zur Verfügung gestellt. Dabei erfolgten separate Auswertungen für die auf Basis von Allokationen und Kapazitätsnutzungsverhältnissen gemeldeten Daten zur Jahresarbeit und Jahreshöchstlast (zur Liste der Vergleichsparameter wird auf die Ausführungen zur ersten Datenquittung verwiesen).

Am 21.06.2017 unterrichtete die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber näher über die Ermittlung gebietsstruktureller Daten als potentielle Vergleichsparameter. Zur Ermittlung u.a. der Werte der Bodenklassen, der durchschnittlichen Hangneigung und der maximalen Höhendifferenz sollte ausgehend von den vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber gemeldeten Leitungsabschnitten mit hinterlegten Koordinaten ein Korridor von 60 Metern zuzüglich des aufgerundeten Leitungsinnehdurchmessers gebildet werden. Ausgangspunkt der Berechnung ist ein Bau-, Bauverkehr- und Baulogistikflächenbedarf von 25 m je Seite zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 5 m je Seite. Die Sachgerechtigkeit dieser Annahmen wurde vom Gutachterbüro Björnsen Beratende Ingenieure GmbH, die mit der Ermittlung der gebietsstrukturellen Daten aus externen Datenquellen beauftragt wurden, bestätigt (Gutachten zur Erstellung gebietsstruktureller Daten FNB Gas, Methodendokumentation vom August 2017, S. 5). Den Fernleitungsnetzbetreibern wurde die Möglichkeit eingeräumt, bis zum 27.06.2017 zur Breite des angenommenen Korridors Stellung zu beziehen.

Die Ermittlung dieser Daten wurde unter Nennung einer Vielzahl von weiteren potentiellen gebietsstrukturellen Daten wie etwa der Bevölkerungsdichte überwiegend begrüßt. Auch die breite des Baukorridors wurde ganz überwiegend als sachgerecht empfunden. Lediglich ein Fernleitungsnetzbetreiber hielt einen Korridor von insg. 700 m für sachgerecht, da bei Bebauungen in diesem Abstand mit zusätzlichen Kosten aufgrund von Schutzmaßnahmen zu rechnen sei. Von einigen Netzbetreibern wurde angemerkt, dass der Datenbestand den tatsächlichen Leitungsverlauf nicht hinreichend abdecke.

Daraufhin wurde den Fernleitungsnetzbetreibern am 29.06.2017 mit Frist zum 06.07.2017 die Möglichkeit gewährt, den genauen Verlauf des Leitungsnetzes mit Stand vom 31.12.2015 per GIS-Datei über das Energiedatenportal an die Bundesnetzagentur zur genaueren Analyse zu melden.

Mit Schreiben vom 27.07.2017 wurde den Fernleitungsnetzbetreibern eine Datenquittung zu den ermittelten gebietsstrukturellen Daten über das Energiedatenportal zur Verfügung gestellt. Dabei wurden in Bezug auf den ermittelten Leitungskorridor die Bodenklassen, die Grabbarkeit, die durchschnittliche Hangneigung sowie die maximale Höhendifferenz samt Methodenbeschreibung übermittelt. Den Netzbetreibern wurde Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 14.08.2017 gegeben.

Mit Schreiben vom 31.08.2017 wurde den Fernleitungsnetzbetreibern eine korrigierte Datenquittung zu den gebietsstrukturellen Daten mit Stellungnahmefrist zum 06.09.2017 zur Verfügung gestellt.

Überwiegend äußerten sich die Fernleitungsnetzbetreiber dahingehend, dass eine Untersuchung der erhobenen gebietsstrukturellen Daten begrüßenswert, die vorgenommene Betrachtung aber zu eingeschränkt sei. Von den Fernleitungsnetzbetreibern wurde eine Vielzahl von weiteren denkbaren gebietsstrukturellen Daten genannt, die potentiell kostentreibend sein könnten.

Ein Netzbetreiber führte aus, dass keine pauschale kostentreibende Wirkung von Bodenklassen unterstellt werden könne. Im Einzelfall seien archäologische Untersuchungen oder der Einsatz des Kampfmittelräumdienstes, bei felsigen Böden zum Teil Sprengung erforderlich. Relevant seien außerdem die historischen gebietsstrukturellen Daten. So hätten in der Vergangenheit weniger Straßen etc. vorgelegen und Infrastruktur sei häufig entlang von vorhandenen Pipelines errichtet worden. Die Maßstäbe des Kartenmaterials von 1:200.000 bzw. 1:1.000.000 seien zu ungenau und es fehle eine homogenisierte, amtliche und qualitätsgesicherte Datenbasis für derartige gebietsstrukturelle Daten. Für eine Berücksichtigung der individuellen Gegebenheiten vor Ort seien Bodenproben entlang der Pipelines erforderlich.

Vielfach wurde vorgetragen, die Rechtmäßigkeit der Einbeziehung sei zweifelhaft, da die Berechnungen nicht oder nur mit unverhältnismäßigem Aufwand nachvollziehbar seien und nicht deutlich werde, wie die einzelnen Daten im Ergebnis im Effizienzvergleich wirken würden.

Ein Fernleitungsnetzbetreiber wiederholte seine Forderung nach einem Leitungskorridor von 700 m zur Ermittlung der gebietsstrukturellen Daten.

Schließlich wurde argumentiert, dass berücksichtigt werden müsse, dass bei höheren Bodenklassen die Kosten nicht linear, sondern sprunghaft steigen. So werden ab Bodenklasse 6 Zulagen für den Einsatz spezieller Baugeräte erhoben.

Mit Schreiben vom 07.08.2017 wurde den Fernleitungsbetreibern eine dritte Datenquittung über das Energiedatenportal mit Frist zur Stellungnahme bis zum 18.08.2017 zur Verfügung gestellt. Mit dieser Datenquittung wurden die im Nachgang zur Konsultation vom 02.05.2017 gebildeten Parameter der Anzahl der Verzweigungen und der Anzahl der Maschen erläutert und mit übermittelt. Außerdem wurden die Anzahl der Verdichter, die installierte Verdichterleistung sowie die verwendete Treibenergie als potentielle Vergleichsparameter ausgewiesen.

Zum Teil wurde zur dritten Datenquittung vorgetragen, dass für die neu eingeführten Parameter bisher die ingenieurwissenschaftliche Begründung fehle. So sei nicht ersichtlich, ob eine hohe Anzahl an Maschen und Verzweigungen einen effizienten oder einen ineffizienten Fernleitungsnetzbetreiber charakterisieren würden.

Ein weiterer Netzbetreiber stellte fest, dass gemäß der Vorgehensweise bei der Berechnung der Verzweigungen und Maschen doppelte Leitungen, d.h. Loop-Leitungen nicht separat gezählt worden seien. Eine Begründung hierfür fehle. Der Ansatz sei nicht sachgerecht, da gerade Loop-Leitungen die Netzkomplexität erhöhen würden und Loop-Leitungen mit um 25 % höheren Kosten als von Anfang an mit dem optimalen Rohrdurchmesser errichteten Leitungen verbunden seien.

Es sei nicht nachvollziehbar, inwieweit die Formel zur Berechnung der Maschen unabhängige Maschen widerspiegele. Die Formel sei nur auf planare Graphen anwendbar. Gasnetze stellten jedoch keine planare Graphen dar. Zudem müsse erörtert werden, ob nicht auch topologisch unumgängliche Kreuzungen im Netz eine Erhöhung der Komplexität darstellten. In der Graphentheorie seien unterschiedliche Kriterien für die invariante Charakterisierung der Komplexität definiert, die ggf. besser geeignet seien. Ein Zusammenhang mit den Kosten sei jedenfalls bisher nicht dargelegt worden. Auch müsse erörtert werden, ob der Zusammenhang dieser Strukturparameter mit den Kosten linear sei. Darüber hinaus seien weitere Eigenschaften der Netze auf ihre kostentreibende Wirkung zu untersuchen, wie etwa unterschiedliche Druckanforderungen an ein Netz, die ursächlich auf Anforderungen vor- und nachgelagerte Netze zurückgehen.

In den finalen Struktur- und Kostendaten sind für Zwecke des Effizienzvergleichs Leitungen, bei denen Kapazitäten teilweise von der Anwendung der §§ 20 bis 25 EnWG ausgenommen sind, vollständig abgebildet. Gemäß Tenorziffer 5 der Festlegung BK9-15/604 vom 19.01.2016 waren die Strukturdaten für Zwecke der Plausibilisierung zunächst gesamthaft zu melden, also einschließlich des nicht regulierten Anteils. Zum damaligen Zeitpunkt erschien es jedoch nicht sachgerecht, die entsprechenden Kapazitäten und die hierfür erforderlichen Netzstrukturen in den Effizienzvergleich einzubeziehen. Im Verlauf der Durchführung des Effizienzvergleichs hat sich jedoch gezeigt, dass bei einem von diesem Sonderfall betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber auffällige Verhältnisse zwischen Vergleichs- und Aufwandsparemern aufgetreten sind. Aufgrund dieser Verzerrung wurden für die finalen Berechnungen des Effizienzvergleichs die Struktur- und Kostendaten einschließlich des nicht-regulierten Anteils in die Betrachtung aufgenommen.

Dem Netzbetreiber wurden erstmals mit Schreiben vom 17.10.2017 die Modellparameter für den Effizienzvergleich sowie der voraussichtliche Effizienzwert für die dritte Regulierungsperiode in Höhe von 100 % vorab basierend auf den damals angenommenen Aufwands- und Vergleichsparemern 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 durch die Hinzurechnung der Gewerbesteuer korrigiert.

Zwar wurde im Rahmen einer noch im Dezember durchgeführten vorläufigen Kontrollrechnung festgestellt, dass sich die geänderten Aufwandsparemern bei Beibehaltung des Modells für den Effizienzvergleich über alle Fernleitungsnetzbetreiber 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.

Die Bundesnetzagentur veranlasste eine erneute Kostentreiberanalyse durch das Gutachterkonsortium. 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 22.12.2017 wurde dem Netzbetreiber der Effizienzwert nach Korrektur der Aufwandparameter genannt. Dieser deckt sich mit dem am 17.10.2017 mitgeteilten Effizienzwert.

Die Beteiligung der Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher hinsichtlich der Auswahl der Vergleichsparameter sowie der Ausgestaltung der in Anlage 3 aufgeführten Methoden fand durch eine schriftliche Konsultation statt. Vom 22.03.2018 bis zum 03.05.2018 erhielten diese Gelegenheit zur schriftlichen Stellungnahme. Hierzu wurden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur neben den Gutachten „Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber“ sowie „Gutachten zur Erstellung gebietsstruktureller Daten“ den Vertretern der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher auch Auszüge aus den beabsichtigten Festlegungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode im Hinblick auf den Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt.

#### **4. 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.

#### **5. Anhörung**

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 28.03.2018 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 16.04.2018 Stellung genommen. Hierin verweist er auf seine Stellungnahmen zum von der Beschlusskammer ermittelten Ausgangsniveau.

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, 19 und 22 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

$$EO_t = KA_{dnb,t} + [KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}] \cdot \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen ist in einem ersten Schritt das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV zu bestimmen. Daraufhin sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{dnb,t}$ ), die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{vnb,0}$ ) und die beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{b,0}$ ) 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 Erweiterungsfaktor ( $EF_t$ ) nach § 10 ARegV, ggf. das Qualitätselement ( $Q_t$ ) nach § 18 ff. ARegV, der volatile Kostenanteil nach § 11 Abs. 5 ARegV ( $VK_t - VK_0$ ) sowie die Summe der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze ( $S_t$ ) 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 **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 ( $KA_{vnb,0}$ ) gelten gemäß § 11 Abs. 3 S. 2 ARegV die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten bereinigten Effizienzwert (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ( $KA_{dnb,0}$ ). Somit gilt:

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

Die Höhe der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ist **Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösobergrenzen** zu entnehmen. In diesen sind gemäß § 11 Abs. 3 S. 3 ARegV die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete beruhenden Kostenanteile enthalten.

#### 2.3.1. Effizienzwertermittlung nach §§ 12 bis 15 und 22 ARegV

Ein wesentliches Element der Anreizregulierung ist die Bestimmung der Effizienzwerte der Fernleitungsnetzbetreiber nach Maßgabe der §§ 12 bis 15 und 22 ARegV.

Die Ermittlung des individuellen Effizienzwertes erfolgt für die Fernleitungsnetzbetreiber auf Grundlage des Effizienzvergleichs nach § 22 Abs. 3 S. 1 bis 3 ARegV i.V.m. den dort genannten Vorschriften.

Die Bundesnetzagentur hat einen nationalen Effizienzvergleich mit dem Ziel durchgeführt, die unternehmensindividuellen Effizienzwerte der Fernleitungsnetzbetreiber zu bestimmen (§ 22 Abs. 3 S. 1 und 2 ARegV).

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 Anreizregulierungsverordnung ist es insbesondere nicht Aufgabe der Regulierungsbehörde, den Netzbetreibern diesbezüglich Informationen oder konkrete Handlungsempfehlungen zur Steigerung ihrer individuellen Effizienz aufzuzeigen.

#### **2.3.1.1. Methodik des Effizienzvergleichs**

Der Effizienzvergleich wurde durch die Bundesnetzagentur nach den methodischen Vorgaben von § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 12 Abs. 2 bis 4a, § 13 Abs. 1 und 3, § 14 ARegV sowie der Anlage 3 zu § 12 ARegV durchgeführt. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass es sich bei dem in § 22 Abs. 3 S. 3 ARegV fehlenden Verweis auf § 12 Abs. 4a ARegV um ein redaktionelles Versehen handelt.

Die Bundesnetzagentur hat nach Durchführung einer Kostentreiberanalyse unter Verwendung analytischer Kostenmodelle ein sogenanntes „doppeltes Benchmarking“ (vgl. § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 12 Abs. 4a ARegV) vorgenommen, indem einerseits die Aufwandsparemeter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. §§ 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) in die Effizienzanalyse mittels einer Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis, DEA) einfließen. Die nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 ARegV ermittelten Vergleichsparemeter blieben gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 12 Abs. 4a S. 2 ARegV dabei jeweils unverändert.

Zugunsten des Netzbetreibers wurde davon ausgegangen, dass das jeweilig beste Ergebnis der beiden Einzeleffizienzanalysen die Effizienz des Unternehmens abbildet (§ 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 12 Abs. 4a S. 3 ARegV).

Die Ermittlung der Effizienzwerte erfolgte unter Einbeziehung aller Druckstufen. Es erfolgte keine Ermittlung von Teileffizienzen für die einzelnen Druckstufen (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 3 zu § 12 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 besonders hoher Effizienz erhielten einen Effizienzwert von 100 Prozent (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 S. 2 zu § 12 ARegV). Für Ausreißer mit einem niedrigen Effizienzwert von unter 60 Prozent wird hingegen ein Mindesteffizienzwert in Höhe von 60 Prozent angesetzt (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 S. 3 zu § 12 ARegV), wobei diese Regelung nicht zur Anwendung kam.

### **Methodische Grundlagen**

Die Bundesnetzagentur hat mit der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis - DEA) eine wissenschaftlich anerkannte Methode zur Durchführung des nationalen Effizienzvergleiches verwendet (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr.1 a) zu § 12 ARegV). In dieser Analysemethode orientieren sich grundsätzlich alle Unternehmen an den effizientesten Unternehmen (sogenannte Frontier-Unternehmen).

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 § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG. Durch die Anwendung des „best-of-two“ wird in besonderer Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe sichergestellt. Darüber hinaus wird eine großzügige Ausreißerbestimmung und Supereffizienzanalyse nach Anlage

3 Nr. 5 zu § 12 ARegV vorgenommen, so dass insoweit im Effizienzvergleich keine Orientierung am tatsächlich effizientesten Unternehmen mehr erfolgt.

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, sofern sich ein Effizienzwert von weniger als 60 Prozent ergibt, ein Effizienzwert 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 erfolgen (§ 16 Abs. 2 ARegV), durch Einräumung eines längeren Zeitraums zum Abbau der ermittelten Ineffizienzen. 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).

### **Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA)**

Die SFA als parametrische, stochastische Methode ist nach Maßgabe des § 22 Abs. 3 S. 2 ARegV nicht zur Anwendung gekommen, da lediglich 16 Unternehmen an dem Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber teilnahmen. Ausgehend von diesem Datensatz stellte der Gutachter fest, dass keine ausreichende Datengrundlage für die Durchführung eines aussagekräftigen nationalen Effizienzvergleichs mittels SFA gegeben war.

### **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 Fernlei-

tungsnetzbetreiber. 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 (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV).

### **2.3.1.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs**

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandparameter und Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Insgesamt wurden Daten von 16 Fernleitungsnetzbetreibern in den Effizienzvergleich einbezogen.

#### **2.3.1.2.1. Aufwandparameter nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 ARegV**

Als Aufwandparameter werden die nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 ARegV ermittelten Kosten angesetzt (**Anlage V**). Dabei wird zwischen den Aufwandparametern mit und ohne Standardisierung der Kapitalkosten unterschieden.

Bei der Ermittlung der Aufwandparameter ist gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 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, 3 ARegV, auszugehen. Von den so ermittelten Gesamtkosten sind gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV abzuziehen.

Zur Ermittlung der Aufwandparameter mit Standardisierung der Kapitalkosten wurde gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 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 Verzerrun-

gen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen und Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können.

**2.3.1.2.1.1. Überleitungsrechnung nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV**

Die Ermittlung der Gesamtkosten im Rahmen des Effizienzvergleichs der Anreizregulierung erfordert gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 1 die Überleitung der Kostenwerte nach § 6 Abs. 1 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 ARegV. In **Anlage V** ist die Ermittlung der Aufwandsparemeter inklusive der vorgenommenen Umbuchungen und etwaiger Korrekturen der Regulierungsbehörde dargestellt.

**2.3.1.2.1.2. Vergleichbarkeitsrechnung nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 3 ARegV**

Die Kapitalkosten sollen gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 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, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können. Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Kapitalkosten ist gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV eine Vergleichbarkeitsrechnung zur Ermittlung von Kapitalkostenannuitäten durchzuführen.

Die Kapitalkosten umfassen gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 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. Die Bestimmung der Kapitalkosten für den Netzbetreiber nach Durchführung der Vergleichbarkeitsrechnung ist in **Anlage III** dargestellt.

**2.3.1.2.2. Vergleichsparameter nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 ARegV**

Die Ermittlung der Vergleichsparameter erfolgt nach Maßgabe von § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 ARegV. Vergleichsparameter im Sinne von § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m.

§ 13 Abs. 1 ARegV sind gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 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 § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 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 § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 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 § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV bei Gasversorgungsnetzen 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 § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 5 ARegV flächenbezogene Durchschnittswerte gebildet werden.

Die Vergleichsparameter können gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 6 ARegV bezogen auf die verschiedenen Netzebenen von Gasversorgungsnetzen verwendet werden; ein Vergleich einzelner Netzebenen findet dabei nicht statt. Die Auswahl der Vergleichsparameter hat gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 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 qualitativer und 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 § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 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 § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 9 ARegV die Unterschiede zwischen Strom- und Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen, insbesondere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasversorgungsnetzen.

Soweit in § 13 Abs. 3 S. 8 ARegV die Vorgaben zur Ermittlung der Vergleichsparameter um die Abbildung der Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber im Rahmen des Effizienzvergleichs ergänzt wurden, geschah dies aufgrund des durch die Energiewende bedingten Wandels der Aufgaben der Netzbetreiber. (BR Drs. 296/16, S. 39). Dass derartige Aspekte im Bereich der Fernleitungsnetzbetreiber im Hinblick auf den Effizienzvergleich relevant sind, konnte im Verfahren zur Durchführung des Effizienzvergleichs der Fernleitungsnetzbetreiber nicht festgestellt werden.

Um die Vergleichsparameter zu erheben und die Ermittlung weiterer Vergleichsparameter gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 ARegV durchführen zu können, wurde eine Strukturdatenabfrage bei den Netzbetreibern durchgeführt.

Die erhobenen Strukturdaten wurden 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. Diese und die von den Netzbetreibern selbst angegebenen Strukturdaten wurden in mehreren Datenquittungen den Netzbetreibern zur Stellungnahme übermittelt, bevor die Daten Eingang in den Effizienzvergleich gefunden haben. Mit der abschließenden Anhörung der Erlösbergrenzen wurde dem Netzbetreiber die in den Effizienzvergleich eingebezogenen Strukturparameter mitgeteilt.

Bei der Auswahl der Vergleichsparameter wurden gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 10 ARegV Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher rechtzeitig gehört.

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde gemäß § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV eine Kostentreiberanalyse insbesondere unter Verwendung analytischer Kostenmodelle durchgeführt. Diese dient der Ermittlung derjenigen Vergleichsparameter, die einen maßgeblichen Einfluss auf die Kostenentwicklung und damit zugleich einen hohen Erklärungsgrad für den Effizienzvergleich aufweisen. Die DEA setzt methodisch eine Relation zwischen der Unternehmensanzahl und der Anzahl von Vergleichsparametern voraus, die eine zufriedenstellende Trennung der Ergebnisse ermöglichen.

Auf Grundlage des erstellten Gutachtens zur Kostentreiberanalyse und zum Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber und der Stellungnahmen der Netzbetreiber werden folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

1. Rohrvolumen (yPipevolume)
2. Fläche des versorgten Gebietes (Polygonfläche, yArea\_all)
3. Anzahl der Netzanschlusspunkte (yPoints\_num)
4. Verdichterleistung (yCompressor\_power)

Eine Übersicht der Vergleichsparameterwerte findet sich in **Anlage A3 Effizienzvergleich**.

Die identifizierten Vergleichsparameter bilden die Versorgungsaufgaben der Fernleitungsnetzbetreiber ab, also Anforderungen, die an ihn von außen herangetragen werden und denen sich der Fernleitungsnetzbetreiber nicht oder nur mit unzumutbarem Aufwand entziehen kann (vgl. BGH EnVR 88/10).

In den finalen Struktur- und Kostendaten sind für Zwecke des Effizienzvergleichs zur Herstellung der Vergleichbarkeit zwischen den untersuchten Fernleitungsnetzbetreibern Leitungen bzw. die entsprechenden Fernleitungsnetzbetreiber, bei denen Kapazitäten teilweise von der Anwendung der §§ 20 bis 25 EnWG ausgenommen sind, vollständig abgebildet. Hierzu heißt es in § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV lediglich, dass (in einem ersten Schritt) als Aufwandsparemeter die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1 und 2 ermittelt werden.

Da sich im Verlauf der Durchführung des Effizienzvergleichs gezeigt hat, dass bei einem von diesem Sonderfall betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber auffällige Verhältnisse zwischen Vergleichs- und Aufwandsparemetern aufgetreten sind, wurde die vollständige Abbildung auch des nicht-regulierten Anteils in den Aufwands- und Vergleichsparametern nach § 13 Abs. 1 ARegV zunächst in Erwägung gezogen und beim finalen Modell so auch berücksichtigt.

Hintergrund ist, dass einerseits die Kostendaten und wesentliche Strukturdaten wie das Rohrvolumen oder die Verdichterleistung aufgrund des direkten Bezugs zu den Betriebskosten bzw. Anschaffungs- und Herstellungskosten anhand des regulierten Anteils der Kapazitäten (der bei Bestimmung der Erlösobergrenze als Kostenschlüssel zwischen dem regulierten und nicht regulierten Teil des Unternehmens zur Anwendung kommt) reduziert werden können. Andererseits ist eine solche Reduzierung bei den Parametern zur Jahresarbeit und Jahreshöchstlast mit erheblichen Unwägbarkeiten verbunden und bei Parametern wie der versorgten Fläche oder den Ein- und Ausspeisepunkten überhaupt nicht möglich, da diese unabhängig vom Umfang der Kapazitäten sind. Bei dieser asymmetrischen Reduzierung haben sich starke Verzerrungen bei der Durchführung des Effizienzvergleichs zum Nachteil der Fernleitungsnetzbetreiber mit ausschließlich regulierten Anteilen ergeben. Für Zwecke der Bestimmung der Erlösobergrenzen der betroffenen Netzbetreiber werden die unter Berücksichtigung der nicht-regulierten Anteile ermittelten Effizienzwerte auf den regulierten Kostenanteil angewandt, § 15 Abs. 3 S. 2 ARegV. Diese Vorgehensweise

stellt sicher, dass keine verzerrende Wirkung zu Lasten der Fernleitungsnetzbetreiber mit ausschließlich regulierten Kapazitäten eintritt. Eine Effizienzvorgabe die sich auch dadurch ergibt, dass bestimmte Infrastrukturen von der Entgeltregulierung ausgenommen sind, wäre mit den Vorgaben der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit gemäß § 21a Abs. 5 S. 4 nicht vereinbar. Die gewählte Vorgehensweise sichert vielmehr ab, dass bestehende objektive strukturelle Unterschiede nach § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG angemessen berücksichtigt sind.

### **2.3.1.2.3. Ausreißeranalyse**

Die Bundesnetzagentur hat für die nicht-parametrische Methode (DEA) Analysen zur Identifikation von extremen Effizienzwerten (Ausreißern) durchgeführt, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wurde ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Bei der DEA gilt ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Zur Ermittlung von Ausreißern wurden statistische Tests durchgeführt. Dabei wurde die mittlere Effizienz aller Netzbetreiber einschließlich der potenziellen Ausreißer mit der mittleren Effizienz der Netzbetreiber verglichen, die sich bei Ausschluss der potenziellen Ausreißer ergeben würde (Dominanzanalyse). Der dabei festgestellte Unterschied ist mit einer Vertrauenswahrscheinlichkeit von mindestens 95 Prozent zu identifizieren. Bei Aufwandsparemtern mit Standardisierung der Kapitalkosten nach § 22 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV wurde ein Ausreißer identifiziert. Bei der Dominanzanalyse unter Berücksichtigung der Aufwandsparemter ohne Standardisierung wurde kein Unternehmen als Ausreißer identifiziert.

Ergänzend wurde eine Analyse der Supereffizienzwerte durchgeführt. Dabei waren diejenigen Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen, deren Effizienzwerte den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5-fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes (§ 22 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemter wurde ein weiteres Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet. Bei der Effizienz-

wertanalyse unter Berücksichtigung der Aufwandsparemeter ohne Standardisierung wurde ebenfalls ein Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet.

#### **2.3.1.2.4. Gutachten**

Hinsichtlich der Kostentreiberanalyse und der konkreten methodischen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs wird auf den in **Anlage A.BM** beigefügten Bericht des den Effizienzvergleich begleitenden Beraterkonsortiums bestehend aus Swiss Economics SE AG zusammen mit SUMICSID Group SPRL und FourManagement GmbH und auf das Gutachten zur Erstellung gebietsstruktureller Daten – FNB Gas – Methodendokumentation, Björnson Beratende Ingenieure GmbH, August 2017 (**Anlage A.GS**) verwiesen.

#### **2.3.2. Effizienzwert des Netzbetreibers**

Die Ermittlung des unternehmensindividuellen Effizienzwertes erfolgt auf Grundlage des § 22 Abs. 3 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 i.V.m. § 22 Abs. 3 S 3 ARegV). Die für den Netzbetreiber in den durchgeführten Effizienzvergleichen ermittelten individuellen Effizienzwerte ergeben sich aus **Anlage A3 Effizienzvergleich**.

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

### 2.4.1. Beeinflussbare Kostenanteile im Basisjahr

Als beeinflussbare Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs. 4 S. 2 ARegV alle Kostenanteile, die nicht dauerhaft oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile sind. Die Höhe der beeinflussbaren Kostenanteile ist **Anlage A1 Kalenderjährliche Erlösbergrenzen** zu entnehmen.

### 2.4.2. Individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 ARegV

Die Festlegung der Erlösbergrenze 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 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 Erlösbergrenzen**.

## 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.

dex (VPI). Für die Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 ARegV wird der VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem Jahr, für das die Erlösobergrenze gilt, verwendet ( $VPI_t$ ). Dieser wird ins Verhältnis gesetzt zum VPI für das Basisjahr ( $VPI_0$ ).

Basisjahr ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Jahr 2015. Gemäß Statistischem Bundesamt beträgt der VPI für das Jahr 2015 106,9 (bei einer Normierung auf das Jahr 2010), für das Jahr 2016 107,4 (ebenfalls bei einer Normierung auf das Jahr 2010) und für das Jahr 2017 109,3 (ebenfalls bei einer Normierung auf das Jahr 2010) (abrufbar im Internet unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> > Suche nach: 61111-0001). Entsprechend des Terms  $VPI_t/VPI_0$  der in Anlage 1 zu § 7 ARegV aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 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 die Folgejahre der dritten Regulierungsperiode (2020 bis 2022) hat die Beschlusskammer die relative prozentuale Veränderung des VPI des Jahres 2016 (107,4) gegenüber 2017 (109,3) fortgeschrieben, da im Zeitpunkt der Beschlussfassung noch keine Erkenntnisse hinsichtlich des VPI der Kalenderjahre 2018 bis 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:

<b>Jahr</b>	<b>VPI</b>
2015	<b>106,9</b>
2016	<b>107,4</b>
2017	<b>109,3</b>
2018	<b>111,1</b>
2019	<b>112,9</b>
2020	<b>114,7</b>

Für das dritte Jahr der dritten Regulierungsperiode (2020) wurde demgemäß ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0393, für das vierte Jahr der dritten Regulierungsperiode (2021) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0561 und für das fünfte Jahr der dritten Re-

gulierungsperiode (2022) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0730 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 2010 – ist in nachstehender Tabelle als zweistellig gerundeter Prozentwert dargestellt:

Jahr	VPI <sub>t</sub> /VPI <sub>0</sub>
2018	0,47%
2019	2,25%
2020	3,93%
2021	5,61%
2022	7,30%

Die Beschlusskammer hat diese Werte bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2018 bis 2022 berücksichtigt (**Anlage A1. Kalender-jährliche 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<sub>t</sub>).

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

Gemäß § 9 Abs. 3 ARegV hat die Bundesnetzagentur ab der dritten Regulierungsperiode den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Gas- und Stromnetzbetreiber für die gesamte Regulierungsperiode zu ermitteln. Mit Beschluss vom 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<sub>t</sub> als der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9 ARegV definiert, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungs-

periode 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. Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV**

In der Regulierungsformel ist eine Variable für den Erweiterungsfaktor vorgesehen. Gleichwohl können Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 10 Abs. 4 ARegV einen Erweiterungsfaktor ( $EF_t$ ) nicht in Anspruch nehmen.

## **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.

Aufwendungen für den Eigenverbrauch bzw. die Beschaffung von Entspannungsenergie sind keine Treibgaskosten und werden daher nicht von § 11 Abs. 5 S. 1 ARegV erfasst. Dies gilt auch, wenn diese Kosten zunächst gemeinsam erfasst und lediglich auf die einzelnen Kostenpositionen geschlüsselt werden. Denn eine Schlüsselung ist bei vielen Kostenpositionen des Ausgangsniveaus erforderlich; dies vermag nichts an der Qualifizierung der Kosten zu ändern.

### **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 verstößt nicht gegen das in § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG statuierte Gebot der Erreichbarkeit. Dem Netzbetreiber wurden letztlich keine Effizienzvorgaben gemacht; seine Effizienz ist mit 100 % angesetzt.

Art. 37 Abs. 10 der Richtlinie 2009/73/EG sieht vor, dass die Regulierungsbehörden befugt sind, vorläufig geltende Übertragungs- und Verteilungstarife festzulegen oder zu genehmigen und über geeignete Ausgleichsmaßnahmen zu entscheiden, falls sich die Festlegung der Tarife verzögert. Entsprechend ist in § 20 Abs. 1 S. 2 EnWG geregelt, dass Netzbetreiber verpflichtet sind, zum 15. Oktober eines jeden Jahres

für das Folgejahr vorläufige Entgelte zu veröffentlichen, wenn die Entgelte für den Netzzugang bis zum 15. Oktober nicht ermittelt worden sind. Wenn aber vorläufige Regelungen im Zusammenhang mit der Festlegung der Erlösobergrenze für ein Kalenderjahr zulässig sind, muss auch eine rückwirkende endgültige Festlegungen von Erlösobergrenzen (erst Recht eine ohne Effizienzvorgaben) zulässig sein (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14. September 2016, VI-3 Kart 175/14 (V), Rn. 118 ff., juris).

Aufgrund der Rechtsprechung des OLG Düsseldorf zur rückwirkenden Festlegung des Qualitätselements nach § 19 ARegV sieht sich die Beschlusskammer veranlasst, hilfsweise Ermessenserwägungen in Bezug auf die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen in diesem konkreten Einzelfall anzustellen. Der Beschlusskammer ist bewusst, dass rückwirkende Festlegungen von Erlösobergrenzen die Ausnahme sein sollten (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 15.02.2017, VI-3 Kart 155/15 (V), Rn. 38, juris). Im Rahmen des ihr zustehenden Regulierungsermessens hat sich die Beschlusskammer entschieden, von einer vorläufigen Festlegung von Erlösobergrenzen nach § 72 EnWG abzusehen und die Erlösobergrenzen rückwirkend zum 01.01.2018 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 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. waren diese 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 mit ca. sechs Monaten nicht gravierend war und der Netzbetreiber keine Ineffizienzen abbauen muss.

Ebenfalls in die Abwägung eingeflossen ist die konkrete Situation zum Jahresende 2017, in der es auf Seiten der Beschlusskammer zu der bereits angesprochenen erheblichen Verfahrensbündelung gekommen ist. Hintergrund hierfür war die zeitliche Überschneidung der Prozesse der Festlegung der Erlösobergrenzen im vereinfachten Verfahren, im Regelverfahren für Gasverteilernetzbetreiber sowie für Fernleitungsnetzbetreiber. Neben diesen Verfahren waren aufgrund der Neufassung von § 5 ARegV und § 10a ARegV prinzipiell bis zum Ende des Jahres 2017 entspre-

chende Verfahren zur Genehmigung des Saldos der Regulierungskonten der Jahre 2012 bis 2016 sowie von Kapitalkostenaufschlägen durchzuführen. Bezüglich der Verfahren zur Bestimmung des Saldos der Regulierungskonten ist erforderlich, dass vorgreifliche Verfahren nach § 10 ARegV zu Erweiterungsfaktoransuchen sowie nach § 26 Abs. 2 ARegV zu teilweisen Netzübergängen beschieden sein müssen, bevor die Entscheidungen zur Genehmigung der entsprechenden Regulierungskontosalden spruchreif sind. Zusätzlich zu diesen Punkten ergab sich ein nicht unerheblicher Mehraufwand durch die Neuberechnungen der Effizienzvergleiche der Gasverteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode aufgrund der erst im Dezember 2017 aufgefallenen Fehler bei der Vergleichsbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV. Hinzu kommt, dass in Konsequenz des Fehlers der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für die dritte Regulierungsperiode von der zuständigen Beschlusskammer 4 erst am 13.12.2017 vorläufig festgelegt wurde und unter diesem Aspekt eine endgültige Festlegung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen für die dritte Regulierungsperiode nicht in Betracht kam. Auf Seiten des Netzbetreibers war hingegen das festgestellte Ausgangsniveau durch Mitteilung vom 04.04.2017 sowie das Ergebnis der Überleitrechnung durch Mitteilung vom 10.04.2017 bekannt. Daneben standen alle wesentlichen Elemente zur Bestimmung der festzulegenden Erlösbergrenzen einschließlich des vorläufig (wie endgültig) mit 0,49 % festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nach § 9 ARegV fest, so dass die Erlösbergrenze des Jahres 2018 durch Schätzungen bestimmt werden konnte. In Bezug auf den Effizienzwert konnte der Netzbetreiber den mit Schreiben vom 17.10.2017 mitgeteilten Wert ansetzen. Dieser Wert entspricht auch dem schließlich maßgeblichen Effizienzwert.

Angesichts der sich nicht als gravierend erweisenden Verzögerung, der frühzeitigen Kenntnis des Netzbetreibers der wesentlichen für die Berechnung der Erlösbergrenzen maßgeblichen Werte sowie der unvermeidbaren Verfahrensbündelung zum Jahresende 2017 auf Seiten der Behörde erachtet die Beschlusskammer die rückwirkende Festlegung der Erlösbergrenze für das Jahr 2018 als vom Ermessen gedeckt.

Aus Sicht der Beschlusskammer überwiegt hier das Interesse an der (rückwirkenden) Festlegung von Erlösbergrenzen ab Beginn der dritten Regulierungsperiode. Die

gegen die rückwirkende Festlegung sprechenden Prinzipien des Vertrauensschutzes hat die Beschlusskammer demgegenüber im konkreten Fall als nachrangig bewertet.

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

Die Entscheidung, die Erlösobergrenze 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 Erlösobergrenzen festzulegen. Die rückwirkende Festlegung ist hierzu geeignet. Sie ist auch erforderlich, da zum jetzigen Zeitpunkt ein gleich geeignetes, milderer Mittel nicht mehr zur Verfügung steht. Die Entscheidung ist schließlich auch angemessen. Das Interesse des Netzbetreibers, für den Zeitraum der Rückwirkung keinen weiteren Vorgaben gemäß dieses Beschlusses zu unterliegen, muss aus Sicht der Beschlusskammer hinter dem Interesse der Allgemeinheit an einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas zurückstehen. Der Netzbetreiber unterliegt für die dritte Regulierungsperiode im Ergebnis keinen Effizienzvorgaben, so dass dieser Aspekt für die Möglichkeit auch einer rückwirkenden Festlegung streitet. Etwaige Ab-

weichungen 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. Gebühren**

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

## **VI. Anlagenverweis**

Die folgenden Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses:

- **Anlage A1, 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 3.2-NB, Anlage 4-NB, Anlage 5-NB**
- **Anlage III, Anlage IV, Anlage V**
- **Anlage A.BM sowie Anlage A.GS**
- **Anlage ÜLR**
- **Anlage VBR**

**RECHTSBEHELFSBELEHRUNG**

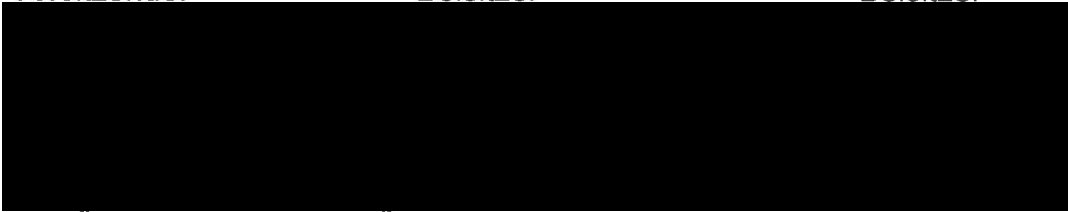
Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem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

Bonn, den 13.06.2018

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer



**A1 Kalenderjährliche Erlösbergrenzen**  
**1. Zusammenfassung (3. Regulierungsperiode)**

**1.1 Daten der Regulierungsperiode**

Verfahrensart	Regelverfahren
Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV	27.518.331 €
Basisjahr [t <sub>0</sub> ]	2015
Effizienzwert [EW]	100,00%
Supereffizienzwert [SEW]	entfällt
Verbraucherpreissamtdindex nach § 8 Satz 2 ARegV [VPI <sub>0</sub> ]	106,9

**1.2 Jahresdaten**

Jahr	Verteilungsfaktor nach § 16 Abs. 1 ARegV (V <sub>t</sub> )	Verteilungsfaktor nach § 16 Abs. 2 ARegV [V <sub>t,red,t</sub> ]	Verbraucherpreissamtdindex nach § 8 Satz 2 ARegV [VPI <sub>t</sub> ]	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV [PF <sub>t</sub> ]
2018	0,20		107,40	0,4900%
2019	0,40		109,30	0,9824%
2020	0,60		111,10	1,4772%
2021	0,80		112,90	1,9745%
2022	1,00		114,70	2,4741%

**1.3 Berechnung der Erlösbergrenze**

Jahr	Erlösbergrenze 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 <sub>t</sub> =	+ KA <sub>dnb,t</sub>	+ (KA <sub>mb,t</sub> )	+ (1 - V <sub>t</sub> )	* KA <sub>b,t</sub>	+ B <sub>0</sub>	/ T
2018	27.587.924	13.211.846	14.379.282	0,80	0	0	5
2019	27.772.693	13.211.846	14.379.282	0,60	0	0	5
2020	27.943.663	13.211.846	14.379.282	0,40	0	0	5
2021	28.114.284	13.211.846	14.379.282	0,20	0	0	5
2022	28.284.555	13.211.846	14.379.282	0,00	0	0	5

Jahr	Verbraucherpreissamtdindex nach § 8 Satz 2 ARegV im Jahr t	Verbraucherpreissamtdindex nach § 6 Abs. 1 ARegV im Basisjahr / VPI <sub>0</sub>	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 (-VK <sub>0</sub> )	Sonstiges
t	* (VPI <sub>t</sub> )	/ VPI <sub>0</sub>	- PF <sub>t</sub>	+ KKA <sub>t</sub>	+ Q <sub>t</sub>	+ (VK <sub>t</sub> )	-VK <sub>0</sub>	+ Sonstiges
2018	107,40	106,90	0,0049	0	0	0	0	0
2019	109,30	106,90	0,0098	0	0	0	0	0
2020	111,10	106,90	0,0148	0	0	0	0	0
2021	112,90	106,90	0,0197	0	0	0	0	0
2022	114,70	106,90	0,0247	0	0	0	0	0

2 Detailwerte Übersicht (3. Reguierungsperiode)

2.1 Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV	Ausgangsniveau Basisjahr 2015, t <sub>0</sub>		1. Jahr 2018, t <sub>1</sub>		2. Jahr 2019, t <sub>2</sub>		3. Jahr 2020, t <sub>3</sub>		4. Jahr 2021, t <sub>4</sub>		5. Jahr 2022, t <sub>5</sub>	
	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse
gesetzliche Ahn- und Vergütungspflichten (Nr 1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Konzessionsabgaben (Nr 2)												
Betriebssteuern (Nr 3)												
erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (Nr 4)	10.543.455		10.543.455		10.543.455		10.543.455		10.543.455		10.543.455	
genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV (Nr 6)												
Auflösung des Abzugsbetrages nach § 23 Abs 2a ARegV												
verbleibende Kosten Biogas nach Abzug Wälzungspauschale (Nr 8a)												
betriebs- und tarifvertrag Vereinbar zu Lohnzusatz- und Versorgungsleist (Nr 9)												
Betriebs- und Personalratstätigkeit (Nr 10)												
Berufsausbildung, Weiterbildung, Betriebskindertagesstätten (Nr 11)												
Auflösung von Baukostenzuschüssen/ Netzanschlusskostenbeiträgen (Nr 13)												
Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen												
Pauschale im Vereinfachten Verfahren nach § 24 Abs 2 Satz 3 ARegV												
Summe	13.139.050		13.211.846		13.211.846		13.211.846		13.211.846		13.211.846	
I. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten KA <sub>41b</sub> (Saldo)												
2.2 volatile Kostenanteile nach § 11 Abs 5 ARegV	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse
Kosten für die Beschaffung von Treibenergie	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 <sub>1</sub> - VK <sub>2</sub> )			0		0		0		0		0	

2.3 Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kostenanteile		Ausgangsniveau Basisjahr 2015, $t_0$	1. Jahr 2018, $t_1$	2. Jahr 2019, $t_2$	3. Jahr 2020, $t_3$	4. Jahr 2021, $t_4$	5. Jahr 2022, $t_5$
Gesamtkosten	$KA_{ges}$	27.518.331					
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	$KA_{dnb}$	13.139.050					
<b>Kapitalkostenabzug</b>	$KKAb_t$		0	0	0	0	0
<b>Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil [€]</b>	$KA_{nb,t} = (KA_{ges} - KA_{dnb} - KKAb_t) \cdot EW_t$		14.379.282	14.379.282	14.379.282	14.379.282	14.379.282
Beeinflussbarer Kostenanteil [€]	$KA_{b,t} = (KA_{ges} - KA_{dnb} - KKAb_t - KA_{nb,t})$		0	0	0	0	0
<b>Nicht abgebauter beeinflussbarer Kostenanteil</b>	$(1 - V_t) \times KA_{b,t}$		0	0	0	0	0
Effizienzbonus	$B_0$		0	0	0	0	0
verteilter Effizienzbonus	$B_0 / T$		0	0	0	0	0
<b>III. a Jährliche vorübergehend nicht beeinflussbarer zzgl. nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteil</b>	$KA_{nb,t} + (1 - V_t) \times KA_{b,t} + B_0 / T$		14.379.282	14.379.282	14.379.282	14.379.282	14.379.282
<b>2.4 Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) und Produktivitätsfaktor (PF)</b>		VPI <sub>2015</sub> (= VPI <sub>0</sub> )	VPI <sub>2016</sub>	VPI <sub>2017</sub>	VPI <sub>2018</sub>	VPI <sub>2019</sub>	VPI <sub>2020</sub>
Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV	VPI	106,90	107,40	109,30	111,10	112,90	114,70
Steigerung des Verbraucherpreisgesamtindex bezogen auf Basisjahr	$VPI_t / VPI_0$		1,0047	1,0225	1,0393	1,0561	1,0730
kumulierter genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV	$PF_t$	0,0049	0,0049	0,0098	0,0148	0,0197	0,0247
Verbraucherpreisgesamtindex / Produktivitätsfortschritt	$(VPI_t / VPI_0) - PF_t$		0,9998	1,0126	1,0245	1,0364	1,0482
<b>III. Jährliche Kostenanteile mit VPI und PF</b>	<b>III. a x (VPI<sub>t</sub>/VPI<sub>0</sub> - PF<sub>t</sub>)</b>		<b>14.376.079</b>	<b>14.560.847</b>	<b>14.731.817</b>	<b>14.902.439</b>	<b>15.072.710</b>
<b>2.5 Kapitalkostenaufschlag (KKA)</b>							
<b>IV. Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV</b>	$KKA_t$		0	0	0	0	0
<b>2.6 Qualitätselement (Q<sub>t</sub>)</b>							
<b>V. Zu- und Abschläge auf die EOG nach § 19 ARegV</b>	$Q_t$		0	0	0	0	0
<b>2.7 Zwischenergebnis Erlösobergrenze nach Regulierungsformel (EO<sub>t</sub>)</b>	$EO_t = I. + III. + IV. + V. + II.$		<b>27.587.924</b>	<b>27.772.693</b>	<b>27.943.663</b>	<b>28.114.284</b>	<b>28.284.555</b>
<b>2.8 Sondersachverhalte</b>							
<b>Sachverhalte die nicht von der Regulierungsformel erfasst werden</b>			0	0	0	0	0
<b>3 Kalenderjährliche Erlösobergrenze</b>	$EO_t$		<b>27.587.924</b>	<b>27.772.693</b>	<b>27.943.663</b>	<b>28.114.284</b>	<b>28.284.555</b>

### A3 Effizienzvergleich

#### Ergebnisse des Effizienzvergleichs

Verfahren	Wert

#### Ergebnisse der Supereffizienzanalyse

Verfahren	Wert
DEA <sub>Normal</sub>	entfällt
DEA <sub>Standardisiert</sub>	entfällt

#### Anzuwendender Effizienz- und Supereffizienzwert

Bestwert gemäß § 12 Abs. 4 und Abs. 4a S. 3 ARegV	100,0000%
Aufschlag gemäß § 15 Abs. 1 ARegV	0,0000%
Effizienzwert [EW]	100,0000%
Supereffizienzwert [SEW]	entfällt

#### Vergleichsparameter

Bezeichnung	Einheit	Wert
Rohrleitungsvolumen	m <sup>3</sup>	39.200,73
Ausspeisepunkte	Anzahl	88,00
Polygonfläche	m <sup>2</sup>	6.443.001.076,97
Verdichterleistung	MW	0,00

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

Gemäß § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV ermittelt die Beschlusskammer das Ausgangsniveau für die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen 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 zugrunde liegende 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 Erlösbergrenzen 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 Erlösbergrenzen bilden, ergeben sich aus **Anlage 1-NB** und betragen

**27.518.331 €.**

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 durch Dritte erbrachte Betriebsführung (Ziffer 1.1.2.3)**

Der Netzbetreiber hat Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung in einer Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Die von dem Netzbetreiber geltend gemachten Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung beruhen in Höhe von [REDACTED] auf einem Vertrag mit [REDACTED], in Höhe von [REDACTED] auf einem Vertrag mit [REDACTED], in Höhe von [REDACTED] auf einem Vertrag mit [REDACTED], in Höhe von [REDACTED] auf einem Vertrag mit [REDACTED] und in Höhe von [REDACTED] auf einem Vertrag mit [REDACTED].

§ 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 Abs. 2 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 Ent-

geltbestimmung i. S. d. GasNEV und gegebenenfalls unter Anwendung des § 6 Abs. 2 ARegV tatsächlich angefallen sind.

Gehören das die Dienstleistung erbringende Unternehmen und der Netzbetreiber oder dessen Gesellschafter nicht zu einer Gruppe miteinander verbundener Gasunternehmen, so darf der Netzbetreiber die aus der Erbringung der Dienstleistung entstehenden Kosten oder Kostenbestandteile maximal in der Höhe ansetzen, wie sie anfallen würden, wenn der Netzbetreiber die jeweiligen Leistungen selbst erbringen würde. Der Netzbetreiber hat die erforderlichen Nachweise zu führen. Ein effizientes, im Wettbewerb stehendes Unternehmen wird nur dann Dienstleistungen bei Dritten beauftragen, wenn es diese nicht günstiger selbst erbringen 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). Für letztere Regelung hat der BGH die hier verfolgte Prüfungsmethodik der Beschlusskammer vollumfänglich bestätigt (BGH, EnVR 79/07 „SWU Netz GmbH“).

### 1.1.1. Dienstleistungsvertrag mit [REDACTED]

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

Gemäß den Ausführungen des Netzbetreibers auf Seite 16 des Berichts nach § 28 GasNEV war Gegenstand des Dienstleistungsvertrags die Betreuung der technischen Systeme der GTG Nord. Das Vertragsverhältnis mit diesem Dienstleister wurde beendet, die Dienstleistung wird inzwischen von der [REDACTED] durchgeführt, die ihrerseits den Betrieb im Jahr 2015 aufgenommen hat. Die in der Kostenposition 1.1.2.3 geltend gemachten Kosten der [REDACTED] werden in voller Höhe anerkannt. Die Kosten der [REDACTED] dagegen werden in der 3. Regulierungsperiode nicht mehr anfallen.

### 1.1.2. Dienstleistungsvertrag mit [REDACTED]

Der Netzbetreiber hat außerdem Aufwendungen für durch [REDACTED] erbrachte Betriebsführung in einer Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Auch diese waren in voller Höhe nicht zu berücksichtigen.

Gemäß den Ausführungen des Netzbetreibers auf Seite 16 des Berichts nach § 28 GasNEV war Gegenstand des Dienstleistungsvertrags der Betrieb der Fachbereichsanwendungen der GTG Nord. Das Vertragsverhältnis mit diesem Dienstleister wurde ebenfalls beendet, die Dienstleistung wird inzwischen von der [REDACTED] durchgeführt, die ihrerseits den Betrieb im Jahr 2015 aufgenommen hat. Die in der Kostenposition 1.1.2.3 geltend gemachten Kosten der [REDACTED] werden in voller Höhe anerkannt. Die Kosten der [REDACTED] dagegen werden in der 3. Regulierungsperiode nicht mehr anfallen.

### 1.1.3. Besonderheit des Geschäftsjahres

Von den nach den Kürzungen verbleibenden Kosten in Höhe von [REDACTED] waren darüber hinaus weitere [REDACTED] zu kürzen. Denn die verbleibenden Aufwendungen in Höhe von [REDACTED] stellen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Im Erörterungstermin hat der Netzbetreiber dargelegt, dass durchschnittlich Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung in Höhe von [REDACTED] anfallen. Aufwendungen in dieser Höhe waren danach aus Sicht der Beschlusskammer anerkennungsfähig.

### 1.2. Aufwendungen für sonstige bezogene Leistungen (Ziffer 1.1.2.7)

Der Netzbetreiber macht Kosten für die Tätigkeit des [REDACTED] der [REDACTED], in einer Höhe von [REDACTED] in der Kostenposition 1.1.2.7 geltend.

Diese Aufwendungen stellen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Als Vergütung hat der Netzbetreiber der [REDACTED] lediglich im Basisjahr 2015 ein Entgelt in Höhe von [REDACTED] monatlich zu zahlen. Ab dem Jahr 2016 muss der Netzbetreiber aufgrund eines Nachtrags zur zwischen ihm und dem [REDACTED] geschlossenen Vereinbarung nur noch [REDACTED] monatlich zahlen. Jährlich hat der Netzbetreiber spätestens ab dem Jahr 2016 also nur [REDACTED] für die Tätigkeit der [REDACTED] zu entrichten. Die in der Kostenposition 1.1.2.7 geltend gemachten Kosten für diese Tätigkeit sind daher nur in dieser Höhe anerkennungsfähig und insofern um einen Betrag in Höhe von [REDACTED] zu kürzen.

**1.3. Aufwendungen für Zinsen gegenüber verbundenen Unternehmen (Ziffer 1.3.1)**

Der Netzbetreiber hat Aufwendungen für Kreditzinsen in Höhe von [REDACTED] in der Kostenposition 1.3.1 geltend gemacht. Diese waren in voller Höhe nicht zu berücksichtigen. Der Netzbetreiber hat zu Entstehung und Herleitung des Zinsaufwandes keinerlei Informationen vorgelegt. Auch den vorzulegenden Darlehenspiegel hat der Netzbetreiber nicht befüllt. Mangels jedweden Nachweises sind die geltend gemachten Aufwendungen daher nicht anerkennungsfähig.

**1.4. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Bewirtung und Geschenke (Ziffer 1.5.13)**

Die Aufwendungen für Bewirtung und Geschenke sind nicht zu berücksichtigen, soweit sie den geschäftsüblichen Rahmen überschreiten, da sie insoweit keinerlei Bezug mehr zum Netzbetrieb aufweisen (vgl. § 3 Abs. 1 S. 1 GasNEV). Bewirtung und Geschenke 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 Geschäftsübliche Rahmen der Aufwendungen für Bewirtung und Geschenke lässt sich aus einem Vergleich mit den Werten dieser Kostenposition in den Vorjahren schließen. Der Durchschnitt der in den Jahren 2012 bis 2014 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt [REDACTED]. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Aufwendungen in Höhe von [REDACTED] um [REDACTED] über dem Durchschnittswert der Vorjahre. Es ist nicht ersichtlich und vom Netzbetreiber auch nicht dargetan, dass die Aufwendungen des Basisjahres periodisch in der dritten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren. Die in der Kostenposition 1.5.13 geltend gemachten Aufwendungen für Bewirtung und Geschenke waren danach nur in der geschäftsüblichen Höhe von [REDACTED] zu berücksichtigen. Ein entsprechender Nachweis der Betriebsbezogenheit der darüberhinausgehenden geltend gemachten Kosten ist überdies nicht erfolgt.

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

Der Netzbetreiber macht Kosten für Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge in einer Höhe von [REDACTED] in der Kostenposition 1.5.6 geltend.

Diese Aufwendungen stellen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2012 bis 2014 in dieser Kostenposition angefallenen Aufwendungen beträgt [REDACTED]. Damit liegen die vom Netzbetreiber im Basisjahr geltend gemachten Kosten in Höhe von [REDACTED] um [REDACTED] über dem Durchschnittswert der Vorjahre. Daher ist nicht ersichtlich, dass die Kosten des Basisjahres periodisch in der dritten Regulierungsperiode in dieser Höhe wiederkehren. Die aus der Besonderheit des Geschäftsjahres resultierenden Kosten wurden daher um die Besonderheit des Geschäftsjahres 2015 bereinigt und lediglich der Durchschnittswert der Jahre 2012 bis 2014 anerkannt. 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.

### **1.6. Aufwendungen für sonstige betriebliche Kosten, davon Sonstiges (Ziffer 1.5.18)**

Der Netzbetreiber macht Kosten für sonstige betriebliche Aufwendungen in einer Höhe von [REDACTED] in der Kostenposition 1.5.6 geltend. Hiervon entfallen ausweislich der vom Netzbetreiber vorgelegten Saldenliste [REDACTED] auf Veröffentlichungen und Werbemaßnahmen.

Die Aufwendungen für Werbung sind nicht zu berücksichtigen. Es handelt sich bei den geltend gemachten Aufwendungen für Werbung generell um Kosten, die keinerlei Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (vgl. § 3 Abs. 1 S. 1 GasNEV). Werbung, ebenso wie Sponsoring 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.

## **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 1.1.2007 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 Anschaf-

fungs- 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.)

Der Netzbetreiber hat für die Zwecke der kalkulatorischen Bewertung des Sachanlagevermögens die jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten zugrunde gelegt. Es sind keine Anhaltspunkte ersichtlich, dass die Ansätze des Netzbetreibers infolge des Netzkaufes hier fehlerhaft sein könnten. Die Beschlusskammer hat insoweit keine Kürzungen vorgenommen.

### **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, Bauleis-

- tungen 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 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 Rohrverbindungsstücke 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](http://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 Restnut-

zungsdauer (§ 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  $\text{TNW},i$  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:

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

#### 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 2.1-AnlagenSuffix, 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 2.2-AnlagenSuffix, wobei nach Neuanlagen (Bewertung nach Anschaffungs- und Herstellungskosten und Altanlagen (Bewertung nach Tagesneuwerten) differenziert wird.

### **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
=	<b><u>Betriebsnotwendiges Vermögen I (BNV I)</u></b>
-	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
-	Abzugskapital
-	Verzinsliches Fremdkapital
=	<b><u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital I (BNEK I)</u></b>

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 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.). Die Beschlusskammer hat indes keinen Zweifel, dass die vom Netzbetreiber vorliegend in Ansatz gebrachten Finanzanlagen betriebsnotwendig 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 ansteige, mithin also ein Ergebnis entstünde, das sich noch weiter von dem Leitbild des § 21 Abs. 2 EnWG entfernen würde. Hinzu kommt, dass langfristige und erhebliche Investitionen bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen nicht aus dem Umlaufvermögen finanziert werden. 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 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 Unter-

nehmens 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.

### Liquiditätsnahe Forderungen und Kasse

Der Netzbetreiber weist Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks (Position 3.4) in Höhe von [REDACTED] (Mittelwert) aus. Zudem weist er in der Position Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (Position 3.2.2) [REDACTED] (Mittelwert) liquiditätsnahe Forderungen aus Cash-Pooling aus.

Die Betriebsnotwendigkeit der liquiden Mittel sowie der liquiditätsnahen Forderungen hat die Beschlusskammer unter Heranziehung der vom Netzbetreiber unter Tabellenblatt E\_CF\_Rechnung des Erhebungsbogens vorgelegten Liquiditätsrechnung, welche die Zahlungsmittel- und abgänge des Netzbetreibers im Basisjahr darstellt, überprüft. Hierbei hat die Beschlusskammer die für die Beurteilung der Betriebsnotwendigkeit relevanten Einzahlungen den relevanten Auszahlungen gegenübergestellt.

In die Berechnung einbezogen wurden die betriebsnotwendigen Auszahlungen für laufende Geschäfte sowie die Einzahlungen aus Umsatzerlösen und Erträgen.

Nicht einbezogen wurden Auszahlungen im Zusammenhang mit Investitionen. Die Auszahlungen für Investitionszwecke wurden nicht berücksichtigt, da „die über den jährlichen Ersatz hinausgehenden Investitionen nicht durch kurzfristiges Kapital zu bedienen sind“ (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26.08.2015, VI-3 Kart 118/14, S. 24.).

Ebenfalls berücksichtigt wurden die Einzahlungen im Rahmen des Finanzverkehrs, da diese betriebsnotwendig sind, um Liquiditätsengpässe zu beheben. Die Auszahlungen im Rahmen des Finanzverkehrs waren ebenfalls zu berücksichtigen, soweit diese betriebsnotwendig sind. Nach der Rechtsprechung des BGH kann ein erhöhtes Abzugskapital unter bestimmten Voraussetzungen ein erhöhtes Umlaufvermögen rechtfertigen (BGH, Beschluss vom 03.03.2009, Az.: EnVR 79/07 = ZNER 2009, 252 ff.).

Nicht berücksichtigt wurden hingegen Ein- und Auszahlungen aus Cash-Pooling. Soweit ein Netzbetreiber an einem Cash-Pooling-System partizipiert und in diesem Rahmen liquide Mittel abführt, ist dies kein Ausdruck eines Liquiditätsbedarfs, sondern Folge eines Liquiditätsüberschusses. Umgekehrt können Zahlungseingänge aus Cash-Pooling nicht herangezogen

werden, um das Fehlen eines Liquiditätsbedarfs zu begründen, da sie gerade zur Deckung eines solchen Bedarfs dienen sollen.

Auszahlungen von Dividenden waren ebenfalls nicht zu berücksichtigen. Dividenden sind eine Ausschüttung des Gewinns, der somit dem Netzbetrieb nicht mehr als Eigenkapital zur Verfügung stehen kann. Somit kann hieraus auch kein betriebsnotwendiges Umlaufvermögen begründet werden.

Des Weiteren wurden die mit den Kürzungen in den einzelnen Kostenpositionen korrespondierenden Auszahlungen in der Liquiditätsrechnung gekürzt. Bereinigt wurden die Auszahlungen dabei nur um die auszahlungswirksamen Kürzungen. Soweit der Netzbetreiber keine anererkennungsfähigen Aufwendungen hat, kann er hierfür auch keinen Liquiditätsbedarf geltend machen.

Nach Ermittlung der berücksichtigungsfähigen Ein- und Auszahlungen wurde für jeden Monat, in dem die Einzahlungen die Auszahlungen überstiegen, eine entsprechende Einlagenverzinsung hinzugerechnet. Gemäß der Bundesbankstatistik (Zeitreihe BBK01.SUD107<sup>1</sup>) haben im Basisjahr 2015 Geschäftsbanken ihren Firmenkunden für Geldeinlagen in den einzelnen Monaten des Jahres die in der Anlage 3.2. aufgeführten Zinssätze gewährt.

Bei der Gegenüberstellung der vom Netzbetreiber gemeldeten Ein- und Auszahlungen hat sich gezeigt, dass nach Abzug der nicht betriebsnotwendigen Auszahlungen kumuliert die vom Netzbetreiber dargelegten Auszahlungen in den Monaten August bis Dezember die Einzahlungen des Netzbetreibers übersteigen. Da der Netzbetreiber indes an einem Cash-Pooling-System mit anderen verbundenen Unternehmen partizipiert, sind liquide Mittel und liquiditätsnahe Forderungen für ihn nicht betriebsnotwendig. Partizipiert der Netzbetreiber an einem Cash-Pooling-System, wäre es nicht sachgerecht, den Netznutzer für Liquiditätsbedarfe des Netzbetreibers durch die Anerkennung von Kassenbeständen oder kurzfristigen Bankeinlagen (die ohne Cash Pooling vorzuhalten wären) mit den vergleichsweise teuren regulatorischen Eigenkapitalzinsen zu belasten; die Vorteile, die der Netzbetreiber durch das Cash Pooling hat, sind an den Netznutzer weiterzugeben.

### Forderungen aus Netzentgelten und Sonstige Forderungen

Die vom Netzbetreiber in den Bilanzpositionen 2.2.1.a, 2.2.2.a und 2.2.3.a geltend gemachten Forderungen aus Netzentgelten wurden in voller Höhe von [REDACTED] (Mittelwert) anerkannt.

---

<sup>1</sup> Die Reihe ist abrufbar unter:

[http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen\\_Datenbanken/Geld\\_und\\_Kapitalmaerkte/geld\\_und\\_kapitalmaerkte\\_details\\_value\\_node.html?tsId=BBK01.SUD107&listId=www\\_s510\\_ne2](http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen_Datenbanken/Geld_und_Kapitalmaerkte/geld_und_kapitalmaerkte_details_value_node.html?tsId=BBK01.SUD107&listId=www_s510_ne2)

Der Netzbetreiber weist daneben sonstige Forderungen in Höhe von insgesamt [REDACTED] (Mittelwert) aus. Dabei handelt es sich um Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, Forderungen gegen verbundene Unternehmen sowie Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht. Diese werden in folgenden Bilanzpositionen ausgewiesen: 2.2.1, 2.2.2 und 2.2.3, wobei die angegebenen Werte um die „davon-Positionen“ 2.2.1.a, 2.2.2.a sowie 2.2.3.a zu reduzieren sind.

Die sonstigen Forderungen waren in Höhe von [REDACTED] (Mittelwert) anerkennungsfähig. Denn es ergeben sich nach den Angaben des Netzbetreibers Umsatzerlöse in der korrespondierenden Position der Gewinn- und Verlustrechnung "1.6 Andere sonstige Erlöse" in Höhe von [REDACTED]. Bei effizientem Forderungsmanagement ist davon auszugehen, dass der Netzbetreiber keine Forderungsbestände auflaufen lässt, die 10 Tage übersteigen. Daher sind 1/24 und damit [REDACTED] der ausgewiesenen Umsatzerlöse als Forderungen anerkennungsfähig.

Insgesamt war ein Forderungsbestand in Höhe von [REDACTED] anerkennungsfähig. Dieser ist gesamthaft in der Bilanzposition 2.2.1 (Forderungen aus Lieferungen und Leistungen) gebucht worden.

### Sonstige Vermögensgegenstände

Der Netzbetreiber weist sonstige Vermögensgegenstände in Höhe von [REDACTED] (Mittelwert 2014/2015) aus. Hierin sind Steuerforderungen des Netzbetreibers enthalten – und zwar für das Jahr 2014 in Höhe von [REDACTED] und für das Jahr 2015 in Höhe von [REDACTED]. 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. Anerkennungsfähig sind danach sonstige Vermögensgegenstände in Höhe von [REDACTED] (Mittelwert 2014/2015).

#### **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-NB** bzw. **Anlage 4-NB**.

#### **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 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).

### **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-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
=	<b><u>Betriebsnotwendiges Vermögen II (BNV II)</u></b>
-	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
-	<b>Abzugskapital</b>
-	Verzinsliches Fremdkapital
=	<b><u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital II (BNEK II)</u></b>

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 - Hypothekendarlehen“.<sup>2</sup>

Die anzuwendenden Zinsreihen sind die Folgenden:

Jahr	Hypothekendarlehen Pfordbriefe [%]	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	

<sup>2</sup> Diese Reihen können der Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank entnommen werden.

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-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

$$[BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 5,12\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 6,91\% \\ + BNEK II > 40\% * 3,03\%] * Hebesatz * Messzahl$$

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.

Der Netzbetreiber macht andere sonstige Erträge in einer Höhe von [REDACTED] in der Position 8.4 geltend. Diese Erträge stellen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2013 bis 2016 in dieser Kostenposition angefallenen Erträge beträgt [REDACTED]. Daher ist nicht ersichtlich, dass die Erträge des Basisjahres periodisch in der dritten Regulierungsperiode nur in der geltend gemachten Höhe wiederkehren. Zu berücksichtigen war daher in dieser Ertragsposition ein Betrag in Höhe von [REDACTED].

Der Netzbetreiber macht zudem Erträge aus Beteiligungen in einer Höhe von [REDACTED] in der Position 9 geltend. Diese Erträge stellen ebenfalls der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres dar. Der Durchschnitt der in den Jahren 2012 bis 2016 in dieser Kostenposition angefallenen Erträgen beträgt [REDACTED]. Es ist nicht ersichtlich, dass die Erträge des Basisjahres periodisch in der dritten Regulierungsperiode nur in der geltend gemachten Höhe wiederkehren. Zu berücksichtigen waren daher Erträge in Höhe von [REDACTED].

Der Netzbetreiber hat ausgehend von seiner Gewinn- und Verlustrechnung des Jahres 2015 im Rahmen der Überleitung eine Kürzung in Höhe von [REDACTED] in der Erlösposition „5.6 Andere sonstige Erlöse“ vorgenommen. Diese war nur in Höhe von [REDACTED] anerkennungsfähig; der Netzbetreiber hat nicht zur Überzeugung der Beschlusskammer nachgewiesen, dass die durch ihn vorgenommene Kürzung über diesen Betrag hinaus sachgerecht ist. Der Netzbetreiber begründet die Kürzung damit, dass es sich hierbei um Erlöse aus einer Dienstleistungserbringen für die [REDACTED] handele, die künftig nicht mehr erbracht

werde. Er hat im Erörterungstermin am 01.02.2107 erläutert, dass er die korrespondierenden Aufwandspositionen nicht gekürzt habe, weil die korrespondierenden Kosten weiterhin anfallen. Bei der Dienstleistung habe es sich, um die [REDACTED] gehandelt, die der Netzbetreiber ehemals nicht nur für sich, sondern auch für die [REDACTED] durchgeführt habe. Aufgrund von Zertifizierungsaufgaben der Bundesnetzagentur könne der Netzbetreiber diese Dienstleistung aber nunmehr nicht mehr für die [REDACTED] erbringen, für sein eigenes [REDACTED] müsse er entsprechendes Personal und entsprechende Systeminfrastruktur aber weiterhin vorhalten. Damit entfielen nur die Erlöse aus der Dienstleistung, nicht aber der korrespondierende Aufwand. Die Beschlusskammer hält es nach den Erörterungen des Netzbetreibers zwar für möglich, dass die Erlöse in der angegebenen Höhe tatsächlich im Laufe der dritten Regulierungsperiode nicht mehr anfallen werden. Allerdings beschäftigt der Netzbetreiber nunmehr Mitarbeiter, die ehemals die [REDACTED] durchgeführt haben. Sofern diese Dienstleistung nun nur noch für einen [REDACTED] erbracht werden muss, liegt es nahe, dass die die Dienstleistung erbringenden Mitarbeiter zusätzliche freie Kapazitäten haben. Es ist daher davon auszugehen, dass der Netzbetreiber – wenn er sich effizient verhält – entweder einen Teil der Mitarbeiter Erlöse generierende Drittgeschäfte durchführen lässt oder aber einen Teil des Personals abbaut und so seine Kosten senkt. Die Beschlusskammer hält es daher hier für sachgerecht, kostendmindernde Erlöse bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus in der Erlösposition „5.6 Andere sonstige Erlöse“ zu berücksichtigen. Da nicht auszuschließen ist, dass der Netzbetreiber bei Durchführung etwaiger Drittgeschäfte Erlöse in geringerer als der ursprünglich in der Erlösposition angegebenen Höhe erzielen würde oder etwaige Synergieeffekte verliert, die bei der Dienstleistungserbringen für das [REDACTED] entstanden waren, erachtet es die Beschlusskammer für sachgerecht, die anzusetzenden Erlöse mit einem Sicherheitsabschlag von [REDACTED] zu versehen und die zu berücksichtigenden Erlöse entsprechend zu reduzieren. Zu berücksichtigen sind demnach in der Erlösposition „5.6 Andere sonstige Erlöse“ Erlöse in Höhe von [REDACTED]

**Ermittlung der Netzkosten**

**Anlage 1-NB1**

Kostenart	Netzkosten gem. Netzbetreiber	Netzkosten gem. GasNEV	Differenz
<b>1 Aufwandsgleiche Kosten</b>			
1.1 <b>Materialaufwand</b>			
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 <b>Personalaufwand</b>			
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 <b>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</b>			
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 <b>sonstige betriebliche Steuern</b>			
1.4.1 KFZ-Steuer			
1.4.2 Grundsteuer			
1.4.3 Sonstiges			
1.5 <b>sonstige betriebliche Aufwendungen</b>			
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 <b>Wartung und Instandsetzung</b>			
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 Ausküstungen			
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			
<b>2 Kalkulatorische Abschreibungen</b>			
2.1 Abschreibungen Sachanlagevermögen			
2.2 Abschreibungen Immaterielles Anlagevermögen			
2.3 Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens			
<b>3 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung</b>		2.197,10€	
<b>4 Kalkulatorische Gewerbesteuer</b>		337,58€	
<b>I.a Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge</b>			
<b>5 Kostenmindernde Erlöse</b>			
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 Spannungsstrom			
5.5 Erlöse aus Differenzmengen			
5.6 Andere sonstige Erlöse			
5.7 Andere Umsatzerlöse (nicht Netzentgelte)			
<b>6 Bestandsveränderungen</b>			
<b>7 andere aktivierte Eigenleistungen</b>			
<b>8 sonstige betriebliche Erträge</b>			
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			
<b>9 Erträge aus Beteiligungen</b>			
<b>10 Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlageverm.</b>			
<b>11 Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge</b>			
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 Vermögensg., 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			
<b>I.b Kostenmindernde Erlöse und Erträge</b>			
<b>II. Netzkosten</b>		<b>27.518.331</b>	



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	
<b>I. Allgemeine Anlagen</b>						
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						
<b>II. Gasbehälter</b>						
<b>III. Erdgasverdichteranlagen</b>						
1. Erdgasverdichtung						
2. Gasreinigungsanlagen						
3. Piping und Armaturen						
4. Gasmessanlagen						
5. Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)						
6. Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)						
7. Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)						
8. Verkehrswege						
<b>IV. Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen</b>						
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 bituminierlt <= 16 bar						
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminierlt > 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)						
<b>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen</b>						
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 Gasmischenanlagen						
8. Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)						
9. Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)						
<b>VI. Fernwirkanlagen</b>						
<b>Summe</b>						

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

Anlage 3-NB1

Position	Wertansatz		Mittelwert	berücksichtigte Ansätze	
	Anfangsbestand	Endbestand		zur Ermittlung der Eigenkapitalquote gem. § 6 GasNEV (EKQ1)	zur Ermittlung des Eigenkapitals und der Eigenkapitalquote gem. § 7 GasNEV (EKQ2)
EKQ	Eigenkapitalquote			40%	90%
1	kalkulatorisches Anlagevermögen			50.540.083	55.379.948
1.1	Altanlagen zu AK/HK			20.077.917	20.077.917 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			32.177.581	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			30.462.166	30.462.166
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			27.076	27.076
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			122.981	122.981
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			122.981	122.981
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			50.690.140	55.530.005
4	Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehm.				
5	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil				
6	Rückstellungen			3.401.656	3.401.656
6.1	Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen				
6.2	Steuerrückstellungen				
6.3	sonstige Rückstellungen				
7	Verbindlichkeiten			2.155.610	2.155.610
7.a	davon unverzinsliche Verbindlichkeiten			260.806	260.806
8	Rechnungsabgrenzungsposten				
9	Kapitalausgleichsposten				
II.	Abzugskapital 4 + 5 + 6 + 7.a + 8 + 9			3.662.463	3.662.463
III.	Verzinsliches Fremdkapital 7 - 7.a			1.894.803	1.894.803
IV.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital I. - II. - III.			45.132.874	49.972.739

**Vermögenspositionen, Abzugskapital und verzinsliches Fremdkapital**

**Anlage 3.1-NB**

Position	Wertansätze gem. Netzbetreiber		Wertansätze gem. GasNEV		Differenz	
	Anfangsbestand	Endbestand	Anfangsbestand	Endbestand	Anfangsbestand	Endbestand
<b>1</b> kalkulatorisches Anlagevermögen						
<b>1.1</b> 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						
<b>1.2</b> 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						
<b>1.3</b> 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						
<b>2</b> 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						
<b>3</b> Bilanzwerte des Umlaufvermögens						
<b>3.1</b> 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						
<b>3.2</b> 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						
<b>3.3</b> Wertpapiere						
3.3.1 Anteile an verbundenen Unternehmen						
3.3.2 eigene Anteile						
3.3.3 sonstige Wertpapiere						
<b>3.4</b> Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks						
<b>4</b> Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten						
<b>5</b> Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil						
<b>6</b> Rückstellungen						
6.1 Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen						
6.2 Steuerrückstellungen						
6.3 sonstige Rückstellungen						
<b>7</b> Verbindlichkeiten						
7.a davon unverzinsliche Verbindlichkeiten						
<b>8</b> Rechnungsabgrenzungsposten						
<b>9</b> Kapitalausgleichsposten						
<b>II. Abzugskapital</b>		4 + 5 + 6 + 7.a + 8 + 9				
<b>III. Verzinsliches Fremdkapital</b>		7 - 7.a				

**Ermittlung des betriebsnotwendigen Kassenbestandes (Cash-Flow-Rechnung)**

Anlage 3.2-NB1

Position	Januar	Februar	Marz	April	Mei	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Dezember	Gesamt
<b>1 Auszahlungen für laufende Geschäfte</b>													
1.1 Materialaufwand													
1.1.1 Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe													
1.1.2 Bezogene Leistungen													
1.1.2.1 für die Überlassung von Netzinfrastruktur													
1.1.2.2 für die Erbringung von Dienstleistungen													
1.1.2.2.a davon gegenüber Unternehmen, für die ein Dienstleistungs-EHB bereitgestellt wurde													
1.1.2.3 Sonstiges													
1.2 Löhne und Gehälter													
1.3 Zinsen und ähnliche Aufwendungen													
1.3.a davon gegenüber verbundenen Unternehmen													
1.4 Ansetzbare betriebliche Steuern													
1.5 Sonstiges													
1.5.a davon gegenüber verbundenen Unternehmen													
1.a davon Auszahl. in Zusammenhang mit der Erstellung aktivierter Eigenleistungen													
1.b davon Auszahl. für Invest.-Maßnahmen, deren Befristung nach dem 31.12.2017 endet													
<b>2 Auszahlungen für Investitionszwecke</b>													
2.1 Sachinvestitionen, Ankäufe, Vorauszahlungen, Restzahlungen													
2.2 Finanzinvestitionen													
<b>3 Auszahlungen im Rahmen des Finanzverkehrs</b>													
3.1 Kreditföhrung													
3.2 Auszahlungen gegenüber verbundenen Unternehmen													
3.3 Akzepteinlöschung													
3.4 Eigenkapitalminderungen													
3.5 Gewinnausschüttungen/Dividendenzahlungen													
<b>4 Sonstige Auszahlungen</b>													
I.a Auszahlungen gem. Netzbetreiber													
I.b Hinzurechnungen													
I.c Kürzungen													
I. Auszahlungen gem. GasNEV													
<b>5 Einzahlungen aus Umsatzerlösen und Erträgen</b>													
5.1 Umsatzerlöse aus Netzentgelten													
5.2 Sonstige Umsatzerlöse													
5.3 Beteiligungserträge													
5.4 Zinserträge													
5.5 Sonstige Erträge													
<b>6 Einzahlungen aus Desinvestitionen</b>													
6.1 Anlagenverkäufe													
6.2 Auflösung von Finanzinvestitionen													
<b>7 Einzahlungen im Rahmen des Finanzverkehrs</b>													
7.1 Kreditaufnahmen bei Kreditinstituten													
7.2 Einzahlungen von verbundenen Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)													
7.3 Eigenkapitalerhöhung													
<b>8 Sonstige Einzahlungen</b>													
II.a Einzahlungen gem. Netzbetreiber													
II.b Hinzurechnungen													
II.c Kürzungen													
II. Einzahlungen gem. GasNEV													
<b>III.a Cash-Flow</b>													
<b>III.b kumulierter Cash-Flow</b>													
<b>III. Zusätzlicher Liquiditätsbedarf</b>													
<b>IV.a Zinssatz für kurzfristige Kreditaufnahme</b>													
<b>IV. Zinsaufwand für zusätzlichen Liquiditätsbedarf</b>													
<b>V. Liquiditätsüberschuss</b>													
<b>VI.a Zinssatz für kurzfristige Einlagen</b>													
<b>VI. Zinsertrag für kurzfristige Einlagen</b>													
<b>VII. Anzuerkennender Kassenbestand</b>													<b>126.677</b>

**Berechnung der kalkulatorischen EK-Verzinsung gem. § 7 GasNEV****Anlage 4-NB1**

<b>IV.</b>	<b>Betriebsnotwendiges Eigenkapital</b>			49.972.739
<b>V.</b>	<b>Betriebsnotwendiges Eigenkapital bei einer Quote von 40 %</b>	i. * 0,4		22.212.002
	Anteil der Altanlagen am kalkulatorischen Anlagevermögen		44,99%	
	Anteil der Neuanlagen am kalkulatorischen Anlagevermögen		55,01%	
<b>IV.a</b>	Betriebsnotwendiges Eigenkapital bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Altanlagen	Min(IV.;V.) x 44,99%		9.994.120
<b>IV.b</b>	Betriebsnotwendiges Eigenkapital bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen	Min(IV.;V.) - IV.a		12.217.882
<b>IV.c</b>	Betriebsnotwendiges Eigenkapital über einer Quote von 40 %	IV. - IV.a - IV.b		27.760.737
<b>VI.a</b>	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Altanlagen		5,12%	511.699
<b>VI.b</b>	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bis zu einer Quote von 40 % - davon entfallend auf Neuanlagen		6,91%	844.256
<b>VI.c</b>	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung über einer Quote von 40 %		3,03%	841.150
<b>VI.</b>	<b>Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung GESAMT</b>			2.197.105

**Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer gem. § 8 GasNEV**

<b>VII.a</b>	Hebesatz		4,39	
<b>VII.b</b>	Steuermesszahl		3,50%	
<b>VII.</b>	<b>Kalkulatorische Gewerbesteuer</b>	VI. * VII.a * VII.b		337.585

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

Anlage 5-NB1

Neuanlagen	
Altanlagen	
Gesamt	

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		AKHK					Restwerte zu AKHK zum				
Netzzld	Anlagengruppe	AJ	gemäß Netzbetreiber	Hinzu	Kurz	Prüfergebnis BNetzA	01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen										
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen										
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen										
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen										
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen										
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen										
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen										
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen										
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen										
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen										
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen										
1	Betriebsgebäude										
1	Betriebsgebäude										
1	Betriebsgebäude										
1	Betriebsgebäude										
1	Betriebsgebäude										
1	Betriebsgebäude										
1	Betriebsgebäude										
1	Betriebsgebäude										
1	Verwaltungsgebäude										
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr										
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr										
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr										
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr										
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr										
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr										
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr										
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
1	Werkzeuge/Geräte										
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	Schwerfahrzeuge										
1	Schwerfahrzeuge										
1	Schwerfahrzeuge										
1	Schwerfahrzeuge										
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										



Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe			Neuenlagen	Restwerte zu INW zum								
Netzzid	Anlagengruppe	AJ	Altanlagen									
			Gesamt	Faktor zur Bestimmung der TNW	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	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen		1,0000									
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen		1,0164									
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen		1,0343									
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen		1,1263									
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen		1,3274									
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen		1,3195									
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen		1,3133									
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen		1,3072									
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen		1,3102									
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen		1,9527									
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen		2,5515									
1	Betriebsgebäude		1,0000									
1	Betriebsgebäude		1,0164									
1	Betriebsgebäude		1,1263									
1	Betriebsgebäude		1,1389									
1	Betriebsgebäude		1,3195									
1	Betriebsgebäude		1,3133									
1	Betriebsgebäude		1,3102									
1	Betriebsgebäude		2,5515									
1	Verwaltungsgebäude		1,0000									
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr		1,0000									
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr		0,9877									
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr		0,9803									
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr		0,9821									
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr		0,9952									
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr		1,0430									
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr		1,0686									
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr		1,0820									
1	Werkzeuge/Geräte		1,0000									
1	Werkzeuge/Geräte		0,9821									
1	Werkzeuge/Geräte		0,9952									
1	Werkzeuge/Geräte		1,0820									
1	Werkzeuge/Geräte		1,1989									
1	Hardware		1,0000									
1	Hardware		0,9877									
1	Hardware		0,9803									
1	Software		1,0000									
1	Software		0,9877									
1	Software		0,9803									
1	Software		0,9821									
1	Software		0,9952									
1	Software		1,0430									
1	Software		1,0514									
1	Software		1,0166									
1	Software		1,0686									
1	Software		1,0820									
1	Software		1,1386									
1	Schwerfahrzeuge		1,0000									
1	Schwerfahrzeuge		0,9877									
1	Schwerfahrzeuge		0,9803									
1	Schwerfahrzeuge		0,9821									
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar		1,0000									
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar		1,0038									
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar		1,0085									
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar		1,0000									
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar		1,0172									

Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte und kalkulatorischen Abschreibungen

Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		AJ	Abschreibungen zu TNW zum					
Netzzld	Anlagengruppe		31.12.2015	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2022
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen							
1	Betriebsgebäude							
1	Betriebsgebäude							
1	Betriebsgebäude							
1	Betriebsgebäude							
1	Betriebsgebäude							
1	Betriebsgebäude							
1	Betriebsgebäude							
1	Verwaltungsgebäude							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Verr							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
1	Werkzeuge/Geräte							
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	Schwerfahrzeuge							
1	Schwerfahrzeuge							
1	Schwerfahrzeuge							
1	Schwerfahrzeuge							
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			AJ	Faktor zur Bestimmung der TNW	Restwerte zu TNW zum						
Netzid	Anlagengruppe				01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			1,0650							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			1,0608							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			1,0280							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			1,3230							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			1,2709							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			1,3346							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			1,4334							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			1,5021							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			1,5547							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			1,5801							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			1,6667							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			1,6359							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			1,6986							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			1,7402							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			1,8619							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			1,9832							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			2,0760							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			2,1006							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			2,1386							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			2,3407							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			2,4767							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			3,0000							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			3,1886							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			3,0256							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			2,9916							
1	Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar			3,0170							
1	Gaszähler der Verteilung			1,0000							
1	Gaszähler der Verteilung			0,9877							
1	Gaszähler der Verteilung			0,9803							
1	Gaszähler der Verteilung			0,9821							
1	Gaszähler der Verteilung			0,9952							
1	Regelrichtungen			1,0000							
1	Regelrichtungen			0,9877							
1	Regelrichtungen			0,9803							
1	Regelrichtungen			0,9821							
1	Regelrichtungen			0,9952							
1	Regelrichtungen			1,0430							
1	Regelrichtungen			1,0514							
1	Regelrichtungen			1,0166							
1	Regelrichtungen			1,2170							
1	Regelrichtungen			1,2491							
1	Regelrichtungen			1,2720							
1	Regelrichtungen			1,2536							
1	Regelrichtungen			1,2536							
1	Regelrichtungen			1,2673							
1	Regelrichtungen			1,2476							
1	Regelrichtungen			1,2924							
1	Regelrichtungen			1,3203							
1	Regelrichtungen			1,3528							
1	Regelrichtungen			1,3833							
1	Regelrichtungen			1,5383							
1	Regelrichtungen			1,6425							
1	Regelrichtungen			1,7500							
1	Regelrichtungen			1,8139							
1	Fernwirkanlagen			1,0000							
1	Fernwirkanlagen			0,9877							
1	Fernwirkanlagen			0,9821							
1	Fernwirkanlagen			1,0166							
1	Fernwirkanlagen			1,2100							
1	Fernwirkanlagen			1,2491							



Angaben zur Anlage/Anlagengruppe		AKHK				Restwerte zu AKHK zum					
Netzzid	Anlagengruppe	AJ	gemäß Netzbetreiber	Hinzu	Kurz	Prüfergebnis BNetzA	01.01.2015	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										
1	Fernwirkanlagen										

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	1998	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	Fernwirkanlagen	1997	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	Fernwirkanlagen	1992	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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	1998	1,2536	-	-	-	-	-	-	-	-
1	Fernwirkanlagen	1997	1,2536	-	-	-	-	-	-	-	-
1	Fernwirkanlagen	1992	1,2735	-	-	-	-	-	-	-	-

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
1	Fernwirkanlagen	1998	-	-	-	-	-	-
1	Fernwirkanlagen	1997	-	-	-	-	-	-
1	Fernwirkanlagen	1992	-	-	-	-	-	-

**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:

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

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

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

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

Einer besonderen Berücksichtigung von Abzugskapital bedarf es nicht, weil auch im Rahmen der Standardisierungsrechnung hierfür ein Pauschalansatz in der Form des gewichteten Zinssatzes herangezogen wird. Der so ermittelte Kapitalkostenbetrag wurde den Kapitalkostenannuitäten des Sachanlagevermögens hinzugerechnet.

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

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

Für das Eigenkapital sind gemäß § 14 Abs. 2 S. 5 ARegV die nach § 7 Abs. 6 GasNEV für Neuanlagen geltenden Eigenkapitalzinssätze anzusetzen. Es wurde der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen in Höhe von 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	<b>2,49</b>

**Tabelle:** Festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten;  
Umlaufrenditen nach Wertpapierarten<sup>1</sup>

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%	<b>1,46</b>

**Tabelle:** Verbraucherpreisgesamtindex für Deutschland (Jahreswerte)<sup>2</sup>

<sup>1</sup> [http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Geld\\_und\\_Kapitalmaerkte/Zinssaetze\\_und\\_Renditen/Umlaufrenditen/umlaufrenditen.html](http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Geld_und_Kapitalmaerkte/Zinssaetze_und_Renditen/Umlaufrenditen/umlaufrenditen.html)

<sup>2</sup> <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<sub>real</sub>) in Höhe von 5,45 % und für den realen Fremdkapitalzinssatz (FK-Zins<sub>real</sub>) ein Wert von 1,03 %.

Der zu verwendende Zinssatz (Zins<sub>Mittel</sub>) 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.

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

Gemäß § 14 Abs. 1 ARegV werden die im Rahmen des Effizienzvergleichs als Aufwandparameter 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 Aufwandparameter 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 für beim Netzbetreiber direkt angestellte Mitarbeiter aus, die vor dem 31.12.2016 geschlossen wurden.

Ausweislich der Verordnungsbegründung sind von dieser Regelung nur jene Mitarbeiter erfasst, die auf Grundlage eines Arbeitsvertrages direkt bei dem Netzbetreiber tätig sind. Ferner sind von dieser Regelung lediglich kollektivarbeitsrechtliche Vereinbarungen umfasst; einseitig gewährte Leistungen oder Kosten aufgrund gesetzlicher Verpflichtungen können nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten qualifiziert werden.

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 keine 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 12.12.2016 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 negative Kosten in Höhe von [REDACTED] in der Kostenposition [REDACTED] als dauerhaft nicht beeinflussbar gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 9 geltend gemacht. Die negativen Kosten wurden umgebucht und als dauerhaft nicht beeinflussbare Erlöse anerkannt.
- Der Netzbetreiber hat negative Kosten in Höhe von [REDACTED] in der Kostenposition Zuführung zu [REDACTED] als dauerhaft nicht beeinflussbar gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 9 geltend gemacht. Die negativen Kosten wurden umgebucht und als dauerhaft nicht beeinflussbare Erlöse anerkannt.
- Der Netzbetreiber hat [REDACTED] in der Kostenposition [REDACTED] als dauerhaft nicht beeinflussbar gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 11 qualifiziert. Diese Qualifizierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten wurde gesamthaft von der Beschlusskammer nicht akzeptiert. [REDACTED] aufgrund von [REDACTED] stellen keine Kosten nach §11 Abs. 2 Nr.11 dar.

### 3. Aufwandsparemeter

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

[REDACTED] aufgrund von [REDACTED] stellen keine Kosten nach §11 Abs. 2 Nr.11 dar. Aus diesem Grund wurden [REDACTED] von der Beschlusskammer nicht als dauerhaft beeinflussbare Kosten anerkannt.

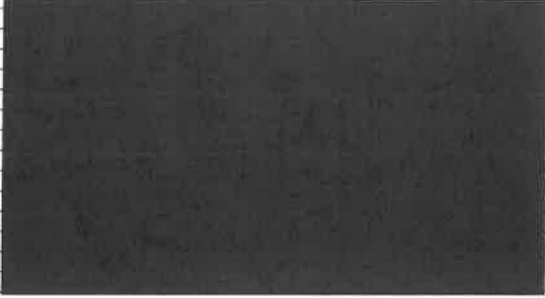
Vergleichbarkeitsrechnung gem. § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV

Anlage III

Anlagengruppe	Historische AK/HK bezogen auf das Anschaffungsjahr	Annuitätische Kosten
I. Allgemeine Anlagen		
1. Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen		
3. Betriebsgebäude		
4. Verwaltungsgebäude		
5. Gleisanlagen, Eisenbahnwagen		
6. Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen		
7. Werkzeuge/Geräte		
8. Lagereinrichtung		
9.1 Hardware		
9.2 Software		
10.1 Leichtfahrzeuge		
10.2 Schwerfahrzeuge		
II. Gasbehälter		
III. Erdgasverdichteranlagen		
1. Erdgasverdichtung		
2. Gasreinigungsanlagen		
3. Piping und Armaturen		
4. Gasmessanlagen		
5. Sicherheitseinrichtungen (Erdgasverdichteranlagen)		
6. Leit- und Energietechnik (Erdgasverdichteranlagen)		
7. Nebenanlagen (Erdgasverdichteranlagen)		
8. Verkehrswege		
IV. Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen		
1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar		
1.1.1 Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt > 16 bar		
1.2 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar		
1.2.1 Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar		
1.3 Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar		
1.3.1 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		

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		
<b>Zusätzliche Zinsen</b>		



Regeleinrichtungen	
Regeleinrichtungen	
Regeleinrichtungen	
Regeleinrichtungen	
Regeleinrichtungen	
Regeleinrichtungen	
Regeleinrichtungen	
Regeleinrichtungen	
Fernwirkanlagen	
Fernwirkanlagen	
Fernwirkanlagen	
Fernwirkanlagen	
Fernwirkanlagen	
Fernwirkanlagen	
Fernwirkanlagen	

**Übersicht der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Ausgangsniveau**

**Anlage IV**

Relevante KAdnb gem. § 11 II ARegV		Kosten	Erlöse	Saldo
Nr. 1	gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten			
Nr. 2	Konzessionsabgaben			
Nr. 3	Betriebssteuern			
Nr. 4	erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen	10.543.455		10.543.455
Nr. 9	betriebl. und tarifvertragl. Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen			
Nr. 10	Betriebs- und Personalratstätigkeit			
Nr. 11	Berufsausbildung, Weiterbildung, Betriebskindertagesstätten			
Nr. 13	Auflösung von Baukostenzuschüssen/ Netzanschlusskostenbeiträgen			
S. 3	verfahrensregulierte Kosten oder Erlöse			
<b>Summe</b>				<b>13.139.050</b>

**Aufwandsparameter**

**Anlage V**

	Netzkosten nach Konsolidierung	davon dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	Aufwandsparameter [genehmigte Kapitalkosten]	Aufwandsparameter [standardisierte Kapitalkosten]
<b>1 Aufwandsgleiche Kosten</b>				
<b>1.1 Materiale Aufwand</b>				
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 vorgelegarte 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				
<b>1.2 Personalaufwand</b>				
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				
<b>1.3 Zinsen und ähnliche Aufwendungen</b>				
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				
<b>1.4 sonstige betriebliche Steuern</b>				
1.4.1 KFZ-Steuer				
1.4.2 Grundsteuer				
1.4.3 Sonstiges				
<b>1.5 sonstige betriebliche Aufwendungen</b>				
1.5.1 für sonstige Flexibilitätsdienstleistungen				
1.5.2 für die Durchführung der Versteigerung nach § 13 Abs. 1 GasNZV				
1.5.3 aus vertraglichen Vereinbarungen mit Dritten gem. KOLA				
1.5.4 Wartung und Instandsetzung				
1.5.5 Konzessionsabgaben				
1.5.6 Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge				
1.5.7 Versicherungen				
1.5.8 Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften				
1.5.9 Postkosten, Frechtkosten und ähnliche Kosten				
1.5.10 Rechts- und Beratungskosten				
1.5.11 Sponsoring, Werbung, Spenden				
1.5.12 Reisekosten und Auslöbungen				
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				
<b>2 Kalkulatorische Abschreibungen</b>				
2.1 Abschreibungen Sachanlagevermögen				
2.2 Abschreibungen Immaterielles Anlagevermögen				
2.3 Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens				
<b>3 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung</b>				
<b>4 Kalkulatorische Gewerbesteuer</b>				
<b>I.a Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge</b>				
<b>5 Kostenmindernde Erlöse</b>				
5.1 Erlöse aus Konzessionsabgaben				
5.2 Erlöse aus der Bereitstellung sonstiger Hilfsdienste				
5.2.1 Erlöse aus der Herstellung bestimmter Gesbtschaffenheiten				
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)				
<b>6 Bestandsveränderungen</b>				
<b>7 andere aktivierte Eigenleistungen</b>				
<b>8 sonstige betriebliche Erträge</b>				
8.1 Erträge aus der Auflösung von Netzzuschussbeiträgen				
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				
<b>9 Erträge aus Beteiligungen</b>				
<b>10 Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens</b>				
<b>11 Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge</b>				
11.1 Erträge aus Finanzanlagen				
11.1.1 Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen				
11.1.2 Erträge aus Cash-Pooling				
11.2 Erträge aus Forderungen, sonstigen Vermögensgegenständen, Wertpapieren und liquiden Mitteln				
11.2.1 Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen				
11.2.2 Erträge aus Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)				
11.2.3 Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht				
11.2.4 Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen				
11.2.5 Erträge aus Wertpapieren des Umlaufvermögens				
11.2.6 Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei der Bundesbank und Kreditinstituten				
11.3 Andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge				
<b>I.b Kostenmindernde Erlöse und Erträge</b>				
<b>II. Netzkosten</b>				

CAPEX	
kostenmindernde Erl. und Ertr.	
Kalk. Gewerbesteuer	
Aufwandsparameter	