



## Oberlandesgericht Düsseldorf

### Beschluss

In dem energiewirtschaftsrechtlichen Verwaltungsverfahren

...

hat der 5. Kartellsenat des Oberlandesgerichts Düsseldorf durch die Richterin am Oberlandesgericht K., den Richter am Oberlandesgericht T. und die Richterin am Oberlandesgericht Dr. J.

auf die mündliche Verhandlung vom 26. April 2022

#### **b e s c h l o s s e n :**

Die Beschwerde der Betroffenen vom 23.10.2019 gegen den Beschluss der Bundesnetzagentur vom 23.09.2019, BK9-16/8212, wird zurückgewiesen.

Die Betroffene hat die Gerichtskosten des Beschwerdeverfahrens und die notwendigen außergerichtlichen Kosten der Bundesnetzagentur zu tragen.

Der Wert des Beschwerdeverfahrens wird auf ... Euro festgesetzt.

Die Rechtsbeschwerde wird zugelassen.

**Gründe:****I.**

Die Betroffene betreibt ein Gasverteilernetz. Ihre Versorgungsaufgabe besteht sowohl im Transport als auch in der Verteilung sowie der Versorgung von Haushaltskunden, Industriekunden sowie angeschlossenen Weiterverteilern in städtischen und ländlichen Versorgungsgebieten. Das von der Betroffenen betriebene Gasnetz umfasst die Druckstufen HD3 (> 16 bar und <= 70 bar), HD2 (> 5 bar und <= 16 bar), HD1 (> 1 bar und <= 5 bar), MD (> 0,1 bar und <= 1 bar) und ND (<= 0,1 bar) und verfügt über ... interne Ausspeisepunkte > 5 bar an das eigene nachgelagerte Netz (Bezirksdruckregelanlagen).

Im Jahr 2016 leitete die Bundesnetzagentur gegen die Betroffene von Amts wegen das Verfahren zur Bestimmung der Erlösbergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV i.V.m. § 21a Abs. 2 Satz 1 EnWG für die dritte Regulierungsperiode Gas (Jahre 2018 bis 2022) ein. Zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen führte sie eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durch. Die erforderlichen Kostendaten wurden auf der Grundlage der Festlegung vom 22.04.2016 (BK 9-15/605-1-6) erhoben. Mit Schreiben vom 25.07.2017 teilte die Bundesnetzagentur der Betroffenen die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten mit. Die im Verlauf des Festsetzungsverfahrens mehrfach angehörte Betroffene hat u.a. mit Schreiben vom 8.02.2019 eine Bereinigung des Effizienzwerts gemäß § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV beantragt.

Mit Beschluss vom 23.09.2019 setzte die Bundesnetzagentur die Erlösbergrenzen für die Jahre 2018 bis 2022 rückwirkend zum 1.01.2018 niedriger als von der Betroffenen begehrt fest. Der Festsetzung liegt ein Effizienzwert von 67,9364 % (SFA Normal) zugrunde, der auf dem von der Bundesnetzagentur durchgeführten Effizienzvergleich für die dritte Regulierungsperiode Gas beruht.

Für den Effizienzvergleich hat die Bundesnetzagentur auf das von der Frontier Economics Ltd. in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität Berlin unter Mitarbeit von Prof. Kuosmanen und Dr. Andor erstellte Gutachten „Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (3. RP)“ vom 17.05.2019 (nachfolgend: Gutachten) zurückgegriffen.

In den Effizienzvergleich wurden folgende Vergleichsparameter einbezogen: „Anzahl der Ausspeisepunkte der Netzebenen HD2, HD3 und HD4“, „Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen“, „Rohrvolumen“, „Gewichtung des Anteils der vorherrschenden Bodenklassen 4, 5 und 6 (Tiefenstufe 0-1 m) mit der Netzlänge“, „Anzahl der Messstellen bei Letztverbrauchern/Netzkopplungspunkten“. Insgesamt wurden Daten von 183 Gasverteilernetzen berücksichtigt.

Um die Vergleichsparameter zu erheben und die Ermittlung weiterer Vergleichsparameter durchführen zu können, hatte die Bundesnetzagentur auf der Grundlage der Festlegung vom 17.05.2016 (BK 9-15-603) eine Strukturdatenabfrage bei den Netzbetreibern durchgeführt. Die erhobenen Strukturdaten wurden zunächst einer Plausibilitätskontrolle unterzogen. Unplausible Daten wurden den Netzbetreibern mitgeteilt und von diesen korrigiert. In einem zweiten Schritt wurden aus diesen Strukturdaten weitere potenzielle Vergleichsparameter ermittelt. Im Rahmen des Verfahrens wurden den Netzbetreibern zeitlich gestaffelt mehrere Datenquittungen übersandt, die von ihnen zu bestätigen waren. Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde eine Kostentreiberanalyse durchgeführt, die im Gutachten im Einzelnen dargestellt ist. Dabei wurde anhand von statistischen sowie ingenieurwissenschaftlichen Analysen ein Modell bestimmt, das die aus Sicht des Beraterkonsortiums relevanten Kostentreiber beinhaltet. Bei der Auswahl der finalen Vergleichsparameter wurden Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher gehört. Im Juli 2017 fand eine Konsultation statt, bei der den Netzbetreibern die Durchführung der Datenplausibilisierung und das Vorgehen bei der Kostentreiberanalyse einschließlich möglicher Vergleichsparameter vorgestellt wurden.

Das Beraterkonsortium entwickelte im Herbst 2017 auf der Grundlage des damaligen Datenbestandes ein Effizienzvergleichsmodell. Die aufgrund dessen errechneten Effizienzwerte einschließlich der im Modell herangezogenen Parameter wurden den Netzbetreibern mit Schreiben vom 27.11.2017 informatorisch mitgeteilt, wonach sich für die Betroffene nach der Best-of-four-Abrechnung (zunächst) ein Effizienzwert von **65,02 %** ergab. In der Folgezeit kam es mehrfach – u.a. aufgrund fehlerhafter Datenmeldungen der Netzbetreiber selbst und aufgrund in der Zwischenzeit ergangener höchstrichterlicher Rechtsprechung – zu Korrekturen der Datenbasis und der daraus resultierenden

unternehmensindividuellen Effizienzwerte. Um eine zügige Durchführung des Effizienzvergleichs zu ermöglichen, bestimmte die Bundesnetzagentur (zunächst) den 15.12.2017, später – u.a. infolge der auf die mündliche Verhandlung vom 10.04.2018 am 12.06.2018 ergangenen Entscheidungen des Bundesgerichtshofs betreffend den Effizienzvergleich für die zweite Regulierungsperiode Gas (EnVR 53/16, 54/17 und 43/16) – den 31.08.2018 als Stichtag für die letzten Datenmeldungen der Aufwands- und Vergleichsparameter, die sie sodann an das Beraterkonsortium übermittelte. Unter Berücksichtigung der Korrekturen durchgeführte Kostentreiberanalysen ergaben keinen Änderungsbedarf hinsichtlich der im Effizienzvergleichsmodell verwendeten Parameter. Mit Schreiben vom 7.02.2018 und 22.11.2018 wurde den Netzbetreibern der jeweilige, unter Berücksichtigung der korrigierten Aufwands- und Vergleichsparameter ermittelte Effizienzwert genannt. Für die Betroffene ergaben sich danach (gegenüber dem im November 2017 mitgeteilten Effizienzwert bessere) Effizienzwerte von **66,06 %** (Mitteilung vom 7.02.2018) bzw. **67,05 %** (Mitteilung vom 22.11.2018) (jeweils SFA, nicht standardisiert). Am 21.12.2018 wurde der Bericht des Beraterkonsortiums fertiggestellt und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Mit dem angefochtenen Beschluss vom 23.09.2019 (BK9-16/8212) hat die Bundesnetzagentur die Erlösobergrenzen für die Betroffene – unter Zugrundelegung des best-abgerechneten Effizienzwerts mit **67,9364 %** (SFA Normal) – rückwirkend zum 1.01.2018 wie folgt festgesetzt:

2018	... €
2019	... €
2020	... €
2021	... €
2022	... €.

Den Antrag auf Bereinigung des Effizienzwerts lehnte sie ab.

Zur Begründung hat sie u. a. ausgeführt, nach Ermittlung und Mitteilung der Effizienzwerte im November 2018 und Versendung der Anhörungen zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen Anfang 2019 habe sie festgestellt, dass ein Gasnetzbetreiber durch die Angabe eines fehlerhaften Wertes fälschlicherweise Benchmarkführer geworden sei, und dass dies die Effizienzwerte einer hohen Zahl anderer Netzbetreiber nicht sachgerecht beeinflusst habe. Es sei daher nochmals eine Korrektur durchgeführt worden, in deren Folge die Effizienzgrenzen auf Basis der DEA und der

SFA mit dem korrigierten Wert für den betreffenden Gasnetzbetreiber - unter Beibehaltung des bisherigen Effizienzvergleichsmodells - neu ermittelt und der Großteil der im Januar und Februar 2019 angehörten Effizienzwerte für die Bescheidung der Erlösobergrenzen 2018 ff. abgeändert worden sei. Bezogen auf die Modellfindung sei der verwaltungsintern gesetzte Stichtag (31.08.2018) aufrechterhalten worden. Durch die Korrektur hätten sich für die ursprüngliche Spezifikation des OLS/SFA-Modells nur geringfügige Änderungen der Gütekriterien und der Regressionskoeffizienten ergeben. Es habe daher keine Veranlassung bestanden, das Modell zu verändern. Die Neuberechnung habe für die Betroffene zu einem gegenüber den bis dahin angehörten Werten günstigeren Effizienzwert von 67,4108 % geführt. Zudem habe eine für sie unter ceteris-paribus-Bedingungen durchgeführte Berechnung aufgrund einer Korrektur der Aufwandparameter zu dem o.g. (nochmals höheren) Effizienzwert von 67,9364 % (SFA Normal) geführt. Die Voraussetzungen für die von der Betroffenen geforderte Bereinigung des Effizienzwerts lägen nicht vor. Wegen der Einzelheiten wird auf die Gründe des angegriffenen Beschlusses verwiesen.

Dagegen wendet sich die Betroffene mit ihrer form- und fristgerecht eingelegten Beschwerde.

Die Betroffene rügt – gestützt auf das von ihr eingeholte Privatgutachten der P. LLP vom 10.07.2020 –, der Effizienzwert sei fehlerhaft ermittelt worden. Der von der Bundesnetzagentur durchgeführte Effizienzvergleich sei rechtswidrig.

Der Effizienzvergleich beruhe bereits auf einer fehlerhaften Datengrundlage. Die Bundesnetzagentur habe bei der Datenermittlung und -plausibilisierung schwerwiegende Rechtsfehler begangen, da sie die erhobenen Daten nicht hinreichend plausibilisiert und insbesondere von verschiedenen Netzbetreibern gemeldete Fehler in den Daten nicht (vollständig) korrigiert habe. Insoweit sei der Beschluss auch unzureichend begründet. Das Vorgehen im Rahmen der Datenerhebung und -validierung sei für sie – die Betroffene – nicht vollständig nachvollziehbar. Es bestünden Diskrepanzen zwischen den erhobenen und den letztlich veröffentlichten bzw. verwendeten Daten. Der Beschluss enthalte – abgesehen von den Ausführungen zur Korrektur des Anfang 2019 festgestellten Datenfehlers – keinerlei Ausführungen zum Umgang mit Datenfehlern.

Die Bundesnetzagentur habe ihre Pflicht zur vollständigen und zutreffenden Sachverhaltsermittlung verletzt. Sie habe die erhobenen Daten „nur punktuell“ und nicht mit der gebotenen Tiefe plausibilisiert. Insbesondere habe sie die von verschiedenen Netzbetreibern gemeldeten Fehler in den Daten nicht (vollständig) korrigiert. Dabei habe sie ermessensfehlerhaft verkannt, dass die übrigen Netzbetreiber keinerlei Verantwortung für Fehlermeldungen anderer Netzbetreiber hätten. Die Netzbetreiber könnten nur für die Qualität und Fehlerfreiheit der jeweils eigenen Daten einstehen; auf die Datenlieferungen anderer Netzbetreiber hätten sie keinen Einfluss. Deren Prüfung und Plausibilisierung sei Aufgabe der Bundesnetzagentur und könne nicht auf die Netzbetreiber „verlagert“ werden.

Der gesamte Prozess der Datenerhebung sei fehleranfällig, auch durch unterschiedliche Schätzverfahren könnten Schätzfehler bzw. Abweichungen entstehen, so dass für die Bundesnetzagentur Anlass bestanden habe, die erhobenen Daten sorgfältig zu prüfen und zu validieren. Zum Zeitpunkt der Festlegung der Erlösobergrenzen für die Betroffene habe die Bundesnetzagentur von Datenfehlern bei „mindestens“ fünfzehn Unternehmen und von einer „Fehlerquote von mindestens 8 % der Netzbetreiber“ ausgehen müssen. Daher habe Anlass bestanden, die Datenqualität insgesamt anzuzweifeln, die Daten sämtlicher Unternehmen „noch einmal gründlich“ zu untersuchen und „Auffälligkeiten“ zu dokumentieren, was nicht erfolgt sei. Die Datenbasis habe sich „spätestens“ im April 2019 als fehlerhaft erwiesen. Der im Januar 2019 – nach Ermittlung und Mitteilung der Effizienzwerte im November 2018 – festgestellte Datenfehler habe die Effizienzwerte einer hohen Anzahl von Netzbetreibern beeinflusst. Der Datenfehler sei zwar korrigiert, die DEA- und SFA-Effizienzwerte für alle Netzbetreiber seien – unter Beibehaltung des Effizienzvergleichsmodells – neu ermittelt worden. Die Bundesnetzagentur habe jedoch nicht geprüft, ob und in welchem Umfang sich die geänderte Datenbasis auf das verwendete Modell ausgewirkt habe. Im Zuge der Neuberechnung sei bei ihr – der Betroffenen – der Aufwandsparameter korrigiert und ihr Effizienzwert (lediglich) unter ceteris-paribus-Bedingungen angepasst worden, ohne eine neue Schätzung der effizienten Kostengrenze unter Berücksichtigung dieses Datenfehlers vorzunehmen. Der Arbeitskreis Netzentgelte der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder (AK NE) sei im April 2019 darüber informiert worden, dass Daten von zwölf Netzbetreibern fehlerhaft, jedoch nicht vollständig korrigiert worden

seien. Im Mai 2019 habe die Bundesnetzagentur betreffend die *P. GmbH* einen Datenfehler festgestellt und – obgleich die betreffende Netzbetreiberin Peer-Unternehmen gewesen sei – „allenfalls“ für diese eine Änderung des Effizienzwerts vorgenommen.

Die Datengrundlage für den Effizienzvergleich sei damit nachweislich fehlerhaft. Die effizienten Kostengrenzen und die Effizienzwerte seien bewusst unter Einbeziehung falscher Daten ermittelt worden. Falsche Daten könnten bei Verwendung des identischen Modells „einen Einfluss“ auf die Ergebnisse haben. Da sich die Erhebung der Daten, Modellbildung, Datenkorrektur und die Bestimmung der Effizienzwerte über mehr als drei Jahre „hingezogen“ habe, sei es nicht nachvollziehbar, weshalb die Bundesnetzagentur nicht noch einmal umfassende Korrekturen durchgeführt bzw. am Stichtag des 31.08.2018 festgehalten habe. Sie habe versäumt, die bekannt gewordenen Datenfehler „noch einmal gesamthaft“ in ihrer kumulativen Wirkung zu bewerten. Fälschlicherweise habe sie zwischen Korrekturen von Benchmarkführern und übrigen Unternehmen unterschieden. Die Annahme, dass die SFA-Effizienzwerte aller Unternehmen nur von den Benchmarkführern abhängig seien, sei grundlegend falsch. Die effiziente Kostengrenze und die Aufteilung des Residuums in den stochastischen Störterm und Ineffizienz seien von den Daten aller Netzbetreiber abhängig. Da die Modellfindung unter Heranziehung des zum Stichtag 31.08.2018 mitgeteilten Datensatzes erfolgt sei und die Bundesnetzagentur nach dem Stichtag bekannt gewordene Datenfehler nicht zum Anlass genommen habe, die der Modellfindung zugrunde gelegten Daten zu korrigieren, weiche die zur Bestimmung der Effizienzwerte verwendete Datengrundlage von derjenigen ab, die der Modellfindung zugrunde gelegen habe. Dabei sei weder die Ermittlung der effizienten Kostengrenzen noch die Ermittlung der unternehmensindividuellen Effizienzwerte auf der Basis eines einheitlichen, fehlerfreien und plausiblen Datensatzes erfolgt.

Überdies sei die Bundesnetzagentur „validen Anhaltspunkten“ für Datenfehler nicht nachgegangen.

Da sich hinter jedem Ausspeisepunkt „typischerweise“ (z.B. Mehrfamilienhäuser) mehrere Messstellen befänden, sei zu erwarten, dass die Anzahl der Messstellen höher

sei als die der Ausspeisepunkte. Für sechs Netzbetreiber sei die Anzahl von Messstellen jedoch geringer als die der Ausspeisepunkte. „Wenigstens“ zwei Unternehmen (*W., G.*) unterschieden sich deutlich vom Großteil der übrigen Unternehmen und müssten als „auffällig“ gelten. Bei „mindestens“ einem Unternehmen sei die Differenz zwischen Ausspeisepunkten und Messstellen nach den Analysen der Privatgutachterin als „sehr hoch“ einzuschätzen.

Bei den *Städtischen Werken R.* und der *I.* sei das Verhältnis von Rohrvolumen zu Netzlänge im Hinblick darauf, dass es sich um „relativ kleine Stadtwerke“ handele, nicht plausibel. Auch weise der Parameter „Rohrvolumen“ bei der *I.* im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode eine deutliche Erhöhung (von ... m<sup>3</sup> auf ... m<sup>3</sup>) – entsprechend einer Verdreifachung des Wertes – auf. Gleichzeitig hätten sich die Parameter Leitungslänge, Anzahl der Messstellen und die versorgte Fläche des Netzes kaum verändert bzw. prozentual verringert; die Jahreshöchstlast sei um 11 % gesunken. Die „eklatante Steigerung“ des Rohrvolumens – ohne „gleichlaufende“ Veränderung der Kosten – sei im Branchenvergleich absolut einmalig und ebenfalls ein deutlicher Hinweis auf einen Datenfehler.

Im Hinblick auf den Parameter „Ausspeisepunkte > 5 bar“ finde sich für einige Netzbetreiber in der dritten Regulierungsperiode eine mehr als doppelt so große Anzahl von Ausspeisepunkten wie in der zweiten Regulierungsperiode, die häufig nicht mit einer „gleichgerichteten Veränderung“ von anderen Vergleichsparametern einhergehe. Bei den *Stadtwerken O.* habe sie sich gegenüber der zweiten Regulierungsperiode um 12.100 % erhöht, während gleichzeitig die Jahreshöchstlast um 23 % gesunken sei. Für die *N.* werde ein Anstieg von 975 % im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode ausgewiesen, während gleichzeitig die Jahreshöchstlast um 16 % abgesunken sei. Bei den *Stadtwerken V. GmbH* solle eine Erhöhung um 383 % stattgefunden haben. Bei den *Stadtwerken C.* sei es angeblich zu einer Erhöhung um 250 % bei einem gleichzeitigen Absinken der Jahreshöchstlast gekommen.

Mit ihrer Triplik vom 22.02.2022 hat die Betroffene (erneut) gerügt, in Anbetracht der „enormen Anzahl“ der festgestellten Datenfehler bestünden gewichtige Anhaltspunkte dafür, dass eine Neubeurteilung des Modells erforderlich sei. Zur Begründung hat sie



ergänzend ausgeführt, die Bundesnetzagentur habe „in einem parallelen Beschwerdeverfahren“ – bezogen auf einen im Nachhinein festgestellten Datenfehler der *Stadtwerte J.* – „zugestehen müssen“, dass Datenfehler einzelner Unternehmen „zum Teil erhebliche“ Auswirkungen auf dritte Netzbetreiber hätten und zu einer „zum Teil erheblichen“ Änderung der Effizienzwerte – um bis zu 1,3 % – führten.

Überdies macht die Betroffene geltend, der Effizienzvergleich sei rechtswidrig, weil in ihm die Heterogenität der Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber nicht ausreichend berücksichtigt werde. Sowohl die Auswahl der Vergleichsparameter als auch die Wahl der Translog-Funktion als funktionale Form seien fehlerhaft.

Der dem Effizienzvergleich für die dritte Regulierungsperiode zugrunde gelegte Datensatz sei von einer extremen, im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode gestiegenen Heterogenität der Netzbetreiber im Hinblick auf ihre Versorgungsaufgaben geprägt. Die Bundesnetzagentur sei den Anforderungen zur angemessenen Berücksichtigung der Heterogenität bei der Ausgestaltung des Effizienzvergleichs nicht nachgekommen.

Unter den 183 erfassten Netzbetreibern befinde sich eine Gruppe, die sich extrem von dem weit überwiegenden Teil der Unternehmen unterscheide, und zwar Netzbetreiber mit einem hohen regionalen Transportnetzanteil. Die „sog. ehemaligen rFNB“ unterschieden sich von den übrigen Netzbetreibern gravierend in den Dimensionen „Anzahl Ausspeisepunkte über versorgte Fläche“, „Rohrvolumen“ und „Jahreshöchstlast über Netzlänge“. Dennoch sei für „die reinen Transportnetzbetreiber“ kein gesonderter Effizienzvergleich durchgeführt worden, obwohl sich ihre Anzahl im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode „von fünf auf acht erhöht“ habe.

Ermessensfehlerhaft habe die Bundesnetzagentur interne Ausspeisepunkte – anders als Ausspeisepunkte > 5 bar zu nachgelagerten fremden Netzen und Letztverbrauchern – nicht als Vergleichsparameter berücksichtigt. Ausspeisepunkte zu internen und zu fremden nachgelagerten Netzen verursachten im vorgelagerten Transportnetz die gleichen Kosten. Die Nichtberücksichtigung der internen Ausspeisepunkte führe zu einer Unterschätzung der Versorgungsaufgabe und zu unsinnigen Anreizen für Netz-

betreiberaufteilungen. Sog. „kombinierte Versorger“ würden dadurch systematisch benachteiligt, wovon auch sie selbst betroffen sei, da Kosten durch ... betriebene interne Ausspeisepunkte im Effizienzvergleich nicht berücksichtigt würden.

Während unterschiedliche Anschluss- und Erschließungsgrade in der ersten und zweiten Regulierungsperiode mit Potentialparametern abgebildet worden seien, sei deren Aufnahme in der dritten Regulierungsperiode – mit einer nicht tragfähigen Begründung – abgelehnt worden. Dadurch bleibe im Ergebnis der Einfluss des demographischen Wandels und der unterschiedliche Anschlussgrad entgegen § 13 Abs. 3 Satz 8 und 9 ARegV im Effizienzvergleich unberücksichtigt. Die Bundesnetzagentur habe die potentielle Jahreshöchstlast als Vergleichsparameter „außer Betracht gelassen“ und stattdessen ermessensfehlerhaft den Parameter „Rohrvolumen“ als „eine Art Allheilmittel“ ausgewählt. Dessen „alleinige“ Verwendung führe zu erheblichen Fehleinschätzungen bezüglich der kostentreibenden Eigenschaften. Überdies sei nicht bedacht worden, dass langfristige Veränderungen der Kundenstruktur nicht nur auf demographische Entwicklungen zurückgingen, sondern auch z.B. durch Neubaugebiete, Rückgänge oder Steigerungen gewerblicher oder industrieller Nachfrage oder auch durch die Konkurrenz durch andere Energieträger hervorgerufen werden könnten. Noch wesentlich schwerer wiege der Rückgang der Nachfrage bei gewerblichen und industriellen Kunden.

Die Wahl der Translog-Funktion zur Abbildung des Zusammenhangs zwischen Kostentreibern und Kosten sei ermessensfehlerhaft. Relevante Alternativen, insbesondere partielle Translog-Modelle, seien nicht berücksichtigt worden. Bei ihrer Abwägung habe die Bundesnetzagentur nicht bedacht, dass die Translog-Funktion deutlich komplexer sei, wodurch ein deutlich höheres Risiko einer Überspezifizierung bestehe. Im Fall einer Überspezifizierung bestehe die Gefahr, dass notwendige Vergleichsparameter verdrängt würden und die Heterogenität der Netzbetreiber nicht in ausreichendem Maße abgebildet werde. Die Bundesnetzagentur habe mit dem Beraterkonsortium berücksichtigen müssen, dass mit der partiellen Translog-Funktion „ein geeigneter Mittelweg“ existiere, der der (vollständigen) Translog-Funktion aufgrund der Kombination der Vorteile der Translog- und der Cobb-Douglas-Funktion überlegen sein könne. Die Verwendung einer Cobb-Douglas-Funktion oder partiellen Translog-Funktion könne zu

einer „deutlichen Verbesserung“ des Modells führen. Nach den von der Privatgutachterin durchgeführten statistischen Testverfahren (vgl. P. Rn. 2.57, 3.106 f.) seien die Cobb-Douglas-Funktion und „sämtliche partielle Translog-Modelle“ dem von der Bundesnetzagentur verwendeten Modell „eindeutig überlegen“. Die Modellauswahl des Beraterkonsortiums sei das Ergebnis einer „willkürlichen Anwendung statistischer Testverfahren“ bei der Durchführung der Kostentreiberanalyse. Bei konsistenter Vorgehensweise habe die Bundesnetzagentur zu einem einfacheren Modell gelangen bzw. ein Modell wählen müssen, welches eine geringere Anzahl an Kreuz- und Quadrattermen bzw. weitere Vergleichsparameter aufweise. Ihre Modellauswahl habe dazu geführt, dass das Modell mit einer Vielzahl von insignifikanten Translog-Regressionskoeffizienten gefüllt sei, die „nahezu kaum“ zum Erklärungsgehalt beitragen, während zur Abbildung der Heterogenität der Versorgungsaufgabe „nur noch“ fünf verschiedene Vergleichsparameter verwendet würden.

Die durchgeführte Ausreißeranalyse sei rechtswidrig und führe zu unsachgerechten Ergebnissen, da ein extrem heterogener Datensatz für die Berechnung der Effizienzwerte verbleibe. Es mangle an einer belastbaren und nachvollziehbaren Abwägungsentscheidung der Bundesnetzagentur in Bezug auf die möglichen, anwendbaren Methoden. Die Verwendung von Banker's-F-Test in der Dominanzanalyse entspreche nicht dem Stand der Wissenschaft. Die aktuell beste Alternative sei die Verwendung eines Bootstrap-Tests. Bezogen auf die SFA seien durch die Anwendung (lediglich) der Cook's Distance-Methode nur diejenigen Netzbetreiber als Ausreißer identifiziert worden, die einen besonders starken Einfluss auf die ermittelten Regressionskoeffizienten für die Vergleichsparameter hätten. Dabei bleibe unberücksichtigt, dass einzelne Unternehmen die Verteilung der SFA-Ineffizienzterme stark beeinflusst haben könnten. Der Einfluss auf die Verteilung habe mithilfe des DFBETA erkannt werden können. Die durchgeführte Peer-Analyse sei nicht aussagekräftig. Die Bundesnetzagentur habe Hinweise auf die Fehlerhaftigkeit des Modells vollständig ignoriert.

Im Rahmen der durchgeführten DEA-Supereffizienzanalyse sei der möglichen Existenz verdeckter Ausreißer nicht mit der nötigen Sorgfalt nachgegangen worden. Daher könne die Existenz verdeckter Ausreißer und eine Verzerrung der Effizienzwerte nicht ausgeschlossen werden. Um verdeckte Ausreißer zu identifizieren, müsse die Supereffizienzanalyse „wenn erforderlich“ wiederholt durchgeführt werden.

Die Second-Stage-Analyse sei rechtsfehlerhaft. Das diesbezügliche Vorgehen der Bundesnetzagentur sei nicht nachvollziehbar. Die gewählte Methodik sei wissenschaftlich unvertretbar und untauglich, ausgelassene Vergleichsparameter zu erkennen.

Zum Beweis ihrer Darstellung bezieht sich die Betroffene auf die Einholung eines Sachverständigengutachtens.

Hilfsweise verfolgt die Betroffene ihren Antrag auf Bereinigung des Effizienzwerts weiter. Entgegen der Würdigung der Bundesnetzagentur zeichne sich ihre Versorgungsaufgabe durch strukturelle Besonderheiten im Sinne von § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV aus. Sie sei zur Aufrechterhaltung und zum Betrieb eines Netzes verpflichtet, das gemessen an der tatsächlichen Jahreshöchstlast und der Kundennachfrage zu groß dimensioniert sei. Die Gründe hierfür lägen außerhalb ihrer Einflussosphäre. Sie beruhten maßgeblich auf der Entscheidung der Kunden für einen bestimmten Energieträger bzw. dem Wegfall von Industriekunden. Über die vergangenen 20 Jahre habe sich die Leitungslänge von rund ... km (1995/1996) auf rd. ... km erhöht. Gleichzeitig sei die Jahreshöchstlast erheblich gesunken. Während sie im Geschäftsjahr 1995/96 noch bei deutlich über ... m<sup>3</sup>/h gelegen habe, habe sie im Basisjahr nur noch knapp ... m<sup>3</sup>/h betragen. Ebenso sei im gleichen Zeitraum die Jahresarbeit von deutlich über ... m<sup>3</sup>/h auf rund ... m<sup>3</sup>/h gesunken. Ein signifikanter Netzurückbau sei nicht möglich, da die heutige Kundennachfrage sonst nicht abgedeckt werden könne. Sie sei daher gezwungen, ihr Netz weiterhin in der aktuellen Größe zu führen, wodurch ihr „die entsprechenden Kosten“ entstünden. Die Kundennachfrage im Gasnetz in ... habe sich in den letzten 20 Jahren um rund zwei Drittel reduziert, wobei der Rückgang zum einen auf der gesunkenen Nachfrage von Industriekunden beruhe. Zum anderen sei sie starker Konkurrenz durch andere Energieträger, insbesondere der Fernwärme ausgesetzt. Im Gasnetzgebiet ... liege eines der bundesweit größten Fernwärmeversorgungsnetze. Derzeit würden rund ... Anschlussobjekte in ihrem Netzgebiet über Fernwärme versorgt. Die direkte Konkurrenz zur Fernwärme spiegele sich in einem geringen Anschlussgrad wider. Im Basisjahr habe ihr Netzgebiet (nur) ... aktive (nicht stillgelegte) Ausspeisepunkte bei ... Versorgungsobjekten – entsprechend einem Anschlussgrad von (lediglich) ... % – aufgewiesen. Sie gehöre damit zu den 10 % der Netzbetreiber

mit den geringsten Anschlussgraden. Diese Besonderheiten würden durch die Auswahl der Parameter im Effizienzvergleich nicht hinreichend berücksichtigt. Auch führten sie zu Kostensteigerungen um mehr als 5 %, weshalb eine Bereinigung des Effizienzwerts geboten sei.

Die Betroffene beantragt,

den Beschluss der Bundesnetzagentur vom 23.09.2019, BK9-16/8212, aufzuheben und die Bundesnetzagentur analog § 113 Abs. 5 Satz 2 VwGO zu verpflichten, eine Neubescheidung unter Beachtung der Rechtsauffassung des Gerichts zu erlassen.

Die Bundesnetzagentur beantragt,

die Beschwerde zurückzuweisen.

Sie verteidigt die angegriffene Festlegung unter Wiederholung und Vertiefung der maßgeblichen Gründe. Die Validität der Datengrundlage sei durch die Plausibilisierung der Daten durch den Gutachter und die Bundesnetzagentur sichergestellt. Soweit während des Prozesses Daten geändert oder nachgereicht worden seien, sei dies – transparent und unter Abwägung aller im jeweiligen Stadium zu bedenkenden Aspekte – im Rahmen der Plausibilisierung und Entwicklung des Modells berücksichtigt worden. Dass sich die Datenbasis durch die Korrektur von Datenfehlern geändert habe, habe die Modellgüte nicht erschüttert.

Wegen der weiteren Einzelheiten des Sach- und Streitstands wird auf die zwischen den Beteiligten gewechselten Schriftsätze mit Anlagen und die beigezogenen Verwaltungsvorgänge Bezug genommen.

## II.

Die zulässige Beschwerde hat aus den in der mündlichen Verhandlung eingehend erörterten Gründen in der Sache keinen Erfolg.

Die Festsetzung der Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode ist nicht zu beanstanden.

#### I. Rechtmäßigkeit des Effizienzwerts

Ohne Erfolg rügt die Betroffene den für sie von der Bundesnetzagentur auf der Grundlage der Stochastic Frontier Analysis (SFA Normal) ermittelten Effizienzwert von 67,9363 %. Die hiergegen vorgetragenen Einwendungen gehen fehl.

1. Nach Maßgabe der ARegV, die auch nach der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 2.09.2021 (C-718/18 Rn. 112, RdE 2021, 534 ff.) weiterhin Anwendung findet (vgl. zuletzt BGH, Beschlüsse v. 7.12.2021 – EnVR 6/21 Rn. 9 „Kapitalkostenabzug“; v. 26.10.2021 – EnVR 17/20 Rn. 14 „Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor II“, jeweils juris; v. 8.10.2019 – EnVR 58/18 Rn. 60 ff. „Normativer Regulierungsrahmen“, RdE 2020, 103 ff.), führt die Bundesnetzagentur vor Beginn der Regulierungsperiode einen bundesweiten Effizienzvergleich für die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen mit dem Ziel durch, die Effizienzwerte für diese Netzbetreiber zu ermitteln (§ 12 Abs. 1 Satz 1 ARegV). Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt nach Anlage 3 Nr. 2 ARegV ein Effizienzwert von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert. Hierdurch wird gemäß der Anforderung des § 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG sichergestellt, dass die Effizienzvorgabe durch ein Leistungs-Kosten-Verhältnis definiert wird, dessen Erreichbarkeit die Zahlen der (relativ) effizientesten Netzbetreiber dokumentieren (vgl. BGH, Beschluss v. 21.01.2014 – EnVR 12/12 Rn. 17, RdE 2014, 276 „Stadtwerke Konstanz GmbH“).

Der Effizienzvergleich erfordert, wenn er die gesetzlich vorgegebene Zuverlässigkeit aufweisen soll, eine komplexe Modellierung der maßgeblichen Verhältnisse bei den einzelnen Netzen und Netzbetreibern, die nicht bis in alle Einzelheiten rechtlich vorgegeben werden kann und vom Gesetzgeber bewusst nicht vorgegeben worden ist. Die in §§ 12 ff. und Anlage 3 zu § 12 ARegV enthaltenen Vorgaben sind trotz ihrer zum Teil hohen Regelungsdichte ausfüllungsbedürftig (vgl. bereits BGH, Beschluss v. 21.01.2014 – EnVR 12/12 Rn. 22 aaO). Zur Ausfüllung dieser Vorgaben kommen zum einen unterschiedliche wissenschaftliche Methoden in Betracht, deren konkrete Auswahl der Verordnungsgeber der Regulierungsbehörde überlassen hat. Ein Spielraum

besteht zum anderen für die Regulierungsbehörde auch dann, soweit bestimmte Parameter oder Methoden vorgegeben sind, da die Aufzählungen nicht abschließend sind, sondern der Regulierungsbehörde ausdrücklich die Möglichkeit einräumen, zusätzliche Parameter oder Methoden heranzuziehen (ausführlich dazu BeckOK EnWG/van Rossum, 2. Ed. 1.03.2022, EnWG § 83 Rn. 54 ff.). Dieser Spielraum kommt in einzelnen Aspekten einem Beurteilungsspielraum, in anderen einem Regulierungsermessen gleich (vgl. BGH, Beschlüsse v. 21.01.2014 – EnVR 12/12 Rn. 10, 24 ff. aaO; v. 7.10.2014 – EnVR 25/12 Rn. 26, RdE 2015, 73 ff. und v. 12.05.2018 – EnVR 43/16 Rn. 34 sowie EnVR 53/16 Rn. 55 „Stadtwerke Essen AG“).

Nach der bereits zum Effizienzvergleich für die erste Regulierungsperiode Gas ergangenen, in den nachfolgenden Regulierungsperioden fortentwickelten Rechtsprechung kann die gerichtliche Kontrolle nicht weiter reichen als die materiell-rechtliche Bindung der Instanz, deren Entscheidung überprüft werden soll. Sie endet deshalb dort, wo das materielle Recht in verfassungsrechtlich unbedenklicher Weise das Entscheidungsverhalten nicht vollständig determiniert. Der regulierungsbehördlich genutzte Beurteilungsspielraum ist nach ständiger höchstrichterlicher Rechtsprechung (nur) dahingehend gerichtlich zu überprüfen, ob die Behörde die gültigen Verfahrensbestimmungen eingehalten hat, von einem richtigen Verständnis des anzuwendenden Gesetzesbegriffs ausgegangen ist, den erheblichen Sachverhalt vollständig und zutreffend ermittelt und sich bei der eigentlichen Beurteilung an allgemeingültige Wertungsmaßstäbe gehalten, insbesondere das Willkürverbot nicht verletzt hat. Die Ausübung des eine Abwägung zwischen unterschiedlichen gesetzlichen Zielvorgaben erfordernden Regulierungsermessens ist allein dann zu beanstanden, wenn eine Abwägung überhaupt nicht stattgefunden hat (Abwägungsausfall), wenn in die Abwägung nicht an Belangen eingestellt worden ist, was nach Lage der Dinge in sie eingestellt werden musste (Abwägungsdefizit), die Bedeutung der betroffenen Belange verkannt worden ist (Abwägungsfehlschätzung) oder der Ausgleich zwischen ihnen zur objektiven Gewichtigkeit einzelner Belange außer Verhältnis steht (Abwägungsdisproportionalität). Die Aufgabe der gerichtlichen Überprüfung des Effizienzvergleichs besteht daher nicht darin, die Modellierung der Vergleichsmethode im Regulierungsverfahren durch eine alternative Modellierung im Beschwerdeverfahren zu ergänzen oder zu ersetzen. Andernfalls läge die Auswahl zwischen mehreren den normativen Vorgaben entsprechenden

Regulierungsmöglichkeiten letztlich bei den Gerichten, so dass diese die Regulierungsentscheidungen nicht (nur) überprüfen, sondern vielmehr selbst treffen würden und der Beurteilungsspielraum der Regulierungsbehörden ausgehöhlt würde (vgl. zu Vorstehendem nur BGH, Beschluss v. 21.01.2014 – EnVR 12/12 Rn. 41 aaO; zur Bestimmung von Qualitätselementen Beschlüsse v. 22.07.2014 – EnVR 59/12, RdE 2014, 495 ff. Rn. 13 „Stromnetz Berlin GmbH“ und EnVR 58/12 Rn. 13, juris; zum Eigenkapitalzinssatz Beschlüsse v. 9.07.2019 – EnVR 52/18, RdE 2019, 456 ff. Rn. 43 „Eigenkapitalzinssatz II“; v. 3.03.2020 – EnVR 26/18, RdE 2020, 319 ff. Rn. 26 „Eigenkapitalzinssatz III“; zum sog. XGen Beschluss v. 26.01.2021 – EnVR 7/20 Rn. 19, BGHZ 228, 286 ff. „Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor“; v. 26.10.2021 – EnVR 17/20 Rn. 16 aaO).

Eine von der Bundesnetzagentur bei der Wahl der Methode oder deren Anwendung getroffene Auswahlentscheidung ist daher allein dann zu beanstanden, wenn der gewählte methodische Ansatz von vornherein ungeeignet ist, die Funktion zu erfüllen, die ihm nach dem durch die Entscheidung der Regulierungsbehörde auszufüllenden gesetzlichen Rahmen zukommt, oder wenn ein anderes methodisches Vorgehen unter Berücksichtigung aller maßgeblichen Umstände so deutlich überlegen ist, dass die getroffene Auswahlentscheidung nicht mehr als mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar angesehen werden kann (vgl. BGH, Beschlüsse v. 21.01.2014 – EnVR 12/12 Rn. 39 aaO; v. 27.01.2015 – EnVR 39/13 Rn. 26, EnWZ 2015, 273 ff. „Thyssengas GmbH“; v. 9.07.2019 – EnVR 52/18 Rn. 37; v. 3.03.2020 – EnVR 26/18 Rn. 33; v. 26.01.2021 – EnVR 7/20 Rn. 28, jeweils aaO). Die Regulierungsbehörde hat gerade deshalb eine Methodenwahl zu treffen, weil es regelmäßig bei der Erfassung ökonomischer Gegebenheiten und Zusammenhänge nicht die eine richtige und in jeder Hinsicht zuverlässige Methode gibt (BGH, Beschlüsse v. 3.03.2020 – EnVR 26/18; v. 26.01.2021 – EnVR 7/20, jeweils aaO).

Vor diesem Hintergrund darf auch die Einholung eines Sachverständigengutachtens nicht zu dem Zweck angeordnet werden, die Modellierung der Vergleichsmethode im Regulierungsverfahren einer vorsorglichen Überprüfung auf möglicherweise wissenschaftlich angreifbare Annahmen oder Auswahlentscheidungen zu unterziehen. Die Einholung eines Sachverständigengutachtens kommt erst dann in Betracht, wenn konkrete Anhaltspunkte dafür aufgezeigt werden, dass die von der Regulierungsbehörde



gewählte Vorgehensweise aus wissenschaftlicher Sicht unvertretbar erscheint. Der auf diese Weise eingeschränkte gerichtliche Prüfungsmaßstab folgt aus den Grenzen der rechtlichen Determinierung und Determinierbarkeit der Aufklärung und Bewertung komplexer ökonomischer Zusammenhänge im Allgemeinen und der regulatorischen Aufgabe im Besonderen. Er ist sowohl mit Art. 19 Abs. 4 GG als auch mit dem Anspruch auf Gewährung effektiven Rechtsschutzes (Art. 101 Abs. 1 Satz 2 GG) vereinbar (vgl. BGH, Beschlüsse v. 21.01.2014 – EnVR 12/12 Rn. 40 f.; v. 3.03.2020 – EnVR 26/18; v. 26.01.2021 – EnVR 7/20, jeweils aaO). Hiergegen gerichtete Verfassungsbeschwerden hat das Bundesverfassungsgericht durch Beschluss vom 29.07.2021 (u.a. 1 BvR 1588/20, BeckRS 2021, 23595) nicht zur Entscheidung angenommen.

Wie der Bundesgerichtshof weiter entschieden hat, besteht im Rahmen der gerichtlichen Entscheidung darüber, ob die Regulierungsbehörde von einer zutreffenden Tatsachengrundlage ausgegangen ist, keine Verpflichtung zur vollständigen Nachprüfung der Validität der Datengrundlage einer gewählten Methode (vgl. BGH, Beschluss v. 26.01.2021 – EnVR 7/20 Rn. 19 aaO). Der eingeschränkte Prüfungsmaßstab erstreckt sich mithin auch auf tatsächliche Fragen.

Zuletzt hat der Bundesgerichtshof vor dem Hintergrund der o.g. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde (vgl. EuGH, Urteil v. 2.09.2021 C-718/18 Rn. 112, RdE 2021, 534 ff.) betont, dass die genannten Regelungen angesichts der durch das Unionsrecht geforderten Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden von externen Weisungen anderer öffentlicher oder privater Stellen wo auch immer möglich und bis zu der den Gerichten durch den Willen des nationalen Gesetzgebers gezogenen Grenze im Sinne einer Gewährleistung und Sicherung dieser Unabhängigkeit auszulegen sind. Das Unionsrecht fordert eine Auslegung der Anreizregulierungsverordnung dahin, dass dieser Unabhängigkeit so weit als möglich Geltung verschafft wird (vgl. BGH, Beschlüsse v. 26.10.2021 – EnVR 17/20 Rn. 16; v. 7.12.2021 – EnVR 6/21 Rn. 10, jeweils aaO).

Nach diesen Grundsätzen haben die auf den Effizienzvergleich bezogenen Rügen der Betroffenen keinen Erfolg.

2. Ohne Erfolg bemängelt die Betroffene, der angefochtene Beschluss sei unzureichend begründet. Ein Begründungsmangel liegt, auch mit Blick auf die Datenerhebung und -validierung sowie den Umgang mit Datenfehlern, nicht vor.

Der Zweck des Begründungserfordernisses nach § 73 Abs. 1 EnWG besteht darin, den Beteiligten und dem Gericht die Überprüfung der Entscheidung in tatsächlicher und rechtlicher Hinsicht zu ermöglichen. Hierzu ist es in Anlehnung an § 39 Abs. 1 VwVfG ausreichend, aber auch erforderlich, diejenigen tatsächlichen und rechtlichen Erwägungen anzuführen, aus denen sich die Rechtmäßigkeit der ergangenen Entscheidung ergibt, so dass der betroffene Netzbetreiber entscheiden kann, ob er gegen die regulierungsbehördliche Entscheidung vorgehen will (st. Rspr., vgl. nur BGH, Beschlüsse v. 7.10.2014 – EnVR 25/12 Rn. 30; v. 21.01.2014 – EnVR 12/12 Rn. 100, jeweils aaO; ebenso OLG Schleswig, Beschluss v. 1.02.2021 – 53 Kart 21/19 Rn. 56, juris). Danach dürfen keine überspannten Anforderungen an das Maß der Begründung gestellt werden.

Nach Maßgabe dessen liegt eine ausreichende Begründung vor. Die Entscheidung über die Festsetzung der Erlösobergrenzen ist auf 78 Seiten (ohne Anlagen) ausführlich begründet und lässt die wesentlichen tatsächlichen Umstände und Erwägungen, die die Bundesnetzagentur zu ihrer Entscheidung bewogen haben, – insbesondere die Grundzüge der für den Effizienzvergleich maßgeblichen Datenerhebung und -validierung einschließlich der Korrektur von Datenfehlern vor und nach dem Stichtag 31.08.2018 (vgl. Beschluss S. 12 ff., 21 f., 42 f.) – im Sinne des § 73 Abs. 1 EnWG hinreichend erkennen. Wegen der Einzelheiten hat sie auf die umfangreiche Verfahrensakte (6 Stehordner) verwiesen (vgl. Beschluss S. 23), was schon in Anbetracht der Verfahrensdauer und des Umfangs des bei ihr geführten Verwaltungsvorgangs nicht zu beanstanden ist. Zudem hat sie explizit auf das von ihr in Auftrag gegebene, auf ihrer Homepage ([www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)) abrufbare, 143 Seiten zuzüglich 123 Seiten Anhang umfassende Gutachten des Beraterkonsortiums „Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (3. RP)“ vom 17.05.2019 Bezug genommen. Dieses enthält in Kapitel 4 umfangreiche Ausführungen zu der für den Effizienzvergleich herangezogenen Datenbasis, insbesondere zu ihrer Plausibilisierung und Analyse. Die Ausführungen werden ergänzt durch den „Annex D“ mit Einzelheiten zu den Ergebnis-

sen der Plausibilisierung der einzelnen Parameter. Die Bundesnetzagentur hat ihr Vorgehen überdies dadurch nachvollziehbar und transparent werden lassen, dass sie die Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher bei der Auswahl der finalen Vergleichsparameter mehrfach angehört und im Juli 2017 eine Konsultationsveranstaltung durchgeführt hat, bei der den Netzbetreibern die Durchführung der Datenplausibilisierung und das Vorgehen bei der Kostentreiberanalyse einschließlich möglicher Vergleichsparameter vorgestellt wurden. Daneben hat sie auf ihrer Homepage das im März 2017 erstellte Gutachten „Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber – Arbeitsstand Parameterdefinitionen“ der von ihr beauftragten Swiss Economics veröffentlicht, in dem u.a. die Berechnung ausgewählter Parameter aus den erhobenen Strukturdaten der Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des Effizienzvergleichs erläutert wird. Die konkrete Ausgestaltung des Effizienzvergleichsmodells wurde den Netzbetreibern am 21.12.2018 nach Fertigstellung des Berichts des Beraterkonsortiums mitgeteilt und sowohl der Anhörungsentwurf als auch die finale Fassung des Gutachtens vom 17.05.2019 einschließlich der Erwägungen, die zur Wahl des Modells und der Parameter geführt haben, auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Die Betroffene ist nach alledem erkennbar in der Lage zu prüfen, ob die Vorgehensweise bei der Ermittlung des Effizienzwerts rechtmäßig war, und so die Rechtmäßigkeit des für sie festgelegten Effizienzwerts zu beurteilen. Dies zeigt sich nicht zuletzt darin, dass sie auf dieser Grundlage im Mai 2018 die Q. mit Untersuchungen zum Effizienzvergleichsmodell beauftragt und zu diesem Stellung genommen hat. Überdies hat sie die als Anlage zur Beschwerde vorgelegte privatgutachterliche Stellungnahme der P. vom 10.07.2020 „Ermittlung der Effizienzwerte für Gasverteilernetzbetreiber in der 3. Regulierungsperiode“ in Auftrag gegeben.

Entgegen der diesbezüglichen Rüge der Betroffenen war die Bundesnetzagentur nicht verpflichtet, vollumfänglich anzugeben, ob und ggf. welche Datenkorrekturen sie im Lauf des Verfahrens für welche Netzbetreiber durchgeführt hat. Auch unter Abwägung der berechtigten Interessen aller betroffenen Netzbetreiber bestand schon kein Anspruch der Betroffenen auf umfassende Kenntnis des dem Effizienzvergleich zugrunde liegenden Datenmaterials (vgl. BGH, Beschlüsse v. 21.01.2014 – EnVR 12/12 Rn. 78 f., 83, 91, 96; v. 7.10.2014 – EnVR 25/12 Rn. 32 ff., jeweils aaO).

Überdies korrespondiert das im jeweiligen Einzelfall gebotene Maß an Begründung spiegelbildlich mit dem für die konkret angegriffene Entscheidung maßgeblichen Prüfungsmaßstab. Das Regelungskonzept der ARegV sieht weder eine Sanktionierung unzutreffender Angaben noch eine umfassende Überprüfung durch die Bundesnetzagentur vor. Auch ohne genaue Kenntnis der kompletten Datengrundlage lässt sich beurteilen, ob der von der Bundesnetzagentur gewählte methodische Ansatz von vornherein ungeeignet ist, den Effizienzwert des einzelnen Unternehmens zu ermitteln oder ob ein anderes methodisches Vorgehen unter Berücksichtigung aller maßgeblichen Umstände ihrer Vorgehensweise so deutlich überlegen ist, dass die Entscheidung als nicht mehr mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar angesehen werden kann (vgl. BGH, Beschlüsse v. 26.01.2021 – EnVR 7/20 Rn. 28; v. 3.03.2020 – EnVR 26/18; v. 21.01.2014 – EnVR 12/12 Rn. 39, jeweils aaO). Danach ist dem Begründungserfordernis dadurch Genüge getan, dass die nachträglich erforderlich gewordenen Korrekturen aufgrund von Datenfehlern und deren Relevanz im Beschluss (dort S. 21 f.) dargestellt sind.

Nach alledem ist die Begründung der angegriffenen Entscheidung nicht zu beanstanden.

3. Der Einwand der Betroffenen, die Bundesnetzagentur habe den erheblichen Sachverhalt unvollständig ermittelt, bleibt ebenfalls ohne Erfolg.

Nach § 27 Abs. 1 Satz 2 Nr. 3 ARegV erhebt die Regulierungsbehörde die zur Ermittlung der Effizienzwerte erforderlichen Daten durch Einholung von Auskünften bei den Netzbetreibern, die insoweit zu vollständigen und wahrheitsgemäßen Angaben verpflichtet sind. Ein Sanktionierungssystem für unzutreffende Angaben oder eine umfassende Überprüfung der Angaben durch die Bundesnetzagentur sieht die Anreizregulierungsverordnung nicht vor (vgl. BGH, Beschlüsse v. 21.01.2014 – EnVR 12/12 Rn. 84 f.; v. 26.01.2021 – EnVR 7/20 Rn. 150, jeweils aaO). Der allgemeine Hinweis der Betroffenen auf die „Fehleranfälligkeit“ des Verfahrens rechtfertigt keine abweichende Bewertung. Eine allgemeine ergänzende Prüfung der erhobenen Daten auf ihre energiewirtschaftliche bzw. ingenieurwissenschaftliche Plausibilität ohne konkreten Anlass ist nicht erforderlich (vgl. OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschlüsse v. 23.06.2021 –

VI-3 Kart 837/19 (V) Rn. 103, juris zum Effizienzvergleich für die dritte Regulierungsperiode Strom; v. 26.02.2020 – VI-3 Kart 75/17 [V], BeckRS 2020, 5386, Rn. 79 ff. betr. die Ermittlung des Qualitätselements). Anlass zu einer näheren Überprüfung der übermittelten Daten besteht nur, wenn konkrete Anhaltspunkte vorliegen, die Zweifel an der Richtigkeit der übermittelten Daten begründen (BGH, Beschlüsse v. 26.01.2021 – EnVR 7/20; v. 21.01.2014 – EnVR 12/12, jeweils aaO). Ebenso bleibt die im Termin wiederholte Argumentation der Betroffenen, sie könne nur für die Qualität und Fehlerfreiheit der eigenen Daten eintreten, wohingegen sie auf die Datenlieferungen anderer Netzbetreiber keinen Einfluss habe und insoweit ohne rechtliche Handhabe sei, ohne Erfolg.

Nach dem Regelungskonzept der ARegV darf die Bundesnetzagentur grundsätzlich davon ausgehen, dass (1.) ein Netzbetreiber nicht vorsätzlich unzutreffende Angaben machen wird und (2.) sich versehentlich unzutreffende Einzelangaben angesichts der Breite der Datengrundlage auf das Ergebnis nicht in nennenswertem Umfang auswirken. Bei der Ermittlung des Effizienzwerts und der sich daraus ergebenden Effizienzvorgabe sieht die ARegV auf unterschiedlichen Stufen des Verfahrens zur Ermittlung der Erlösobergrenzen wirkende Sicherungsmechanismen vor, die der Fehleranfälligkeit der Datengrundlage Rechnung tragen sollen (vgl. bereits OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 12.01.2011 – VI-3 Kart 185/09 (V) Rn. 125, N&R 2011, 268 ff.; Albrecht/Mallossek/Petermann in: Holznagel/Schütz, ARegR, 2. Aufl. 2019, Vorbem. §§ 12-16 ARegV Rn. 11 und § 15 ARegV Rn. 49 f.). So sieht § 30 Abs. 1 Satz 2 ARegV bei fehlenden/unzutreffenden Daten alternativ die Möglichkeit des Rückgriffs auf ältere Daten/Schätzungen und/oder eine Referenznetzanalyse mithilfe von vorhandenen/erhaltenen Daten vor. Für den Fall der Verletzung der Mitwirkungspflicht bestimmt § 30 Abs. 1 Satz 3 ARegV, dass für den einzelnen Netzbetreiber der (Mindest-)Effizienzwert von 60 % angesetzt werden kann. Mit der Ausreißeranalyse und der Best-of-four-Abrechnung sind weitere Korrekturmöglichkeiten vorgesehen. Schließlich bestimmt § 15 ARegV den Schwellenwert für unzumutbare Effizienzvorgaben, bei denen eine Bereinigung des Effizienzwerts geboten sein kann, mit Kostensteigerungen um mindestens 5 %.

Der Ordnungsgeber geht danach ersichtlich davon aus, dass eine zu 100 % richtige und lückenlose Datengrundlage qualitativ und quantitativ nicht erreicht werden kann.

Eine vollständige Fehlerfreiheit der Datengrundlage des Effizienzvergleichs und der sich aus dem Effizienzvergleich ergebenden Effizienzvorgaben der Netzbetreiber ist schon systembedingt nicht zu erreichen, weil die Regulierungsbehörde nach den diesbezüglichen Vorgaben der ARegV auf die ihr von den Netzbetreibern zu übermittelnden Daten angewiesen ist und lediglich bei etwaigen Unplausibilitäten auf deren Korrektur drängen kann.

Nach diesen Maßgaben hat die Bundesnetzagentur im Vorfeld der Erlösobergrenzenfestlegung für die dritte Regulierungsperiode alle Möglichkeiten ausgeschöpft, um unter Mitwirkung der Netzbetreiber in einem (noch) vertretbaren Zeitfenster eine valide Datengrundlage für die Durchführung des Effizienzvergleichs und damit die Ermittlung des individuellen Effizienzwerts des einzelnen Netzbetreibers zu erlangen. Anlass, die Validität der Datengrundlage im Rahmen der gerichtlichen Überprüfung vollständig nachzuprüfen, besteht nicht. Wie bereits ausgeführt, gibt es bei der Erfassung ökonomischer Gegebenheiten und Zusammenhänge regelmäßig nicht die eine richtige und in jeder Hinsicht zuverlässige Methode, weshalb die Validität der Datengrundlagen zu den Umständen gehört, die die Regulierungsbehörde zu prüfen, zu bewerten und zu anderen Gesichtspunkten wie der Datenverfügbarkeit, dem erforderlichen Ermittlungsaufwand sowie gegebenenfalls rechtlichen Vorgaben etwa zur Fehlertoleranz in Beziehung zu setzen hat (vgl. BGH, Beschlüsse v. 26.01.2021 – EnVR 7/20 Rn. 19; v. 3.03.2020 – EnVR 26/18 Rn. 33, jeweils aaO).

Die grundsätzliche Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Ermittlung und Plausibilisierung der Daten wird im Gutachten „Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (3. RP)“ vom 17.05.2019 ausführlich dargestellt. Sie entspricht der Praxis in schon vorangegangenen Regulierungsperioden. Danach wird die Datenbasis für den bundesweiten Effizienzvergleich durch die Gasverteilernetzbetreiber gebildet, die nicht dem vereinfachten Verfahren gemäß § 24 ARegV unterliegen und die bis zum Stichtag 31.08.2018 finale Kostendaten an die Bundesnetzagentur übermittelt haben (vgl. Gutachten S. 41: für die 3. RP insgesamt 183 von 186 Netzbetreibern). Die aufgrund des Beschlusses BK9-15/603 vom 17.05.2016 abgefragten Leistungs- und Strukturdaten der Netzbetreiber – je Netzbetreiber insgesamt 122 Parameter – wurden diesen von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Datenplausibilisierung in Form von Datenquittungen mehrfach zur eigenen Überprüfung zur Verfügung gestellt. Die Unternehmen

wurden darin über die für sie jeweils vorgesehenen Strukturparameter unterrichtet und erhielten Gelegenheit zur Stellungnahme. Soweit Sachverhalte Änderungen in der Datenbasis erforderlich machten, wurden sie auch hierüber von der Bundesnetzagentur informiert. Die Netzbetreiber und die betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher haben die Plausibilitätsprüfungen der Bundesnetzagentur und des Beraterkonsortiums als „sehr umfassend“ eingeschätzt (vgl. Beschluss S. 16; Stellungnahme BDEW/VKU/GEODE v. 18.02.2019 zum BNetzA-Gutachtenentwurf „Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas der dritten Regulierungsperiode“ S. 11).

Der Prozess der Datenerhebung und -plausibilisierung sowie die diesbezüglichen Ergebnisse sind in Kapitel 3.2 und Kapitel 4 des Gutachtens sowie im „Annex D“ (Gutachten S. 159 bis 192) detailliert dargestellt. Entgegen der Einschätzung der Betroffenen wurden nicht nur einzelne Daten „punktuell“ plausibilisiert. Die Konsistenz der Strukturdaten wurde sowohl innerhalb eines Netzes/Netzbetreibers als auch vergleichend zwischen den Unternehmen geprüft. Das konkrete Verfahren wurde zuvor auf Wirksamkeit hin überprüft. Ferner wurde ein Abgleich mit öffentlich verfügbaren Daten durchgeführt und die Daten auf zulässige Datentypen und Eingabefehler hin überprüft. Die Kosten-, Leistungs- und Strukturdaten wurden u.a. anhand von Analysen der Kennzahlen, Streudiagrammen, Box-Whisker-Diagrammen sowie statistischen Abweichungsanalysen plausibilisiert. Die übermittelten Daten wurden durch Wertebereichsprüfungen, z.B. für die Anzahl der Anschlusspunkte oder Volllaststunden, durch Vergleich von abgefragten Daten mit extern verfügbaren Daten (z.B. Geodaten bei Flächenangaben, Kapazitätsangaben der Flächennetzbetreiber aus der Gasdatenbank des Netzentwicklungsplans (NEP) bei Angaben zur zeitgleichen Jahreshöchstlast), durch Überprüfung der Verhältnisse je zweier Strukturgrößen zueinander, durch Überprüfung der Verhältnisse aus Kosten und/oder Kostenbestandteilen einerseits und je einer Strukturgröße andererseits sowie durch Vergleich der Strukturdaten des Benchmarking der zweiten Regulierungsperiode mit den aktuellen Werten einschließlich der Prüfung auf ungewöhnlich starke Änderungen bis hin zu zulässigen Datentypen und Eingabefehlern überprüft (vgl. Gutachten S. 28 f., 42 ff., 159 ff., 192). Die Plausibilisierung anhand externer Erfahrungswerte wurde durch ingenieurwissenschaftliche Untersuchungen mithilfe von Kostentreiberzusammenhängen aus analytischen Modellen gestützt. Ferner wurden gaswirtschaftliche und gastechnische Vergleichsanalysen aus

dem Datenbestand der TU Berlin zur zusätzlichen Absicherung der Belastbarkeit der Datenbasis herangezogen.

Bei relevanten Abweichungen erfolgten auf Basis der Ergebnisse seitens der Bundesnetzagentur – zum Teil mehrfach – Rückfragen hinsichtlich der Korrektheit der Daten bei den Unternehmen. Bei fehlerhaften Daten wurden die Netzbetreiber aufgefordert, die entsprechenden Werte zu korrigieren und erneut an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Dadurch wurde sichergestellt, dass keine Veränderung der Datenbasis erfolgte, d.h. es wurden keine Datensätze separiert. Entsprechend wurde anfangs eine Vollprüfung des Datensatzes durchgeführt, die dann um weitere Teilprüfungen der sich ergebenden Änderungen und Korrekturen im Datensatz ergänzt wurde (vgl. Gutachten S. 29).

Bei der Korrektur der Datengrundlage hat die Bundesnetzagentur eine sachgerechte Differenzierung unter Abwägung der Gesamtumstände vorgenommen. Dabei ist sie – zu Recht – davon ausgegangen, dass in dem Spannungsfeld – einerseits eine robuste Datengrundlage zu erlangen, andererseits einen angemessenen sachlichen und zeitlichen Aufwand bei der Überprüfung der Validität im Verhältnis zu den berechtigten Interessen der Netzbetreiber an einer Entscheidung über die Erlösobergrenzen zeitnah zum Beginn der Regulierungsperiode zu wahren – keine abstrakten Aussagen möglich sind (vgl. BGH, Beschluss v. 26.10.2021 – EnVR 17/20 Rn. 55 aaO). Sowohl das „Ob“ als auch das „Wie“ der Korrektur aufgetretener Datenfehler hängt vielmehr vom jeweiligen Einzelfall ab. Ermessensfehlerfrei hat die Bundesnetzagentur dabei auch den „Zeitfaktor“ mit in den Blick genommen (vgl. zur Bedeutung der „regulatorischen Rechtzeitigkeit“ BGH, Beschluss v. 26.10.2021– EnVR 17/20 Rn. 54 f. aaO). Nach § 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG müssen die Effizienzvorgaben so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein, dass der betroffene Netzbetreiber oder die betroffene Gruppe von Netzbetreibern die Vorgaben unter Nutzung der ihm oder ihnen möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. Auch seitens der Netzbetreiber wurde im Rahmen der Anhörung betont, dass Netzbetreiber mit Effizienzwerten unter 100 % möglichst über die gesamte Regulierungsperiode Gelegenheit haben sollten, Maßnahmen zur Befolgung bzw. zum Übertreffen des für sie maßgeblichen Effizienzpfades zu ergreifen (vgl. BDEW/VKU/GEODE v. 18.02.2019 aaO).



Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur bei der Behandlung von Datenfehlern sachgerecht abgewogen nach dem Verfahrensstand des Effizienzvergleichs und der individuellen Verwaltungsverfahren (Datenerhebung – Weiterleitung der Daten an Gutachter – Beginn der Modellentwicklung – Konsultation – Abschluss der Modellentwicklung – bestandskräftiger Beschluss individuell/alle Netzbetreiber), nach Art und Umfang des Datenfehlers (Auswirkung auf SFA, DEA oder Modell- bzw. Parameterauswahl, Auswirkung auf statistische Kennzahlen, auf Effizienzwerte des betroffenen Netzbetreibers oder auch auf dritte Netzbetreiber (insbesondere bei Datenfehlern von Benchmarkführern)), nach dessen Folgen (positive/negative Wechselwirkungen, bezifferbare Höhe des Fehlers bzw. Auswirkung und potentielle Folgen (Neuberechnung der Effizienzgrenze, Änderung der Parameter und statistischen Kennzahlen, „ceteris-paribus“-Berechnung)) sowie nach der Verantwortlichkeit für den jeweiligen Datenfehler (Fehler des Netzbetreibers, zu dessen Gunsten/Lasten oder Fehler im Verantwortungsbereich der Bundesnetzagentur).

Die methodische Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Datenerhebung, -plausibilisierung und -korrektur war danach geeignet, jedenfalls erkennbar unplausible Daten der betroffenen Netzbetreiber zu identifizieren und – soweit notwendig – sachgerecht zu korrigieren (so auch OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 23.06.2021 – VI-3 Kart 837/19 (V) Rn. 106 aaO). Fehler bei der Datenerhebung, -plausibilisierung oder -korrektur im Verantwortungsbereich der Bundesnetzagentur zeigt die Betroffene, wie nachfolgend weiter ausgeführt wird, nicht auf. Zu Recht weist die Bundesnetzagentur darauf hin, dass schon durch die Historie der Datenermittlung und -plausibilisierung im angefochtenen Beschluss (aaO) deutlich wird, mit welcher Intensität sie an der Robustheit der Datengrundlage gearbeitet hat. Nicht zuletzt haben die im Verlauf des drei Jahre andauernden Verfahrens mehrfach vorgenommenen Neuberechnungen dazu geführt, dass der Betroffenen insgesamt vier verschiedene (bestabgerechnete) Effizienzwerte mitgeteilt wurden. Weitere standardisierte Schritte zur Erhebung und/oder Plausibilisierung der zur Durchführung des Effizienzvergleichs erforderlichen Daten musste die Bundesnetzagentur nicht vorsehen. Dass ihrer Vorgehensweise andere Methoden (greifbar) überlegen wären, ist nicht ersichtlich.

4. Ohne Erfolg rügt die Betroffene, der Effizienzvergleich und der aus ihm abgeleitete Effizienzwert basierten auf einer unzutreffenden Tatsachengrundlage, da die Bundesnetzagentur aufgetretene Fehler nicht in vollem Umfang korrigiert habe.

Die von der Betroffenen gerügte „uneinheitliche“ Behandlung von Datenfehlern beruht gerade auf der differenzierten Abwägung der in die Abwägungsentscheidung einzustellenden Belange. Schon deshalb ist sie nicht zu beanstanden.

Abwägungsfehler bei der Frage, ob und in welchem Umfang die Datengrundlage zu korrigieren war, sind nicht ersichtlich. Entgegen der Rüge der Betroffenen liegt ein Abwägungsausfall nicht vor, da eine Abwägung zur Frage der nachträglichen Datenkorrektur stattgefunden hat. Auch ist kein Abwägungsdefizit gegeben, denn in die Abwägung wurden sämtliche Kriterien eingestellt, die nach Lage der Dinge eingestellt werden mussten. Insbesondere hat sich die Bundesnetzagentur dabei auch intensiv mit den Auswirkungen und der Verantwortlichkeit für den jeweiligen Datenfehler befasst. Eine Abwägungsfehlerschätzung liegt ebenso wenig vor, denn es ist nicht ersichtlich, dass die Bundesnetzagentur die Bedeutung der für die Abwägungsentscheidung relevanten Belange verkannt hätte. Eine Abwägungsdisproportionalität scheidet aus, da weder aufgezeigt noch sonst ersichtlich ist, dass der gefundene Ausgleich zwischen den Belangen außer Verhältnis zur objektiven Gewichtigkeit der einzelnen Belange stehen würde.

4.1 Völlig zu Recht hat die Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Ermessensausübung insbesondere die Notwendigkeit eines Stichtags für die Modellbildung – hier: des 31.08.2018 und damit eines Stichtags bereits im ersten Jahr der dritten Regulierungsperiode – in ihre Abwägung eingestellt. Dabei ist sie ermessensfehlerfrei davon ausgegangen, dass in Anbetracht der bis zu diesem Stichtag bereits vorgenommenen aufwändigen Datenplausibilisierung nach dem Stichtag nur noch vereinzelte Fehler mit – methodenabhängig – begrenzter Auswirkung auf die individuellen Effizienzwerte einzelner Netzbetreiber auftreten konnten und sich unzutreffende Einzelangaben angesichts der Breite der Datengrundlage typischerweise auf das Ergebnis nicht in nennenswertem Umfang auswirken würden (vgl. BGH, Beschlüsse v. 26.01.2021 – EnVR 7/20; v. 21.01.2014 – EnVR 12/12 Rn. 85, jeweils aaO).

In nicht zu beanstandender Weise hat sie berücksichtigt, dass nachträgliche Veränderungen nach dem Rechtsgedanken des § 12 Abs. 1 Satz 3 ARegV grundsätzlich nicht zu einer (ständigen) Wiederholung des sehr komplexen Effizienzvergleichs bzw. seiner Modellbildung führen. Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs bezieht sich dieser Rechtsgedanke nicht nur auf Datenänderungen infolge späterer gerichtlicher Verfahren, sondern auch auf die Entwicklung des Effizienzvergleichsmodells und die darauf beruhende Ermittlung der Effizienzwerte für alle am Vergleich beteiligten Netzbetreiber. Hätte die nachträgliche Änderung einzelner in die Datenbasis eingeflossener Werte eine erneute Durchführung all dieser Schritte zur Folge, so würde jede Einzelentscheidung einen erheblichen Folgeaufwand mit sich bringen. Dieser Aufwand ist in der Regel verzichtbar, weil die Auswirkungen von Datenfehlern angesichts der breiten Datengrundlage in der Regel verschwindend gering sind und damit typischerweise nicht zu wesentlichen Änderungen in der Datenbasis und damit zu einer Änderung der Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber führen (zu Änderungen bei der Kostenbasis bereits BGH, Beschluss v. 21.01.2014 – EnVR 12/12 Rn. 130 aaO). Dies wäre nicht nur unpraktikabel; es liefe auch dem engen Zeitfenster für den Effizienzvergleich und die Ermittlung der individuellen Effizienzwerte zuwider. Eine vollständige Fehlerfreiheit der Datengrundlage des Effizienzvergleichs und der sich aus dem Effizienzvergleich ergebenden Effizienzvorgaben der Netzbetreiber ist, wie schon ausgeführt wurde, systembedingt nicht zu erreichen. Der Verordnungsgeber nimmt eine nicht vollkommene Datengrundlage in Kauf, wie in den bereits dargestellten Sicherungsmechanismen (Ausreißeranalyse, Best-of-four-Abrechnung, §§ 15, 16, 30 Abs. 1 ARegV) und dem für eine Bereinigung nach § 15 ARegV vorgesehenen Schwellenwert von 5 % zum Ausdruck kommt (vgl. OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 12.01.2011 – VI-3 Kart 185/09 (V) aaO).

4.2 Ohne Erfolg bemängelt die Betroffene, die Bundesnetzagentur habe bei der Korrektur von Datenfehlern fälschlicherweise zwischen Korrekturen von Benchmarkführern und übrigen Unternehmen unterschieden.

Die Bundesnetzagentur hat überzeugend erläutert, dass die Wirkung von Datenänderungen in der DEA sowohl hinsichtlich der individuellen Effizienzwertänderung des betreffenden Netzbetreibers als auch betreffend die übrigen Unternehmen in der Regel

gut vorhersehbar ist. Danach beeinflusst die individuelle Datenänderung eines Netzbetreibers, der kein Benchmarkführer ist, zunächst nur dessen eigene Effizienz; die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber bleiben davon in der Regel unberührt. Die Bundesnetzagentur hat in Anbetracht dessen zu Recht entsprechende Auswirkungen von Datenänderungen grundsätzlich allein zum Nachteil des betreffenden Netzbetreibers berücksichtigt, um Fehlanreize zu vermeiden. Im Ausnahmefall kann es zwar vorkommen, dass sich durch die Datenkorrektur eines Netzbetreibers die Grenzwerte für die Ausreißeranalysen derart verschieben, dass weitere oder weniger Unternehmen als Ausreißer identifiziert werden. Dieser (sehr seltene) Fall wurde von der Bundesnetzagentur jedoch stets geprüft und in den durchgeführten Analysen berücksichtigt. Dass ein Netzbetreiber, der zuvor ein Nicht-Benchmarkführer war, aufgrund der Datenänderung zum Benchmarkführer wird und so die Zusammensetzung der Peer-Unternehmen beeinflussen kann, ist so offensichtlich, dass diese Auswirkung im Rahmen der Analysen erkannt worden wäre.

In der SFA sind die Auswirkungen von Datenänderungen einzelner Netzbetreiber im Vorfeld nicht abzuschätzen, da ein für alle Netzbetreiber identischer Zusammenhang zwischen Vergleichsparametern und Kosten ermittelt wird. In Anbetracht dessen hat die Bundesnetzagentur in sämtlichen relevanten Einzelfällen Kontrollrechnungen durchgeführt, um die möglichen Auswirkungen erfassen zu können. Dies ist aus Rechtsgründen nicht zu beanstanden. Der Einholung eines Sachverständigengutachtens zu der Frage, ob die SFA-Effizienzwerte von den Daten aller Netzbetreiber abhängig sind, bedarf es vor diesem Hintergrund nicht.

4.3 Entgegen dem Einwand der Betroffenen war die Bundesnetzagentur nicht gehalten, die bekannt gewordenen Datenfehler „noch einmal gesamthaft“ in ihrer kumulativen Wirkung zu bewerten. Auch bestand kein Anlass, die Datenqualität insgesamt anzuzweifeln, die Daten sämtlicher Unternehmen „noch einmal gründlich“ zu untersuchen und „Auffälligkeiten“ (?) zu dokumentieren.

Ohne Erfolg argumentiert die Betroffene, zum Zeitpunkt der Festlegung der Erlösobergrenzen habe die Bundesnetzagentur von Datenfehlern bei „mindestens“ fünfzehn Unternehmen ausgehen müssen, wonach sich eine „Fehlerquote von mindestens 8 % der Netzbetreiber“ ergebe. Der Bundesnetzagentur bei einer bestimmten (welcher?) Anzahl von Datenfehlern eine Pflicht zur nochmaligen Überprüfung der Daten sämtlicher

Unternehmen, zur weiteren Überprüfung der Auswirkungen „in Summe“ bzw. zur Wiederholung des gesamten Effizienzvergleichs aufzuerlegen, wäre nicht nur unpraktikabel (unklar ist nicht zuletzt, wann die erforderliche Gesamtzahl von Datenkorrekturen vorliegen bzw. der „Schlussstrich“ zur Ermittlung der „Summe“ der Datenkorrekturen gezogen werden soll), sondern würde im Ergebnis auf ein „perpetuum mobile“ hinauslaufen. In Konsequenz dessen würden die Festlegungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen faktisch zu keinem Zeitpunkt in Bestandskraft erwachsen, was vom Verordnungsgeber ersichtlich nicht gewollt war (vgl. Albrecht/Mallossek/Petermann aaO § 12 Rn. 145). Vielmehr sollen, wie bereits ausgeführt wurde, nachträgliche Datenänderungen grundsätzlich nicht zu einer ständigen Wiederholung des sehr komplexen Effizienzvergleichs bzw. seiner Modellbildung und der darauf beruhenden Ermittlung der Effizienzwerte für alle am Vergleich beteiligten Netzbetreiber führen. Dass der Verordnungsgeber dies auch angesichts des engen Zeitfensters für die Durchführung des Effizienzvergleichs nicht wollte, kommt in den engen zeitlichen Vorgaben und der Option, auf eine nicht vollständige Datengrundlage zurückzugreifen, wie auch in § 12 Abs. 1 Satz 3 ARegV zum Ausdruck (vgl. OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 12.01.2011 – VI-3 Kart 185/09 (V) aaO; OLG Schleswig, Beschluss v. 12.01.2012 – 16 Kart 48/09 Rn. 122, juris). Eine bestimmte „Schwelle“, ab der eine Neuberechnung des Effizienzvergleichs erforderlich ist, sieht die Verordnung nicht vor. Nach der Intention des Verordnungsgebers ist die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben u.a. dadurch gewährleistet, dass ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze besteht, § 12 Abs. 4 ARegV eine Deckelung der Effizienzgrenze vorsieht, strukturelle Besonderheiten ggf. gesondert zu berücksichtigen sind und darüber hinaus in Härtefällen eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers erfolgen kann. Zudem wird die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben weiter dadurch gesteigert, dass nach der Best-of-four-Abrechnung der höchste aus den insgesamt vier zu ermittelnden Effizienzwerten in Ansatz gebracht wird (vgl. BR-Drs. 417/07 S. 54 f.). Auch den Netzbetreibern wäre es letztlich nicht zuzumuten, wenn sie sich ständig mit ggf. nur marginal ändernden Effizienzwerten auseinandersetzen müssten. Vor diesem Hintergrund hat der Verordnungsgeber das Rechtsgut der Bestandskraft – auch mit Blick auf die mögliche Betroffenheit aller am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber – höherwertiger eingestuft als das Interesse des Einzelnen an einer Neuberechnung (vgl. Albrecht/Mallossek/Petermann aaO § 12 ARegV Rn. 146, 155). Nach

allem ist es nicht zu beanstanden, dass die Bundesnetzagentur die bekannt gewordenen Datenfehler nicht „noch einmal gesamthaft“ in ihrer kumulativen Wirkung bewertet und keine nochmalige Untersuchung sämtlicher Daten vorgenommen hat. Auch kommt es nicht weiter darauf an, dass die von der Betroffenen pauschal angeführte Fehleranzahl – weder bei absoluter noch bei relativer Betrachtung – für sich betrachtet aussagekräftig ist für die Frage, ob und ggf. wie sich die aufgetretenen Datenfehler auf das Gesamtergebnis auswirkten.

Danach besteht kein Anhalt für Abwägungsfehler bei der Frage, ob und in welchem Umfang die Datengrundlage und die auf ihr basierende Entscheidung über den Effizienzwert zu korrigieren waren. Die Behandlung der im Schreiben an den Arbeitskreis Netzentgelte des Bundes und der Länder (AK NE) vom 10.04.2019 genannten Datenfehler hat die Bundesnetzagentur ausführlich dargelegt. Danach war eine gesamthafte Neuberechnung und -bewertung des Effizienzvergleichsmodells nicht geboten.

4.4 Die weiteren im Zeitfenster nach der Anhörung zur Festlegung der Erlösobergrenzen zu Tage getretenen, konkret angeführten Datenfehler beschränken sich gemessen an der Breite der Datengrundlage auf wenige Einzelfälle (insgesamt vier fehlerhafte Einzelangaben). Fehler der Bundesnetzagentur bei deren Behandlung sind weder geltend gemacht noch ersichtlich, wie nachfolgend ausgeführt wird. Auch ist es nicht zu beanstanden, dass die Bundesnetzagentur die tatsächlich festgestellten Fehler nicht sämtlich zum Anlass genommen hat, die Effizienzwerte für alle Netzbetreiber und damit auch für die Betroffene zu ändern.

4.4.1 Den von der Betroffenen angeführten, Anfang 2019 – nach Versendung der Anhörungen, aber noch vor der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen – festgestellten Datenfehler der *Stadtwerke O.* bei der Angabe der Ausspeisepunkte > 5 bar hat die Bundesnetzagentur anhand der bereits dargelegten Kriterien sachgerecht korrigiert (vgl. Beschluss S. 21 f., 42). Danach war die betreffende Netzbetreiberin durch die fehlerhafte Angabe fälschlicherweise Benchmarkführer geworden, was die Effizienzwerte einer hohen Zahl anderer Netzbetreiber beeinflusst hatte. Daraufhin wurde eine umfassende Korrekturrechnung beschlossen, bei der nicht nur der eigene Effizienzwert der betreffenden Netzbetreiberin, sondern auch die Effizienzgrenzen der DEA und SFA und damit die Effizienzwerte aller Netzbetreiber neu ermittelt wurden.

Infolgedessen wurde der Großteil der im Januar und Februar 2019 angehörten Effizienzwerte für die Bescheidung der Erlösbergrenzen 2018 ff. – u.a. der der Betroffenen zunächst mitgeteilte Wert, zu ihren Gunsten – (abermals) abgeändert. Bezogen auf die Modellfindung konnte der verwaltungsintern gesetzte Stichtag (31.08.2018) aufrechterhalten werden, da sich durch die Korrektur für die ursprüngliche Spezifikation des OLS/SFA-Modells nur geringfügige Änderungen der Gütekriterien und der Regressionskoeffizienten ergaben. Der Datenfehler hatte somit keine Auswirkungen auf das ermittelte Effizienzvergleichsmodell als solches, was die Bundesnetzagentur zu Recht als Indiz für dessen Robustheit und Belastbarkeit angesehen hat.

4.4.2 Bezogen auf den (erst) im Mai 2019 festgestellten Datenfehler betreffend die *P. GmbH* hat die Bundesnetzagentur ebenfalls zu Recht keinen Anlass für eine (individuelle oder allgemeine) Anpassung gesehen. Wie sie überzeugend dargelegt hat, betraf der Fehler lediglich einen Aufwandsparameter und war der Höhe nach (im mittleren vierstelligen Bereich) zu vernachlässigen. Die Neuberechnung hätte im Hinblick auf die DEA nichts am Status der betreffenden Netzbetreiberin als Peer-Unternehmen für andere Netzbetreiber geändert. Bezogen auf die – für den Effizienzwert der Betroffenen maßgeblichen – SFA hätte sie keine Auswirkungen auf die Modellgüte gehabt; den Berechnungen zufolge hätte sie allerdings dazu geführt, dass sich die Effizienzwerte der insoweit betroffenen Netzbetreiber marginal – im Bereich unter 0,01 %-Punkte – verschlechtert hätten. Die Bundesnetzagentur hat vor diesem Hintergrund ermessensfehlerfrei von einer Anpassung der Daten und anschließender Neuberechnung abgesehen. Einwendungen dagegen hat die Betroffene nicht geltend gemacht.

4.4.3 Ebenfalls zu Recht hat die Bundesnetzagentur – wie von ihr dargelegt – in Bezug auf den im Januar 2020 – nach der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen für die Betroffene – festgestellten Datenfehler der *Stadtwerke F.* bei der Angabe der Ausspeisepunkte > 5 bar von einer umfassenden Neuberechnung abgesehen. Nach den überzeugenden Ausführungen der Bundesnetzagentur hatte der seitens der Netzbetreiberin eingeräumte Datenfehler keine wesentlichen Änderungen in der Datenbasis zur Folge. Nach den diesbezüglichen Analysen verlor die betreffende Netzbetreiberin durch die Korrektur lediglich ihren Ausreißerstatus in der DEA und sank unter die Effizienzgrenze ab; die geschätzte DEA-Effizienzgrenze blieb unverändert.

Auf die SFA-Effizienzwerte anderer Unternehmen und auf die geschätzte Effizienzgrenze auf Basis der SFA wirkte sich die Korrektur nur marginal aus. Nach alledem ist es nicht zu beanstanden, dass (nur) eine Neuberechnung für die betreffende Netzbetreiberin unter ceteris-paribus-Bedingungen durchgeführt wurde.

4.4.4 Nichts anderes gilt für die von der Betroffenen in der Triplik angesprochene fehlerhafte Angabe der *Stadtwerke J. GmbH* bei der Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar.

Wie dem Senat aufgrund des bei ihm anhängigen, bereits am 10.03.2022 verhandelten Verfahrens VI-5 Kart 6/21 (V) bekannt ist, haben sich die Angaben der betreffenden Netzbetreiberin bezüglich der Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar (... Ausspeisepunkte > 5 bar) (erst) im Rahmen der durchgeführten Plausibilisierung der für die vierte Regulierungsperiode gemeldeten Daten – und damit deutlich nach Festlegung der Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode – als fehlerhaft herausgestellt. Weiter hatte die betreffende Netzbetreiberin deren Richtigkeit u.a. mit Schreiben vom 13.06.2017, 1.08.2017 und 17.05.2019 gegenüber der Bundesnetzagentur mehrfach bestätigt und ihre Angaben plausibel erläutert. Wie die Bundesnetzagentur ausführlich dargelegt hat, hat die für den Datenfehler verantwortliche Netzbetreiberin (erst) in einem Telefonat vom 19.05.2021 eingeräumt, die seinerzeitige Aufteilung der Ausspeisepunkte zum jeweiligen Druckbereich des Hoch-, Mittel- oder Niederdrucks – entgegen der sowohl für die dritte als auch weiterhin für die vierte Regulierungsperiode vorgegebenen Definition – nach dem *maximal zulässigen* Betriebsdruck (sog. Maximum Operating Pressure) und damit nicht nach den – definitionsgemäß abgefragten – eingangsseitigen Druckverhältnissen vorgenommen zu haben. Für den Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode hat sie die Anzahl der Ausspeisepunkte mit „...“ angegeben. Wie die daraufhin durchgeführten Analysen der Bundesnetzagentur zu den Auswirkungen des Datenfehlers gezeigt haben, ist lediglich die betreffende Netzbetreiberin selbst – durch die mit der Korrektur einhergehende Verschlechterung ihres individuellen Effizienzwerts – erheblich hiervon betroffen. Auch die Modellgüte ist durch die Korrektur nicht beeinträchtigt; bezogen auf die SFA wird sie sogar teilweise verbessert. Die gewählten Vergleichsparameter sind aus statistischer Sicht weiterhin geeignet, die Kosten der Netzbetreiber zu beschreiben. Gemessen an den Indikatoren AIG/BIC/adjR<sup>2</sup> verbessert sich die Modellgüte geringfügig. Die p-Werte des Likelihood-



Ratio Tests deuten auf eine geringfügig höhere Vertrauenswahrscheinlichkeit hin. Sowohl in der SFA als auch in der DEA bleibt die Anzahl der Ausreißer (SFA: 15 im Modell mit standardisierten Aufwandsparemtern, 14 im Modell mit nicht-standardisierten Aufwandsparemtern; DEA: fünf im Modell mit standardisierten, vier im Modell mit nicht-standardisierten Aufwandsparemtern) und deren Zusammensetzung nach Korrektur des Datenfehlers gleich.

Die Bundesnetzagentur hat in Anbetracht dessen zu Recht keinen Anhalt gesehen, an der Modellgüte für die Durchführung des Effizienzvergleichs zu zweifeln. Die Auswirkungen des Datenfehlers auf die individuellen Effizienzwerte der Netzbetreiber hat sie – zu Recht – als gering eingeschätzt. So ergibt sich bei der weit überwiegenden Zahl (105 von 183) durch die Korrektur des Datenfehlers lediglich eine marginale Verschlechterung des individuellen Effizienzwertes um durchschnittlich 0,43 Prozentpunkte, maximal um 1,55 Prozentpunkte. Bei 54 Netzbetreibern würde die Korrektur zu – geringfügig – höheren individuellen Effizienzwerten – im Schnitt um lediglich 0,18 Prozentpunkte, maximal um 1,3 Prozentpunkte – führen. In Anbetracht dessen hat die Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Abwägung zu Recht keinen Anlass gesehen, aufgrund des Datenfehlers an der Modellgüte zu zweifeln oder eine vollständige Neuberechnung (im Nachhinein) vorzunehmen. Nach alledem ist auch nicht ersichtlich, dass sich die von der Betroffenen monierte Vorgehensweise der Bundesnetzagentur in erheblicher Weise auf den für sie zugrunde gelegten – der SFA entstammenden – Effizienzwert ausgewirkt hätte.

4.4.5 Ohne Erfolg führt die Betroffene das „Verhältnis Ausspeisepunkte zu Messstellen“ – bei insgesamt sechs Netzbetreibern – als Anhaltspunkt dafür an, dass falsche Werte betreffend die Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar in den Effizienzvergleich eingeflossen sein könnten.

Die von der Bundesnetzagentur vorgenommene Überprüfung der diesbezüglich von der Betroffenen als „auffällig“ eingeschätzten Unternehmen hat keinen Hinweis auf Auffälligkeiten ergeben. Wie die Bundesnetzagentur überzeugend erläutert hat und durch die im Internet abrufbare Netzbeschreibung der betreffenden Netzbetreiberin (vgl. www. ...) bestätigt wird, betreibt die W. ausschließlich ein regionales Gasvertei-

lernetz im Hochdruckbereich; Leitungen mit einem Druck unter 16 bar sind nicht vorhanden. Das Unternehmen verfügt daher nicht über Ausspeisepunkte an Letztverbraucher; die geringe absolute Anzahl an Ausspeisepunkten > 5 bar im betreffenden Netzgebiet ist darin begründet, dass über das allein im Hochdruck betriebene Gasnetz ausschließlich nachgelagerte Netzbetreiber versorgt werden. Das von der Privatgutachterin ermittelte, seitens der Betroffenen als „auffällig“ gerügte Verhältnis von Messstellen zu Ausspeisepunkten (...) resultiert überdies schlicht aus der geringen absoluten Anzahl an Ausspeisepunkten (für die dritte Regulierungsperiode ...) im Verhältnis zur Anzahl der Messstellen an Netzkopplungspunkten (insgesamt ...). Die G. hat die aus ihren Angaben resultierende Relation von Messstellen zu Ausspeisepunkten (...) plausibel mit in ihrem Netzgebiet vorhandenen Neubaugebieten im Basisjahr begründet, die zwar gastechnisch erschlossen – d.h. mit nicht stillgelegten Ausspeisepunkten versehen – waren, jedoch (noch) nicht über Messstellen verfügten. Wie die Bundesnetzagentur überzeugend dargelegt hat, waren nach der vorgegebenen allgemeinen Datendefinition der nicht stillgelegten Ausspeisepunkte solche anzugeben, an denen Gas an Letztverbraucher, nachgelagerte Netze oder Sonstige ausgespeist werden *kann* (vgl. auch die Legaldefinition in § 3 Nr. 1d EnWG). Erfasst waren damit nicht nur aktive, sondern auch inaktive Ausspeisepunkte. Vor diesem Hintergrund liegt auch insoweit kein belastbares Indiz für einen Datenfehler vor.

Die vier weiteren in der Tabelle auf Seite 29 der Beschwerdebeurteilung aufgeführten Unternehmen weisen ein nahezu ausgewogenes Verhältnis von Messstellen zu Ausspeisepunkten (mit Werten zwischen 0,96 und 0,99) auf. In Anbetracht dessen besteht – auch unter Berücksichtigung des diesbezüglichen Vortrags der Betroffenen – schon kein Anhalt, an der Richtigkeit der Anzahl der Ausspeisepunkte zu zweifeln. Dies gilt umso mehr, als die Betroffene selbst ausführt, da sich hinter jedem Ausspeisepunkt „typischerweise“ mehrere Messstellen befinden (z.B. Mehrfamilienhäuser) sei „zu erwarten“, dass die Anzahl der Messstellen höher als die der Ausspeisepunkte sei. Dies lässt Einzelfälle, in denen die Zahl der Ausspeisepunkte die der Messstellen überwiegt, ohne weiteres zu, ohne dass dies für sich betrachtet ein Indiz für einen Datenfehler begründen würde. Nach alledem bestand weder Anlass für die Bundesnetzagentur zu weiteren Nachforschungen, ob die in der Tabelle aufgeführten Netzbetreiber „überhaupt inaktive Ausspeisepunkte in ihren Netzgebieten aufweisen“, noch ist dem Be-

weisantritt der Betroffenen nachzugehen, wonach die „Differenz“ zwischen Ausspeisepunkten und Messstellen bei „mindestens einem Unternehmen“ „sogar als sehr hoch“ einzuschätzen sei.

4.4.6 Entgegen der Einschätzung der Betroffenen liegt auch mit Blick auf das von der Privatgutachterin analysierte Verhältnis von Rohrvolumen zu Netzlänge – bei insgesamt zehn Netzbetreibern – kein Anhaltspunkt dafür vor, dass falsche Werte betreffend die Angaben zum Rohrvolumen in den Effizienzvergleich eingeflossen sein könnten.

Bezogen auf acht der in der Tabelle auf Seite 30 der Beschwerdebegründung aufgeführten Unternehmen liegt schon unter Berücksichtigung des diesbezüglichen Vortrags der Betroffenen kein Anhalt für einen Datenfehler vor. Wie die Betroffene selbst ausführt, handelt es sich bei den betreffenden acht Unternehmen um solche, die überwiegend Transportaufgaben wahrnehmen und bei denen sich erwartungsgemäß ein sehr hoher Rohrdurchmesser findet.

Auch in Bezug auf die restlichen beiden in der Tabelle genannten Unternehmen (*R.*, *I.*) liegt – entgegen der Einschätzung der Betroffenen und der Privatgutachterin – kein belastbares Indiz für einen Datenfehler vor. Wie die Bundesnetzagentur ausführlich dargelegt und die Betroffene in ihrer Replik (dort S. 12) eingeräumt hat, beruhen die in der Tabelle dargestellten Werte zum Rohrdurchmesser auf einer falschen Rechenformel. Die auf der fehlerhaften Berechnung basierende – nach Zugeständnis des Rechenfehlers ohne nähere Erläuterung beibehaltene – Einschätzung, die beiden Unternehmen seien als „zwei relativ kleine Stadtwerke“ dennoch „besonders auffällig“, ist nicht hinreichend aussagekräftig und kann daher nicht als valider Anhaltspunkt für einen Datenfehler dienen. Überdies hat die Bundesnetzagentur den Zuwachs im Rohrvolumen bei der *I.* im Rahmen der Plausibilisierung als auffällig identifiziert und hat die betreffende Netzbetreiberin insoweit zur Überprüfung aufgefordert. Diese hat den Anstieg des Rohrvolumens ausdrücklich bestätigt und plausibel mit Verschiebungen in den Netzlängen begründet, die durch den Austausch und die Erneuerung anderen Durchmesserklassen zugeordnet wurden (vgl. Anl. BG 1-3). Auf den im Rahmen der Veröffentlichung der Daten zum Produktivitätsfaktor erfolgten Hinweis der Betroffenen hat sie den gemeldeten Wert von ... m<sup>3</sup> nochmals überprüft und dessen Richtigkeit

bestätigt (Anl. BG 5). Die Bundesnetzagentur hat den Wert damit zu Recht zugrunde gelegt. Für weitere Nachforschungen oder Korrekturen bestand kein Anlass.

4.4.7 Nichts anderes gilt im Ergebnis für die von der Betroffenen pauschal als unplausibel gerügten Angaben einzelner Netzbetreiber (*N.*, *Stadtwerke V. GmbH*, *Stadtwerke C.*) bei der Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar, die sie im Wesentlichen (nur) mit der prozentualen Erhöhung der jeweiligen Werte im Vergleich zu der vorangegangenen Regulierungsperiode begründet hat. Die beispielhaft angeführten bloßen prozentualen Veränderungen – ohne Rücksicht auf die absolute Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar – bezogen auf die Datenmeldungen sind für sich betrachtet nicht hinreichend aussagekräftig. Sie stellen daher schon keinen validen Anhaltspunkt für einen Datenfehler dar. Die Betroffene ist dieser Einschätzung nicht mehr entgegengetreten. Der in der Beschwerdebegründung mit angeführte Datenfehler der *Stadtwerke O.* bei der Angabe der Ausspeisepunkte > 5 bar ist, wie schon ausgeführt, umfassend korrigiert worden.

Weitere Anhaltspunkte für Datenfehler liegen nicht vor. Nach alledem besteht – auch unter Berücksichtigung der im Nachhinein bekannt gewordenen Datenfehler – kein Anhalt dafür, dass der Effizienzvergleich und der aus ihm abgeleitete Effizienzwert nicht auf einer hinreichend validen Datengrundlage basieren.

5. Der im angegriffenen Beschluss zugrunde gelegte Effizienzwert ist auch materiell rechtmäßig.

5.1 Der Effizienzvergleich und damit die Auswahl der Vergleichsparameter sind nicht zu beanstanden.

Die Vorgaben zur Entwicklung des Effizienzvergleichsmodells beziehen sich auf eines von zahlreichen Elementen – den Effizienzwert – im Rahmen einer komplexen Berechnung, die letztlich zur Festsetzung der Netzentgelte führt. Dieses Element – und damit die Effizienz des einzelnen Netzbetreibers – kann nicht eindeutig bestimmt, sondern von der Bundesnetzagentur unter Verwendung ökonometrischer Methoden lediglich abgeschätzt werden. Die dafür maßgeblichen Regelungen sind im Sinne einer möglichst weit reichenden Gewährleistung und Sicherung der Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde auszulegen.

§ 13 ARegV enthält allgemeine methodische Vorgaben für die zu bestimmenden und in den Effizienzvergleich nach § 12 ARegV einzuführenden Parameter. Während sich die Aufwandparameter nach § 13 Abs. 2 ARegV auf die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten beziehen, enthält § 13 Abs. 3 Satz 4 ARegV für die Vergleichsparameter (Strukturdaten) eine Aufzählung, die nicht abschließend ist. Überdies beinhalten § 13 Abs. 3 Satz 1 bis 3 ARegV methodische Vorgaben für die Kostentreiberanalyse. Danach sollen durch die Vergleichsparameter die Versorgungsaufgabe und die Gebiets-eigenschaften, insbesondere die geografischen Eigenschaften, topografischen Merkmale sowie strukturellen Besonderheiten aufgrund des demografischen Wandels des versorgten Gebietes abgebildet werden. Die Parameter müssen geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen, was nach § 13 Abs. 3 Satz 3 ARegV insbesondere bei solchen Daten anzunehmen ist, die messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar (exogen) und nicht redundant, d.h. in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind und die insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden (vgl. bereits zu § 13 ARegV a.F. BGH, Beschlüsse v. 9.10.2012 – EnVR 88/10, ZNER 2012, 601 ff. Rn. 40 „SWM Infrastruktur GmbH“; v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 46 aaO). Nach der internationalen Regulierungspraxis sowie den Gutachten und Berichten, die als Grundlage der ARegV dienten, sollen die Daten überdies möglichst vorhanden bzw. mit vertretbarem Aufwand zu beschaffen bzw. zu erheben sein (vgl. BerlKommEnR/Breßlein, 4. Aufl., § 13 ARegV Rn. 6).

Nach § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV in der hier anwendbaren, zum 17.09.2016 in Kraft getretenen Fassung soll durch die Auswahl der Vergleichsparameter die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet werden. Letzteres Erfordernis ist mit Wirkung vom 17.09.2016 aufgenommen worden; zugleich ist die Vorgabe von Pflichtparametern in § 13 Abs. 4 ARegV a.F. entfallen. Nach der Vorgängerfassung hatte die Bundesnetzagentur im Effizienzvergleich die Anzahl der Anschlusspunkte bzw. Ausspeisepunkte, die versorgte Fläche, die Leitungslänge sowie die zeitgleiche Jahreshöchstlast zwingend zu verwenden. Dieser Zwang sollte durch die Verordnungsänderung entfallen, was den Ermessensspielraum der Regulierungsbehörde bei der Parameterauswahl erhöhen sollte.

Nach § 13 Abs. 3 Satz 9 ARegV sind bei der Auswahl der Vergleichsparameter die Unterschiede zwischen Strom- und Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen, insbesondere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Gasversorgungsnetzen.

Die Umsetzung der Vorgaben kann grundsätzlich sowohl durch ein Modell mit vielen als auch mit wenigen Parametern erfolgen, insbesondere dann, wenn dafür statistische Gütekriterien sprechen (Albrecht/Mallossek/Petermann aaO § 13 ARegV Rn. 39). Nach der Verordnungsbegründung können dazu insbesondere Verfahren angewendet werden, die die statistische Signifikanz und das Zusammenwirken mehrerer Parameter gemeinsam testen. Weiter ist darauf zu achten, die Modelle nicht zu „übersättigen“, da sonst die Gefahr besteht, in ihrer Wirkung redundante Parameter auszuwählen (vgl. Breßlein aaO § 13 ARegV Rn. 14 f.; Albrecht/Mallossek/Petermann aaO § 13 ARegV Rn. 43, 76 ff.). Für den Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode besteht die Besonderheit, dass einerseits keine Pflichtparameter mehr bestehen und andererseits der Katalog der Beispielsparameter in § 13 Abs. 3 Satz 4 ARegV ergänzt wurde um solche wie Messstellen und Rohrvolumen, die sich in den ersten zwei Regulierungsperioden als sinnvoll erwiesen haben (BR-Drs 296/16 S. 38). Nach der Intention des Verordnungsgebers soll der Wegfall der Pflichtparameter insbesondere dazu dienen, Verzerrungen und Fehlanreize – etwa infolge von Redundanz und dadurch Multikollinearität – zu vermeiden. Insoweit kommt der Vorgabe in § 13 Abs. 3 Satz 3 ARegV, wonach die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs durch Vergleichsparameter gestützt wird, die nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind, d.h. insbesondere nicht schon durch andere Parameter abgebildet werden, besondere Bedeutung zu, da bei Verwendung zu vieler gleichgerichteter Vergleichsparameter die Gefahr besteht, dass potenziell vorhandene Ineffizienzen unentdeckt bleiben (vgl. Breßlein; Albrecht/Mallossek/Petermann, jeweils aaO).

Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs steht der Bundesnetzagentur insbesondere sowohl hinsichtlich der Frage, ob sie weitere Vergleichsparameter heranzieht, als auch hinsichtlich der Frage, welche Parameter sie berücksichtigt, ein Spielraum zu (vgl. bereits zu § 13 Abs. 4 Satz 1 ARegV a.F. BGH, Beschluss v. 21.01.2014 – EnVR 12/12 Rn. 44; zum Effizienzvergleich Strom für die dritte Regulierungsperiode

OLG Schleswig, Beschluss v. 1.02.2021 – 53 Kart 21/19 Rn. 70, jeweils aaO). Dieser erstreckt sich auch auf die Frage, in welcher Form der Soll-Vorschrift des § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV durch die Auswahl der Vergleichsparameter Rechnung getragen wird. Die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber soll durch die Auswahl der Vergleichsparameter (lediglich) abgebildet werden, soweit dies möglich ist (BR-Drs. 296/16 S. 39). Insoweit obliegt es der Bundesnetzagentur, mögliche Zielkonflikte abwägend zu lösen bzw. zu entschärfen (so auch OLG Schleswig, Beschluss v. 1.02.2021 – 53 Kart 21/19 Rn. 84 aaO). Dabei erfordern es die genannten Vorgaben nicht, die Parameter so auszuwählen und so weit zu disaggregieren, dass sie jede Besonderheit der Versorgungsaufgabe abbilden, mit denen ein Netzbetreiber konfrontiert ist, geschweige denn in gleicher Weise. Derartige Anforderungen würden zu einer vom Ordnungsgeber nicht gewollten Überspezifikation, Überkomplexität und Überdimensionierung des Effizienzvergleichsmodells führen (vgl. OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 16.06.2021 – VI-3 Kart 812/19 (V) S. 25, n.v.). Vor diesem Hintergrund gibt es nicht nur eine einzige Kombination von Parametern, die diesen Vorgaben entspricht. Aus wissenschaftlicher Sicht kommen vielmehr unterschiedliche Vorgehensweisen in Betracht, die alle mit gewissen Vor- und Nachteilen verbunden sind und von denen keine als die einzig zutreffende bezeichnet werden kann (vgl. zu § 13 Abs. 3 ARegV a.F. BGH, Beschluss v. 21.01.2014 – EnVR 12/12 Rn. 45 f. aaO).

Im Licht der bereits dargestellten Vorgabe, der Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde so weit als möglich Geltung zu verschaffen, beschränkt sich die gerichtliche Kontrolle darauf, ob alle in Betracht kommenden Parameter in die Erwägungen einbezogen wurden und die Kriterien für die Auswahl im Einklang mit den Vorgaben des Gesetzes und der ARegV stehen. Mit der Soll-Vorschrift in § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV stehen die regulierungsbehördlichen Auswahlentscheidungen bei der Modellierung des Effizienzvergleichs dann im Einklang, wenn durch die Auswahl der Parameter die wesentlichen, über die Dimensionen der Versorgungsaufgabe definierten Anforderungen an die Netzbetreiber durch die Parameter abgebildet sind und keine Parameter bzw. Parameterkombinationen vorliegen, die zur Abbildung der Besonderheiten der Versorgungsaufgabe aller Netzbetreiber deutlich besser geeignet sind (vgl. BGH, Beschluss v. 21.01.2014 – EnVR 12/12 Rn. 24 ff. aaO; OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 16.06.2021 – VI-3 Kart 812/19 (V) S. 26, n.v.).

Nach diesem Maßstab ist die von der Bundesnetzagentur getroffene Auswahl der Vergleichsparameter – auch mit Blick darauf, dass durch sie die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet werden soll – nicht zu beanstanden.

5.1.1 Wie sich aus dem Gutachten (dort S. 30 ff.) ergibt, hat die Bundesnetzagentur alle denkbaren Vergleichsparameter in ihre Betrachtung einbezogen und ihre Auswahl an den nach dem Gesetz und der ARegV maßgeblichen Kriterien ausgerichtet.

Wie in Kap. 3.4.1 und 5.1 des Gutachtens detailliert dargestellt ist, wurde zunächst eine Liste potentieller Kostentreiber erstellt, die geeignet sind, die verschiedenen Dimensionen der Versorgungsaufgabe zu beschreiben und damit zugleich der Heterogenität der Netzbetreiber Rechnung zu tragen. Die Priorisierung und Kategorisierung nach den verschiedenen Kategorien der Leistungserbringung erfolgte mithilfe von ingenieurwissenschaftlichen Erwägungen und analytischen Verfahren.

Im Rahmen der ersten Kostentreibervorauswahl wurden mit den als Kostentreiber mit Priorität 1 eingestuften Parametern – insbesondere Anzahl der Ausspeisepunkte, zeitgleiche Jahreshöchstlast, Bodenklasse 4, 5 und 6 gewichtet mit der Netzlänge, Anzahl Messstellen und Rohrvolumen – sämtlich solche Parameter identifiziert, die schon in den Effizienzvergleichen vergangener Regulierungsperioden ausgewählt, d.h. als solche mit hohem Erklärungsgehalt identifiziert worden waren (Gutachten S. 59 ff.). Dabei handelte es sich – mit Ausnahme der Bodenklasse 4, 5 und 6 gewichtet mit der Netzlänge – um Parameter, die in der Neufassung des § 13 Abs. 3 Satz 4 ARegV insbesondere als Beispielsparameter aufgeführt sind und die – teilweise – bereits Pflichtparameter der ersten und zweiten Regulierungsperiode waren (Jahreshöchstlast, Leitungslänge, Anzahl der Ausspeisepunkte).

Zur Bestimmung des funktionalen Zusammenhangs zwischen Kostentreibern und Kosten wurden im Rahmen der Modellauswahl und Kostentreiberanalyse unterschiedliche funktionale Formen untersucht (vgl. Gutachten Kap. 3.4.2, 5.2). Nach konzeptioneller Bewertung der möglichen Funktionen und empirischer Überprüfung erfolgte die Wahl der Translog-Funktion (Gutachten S. 74, 76 ff., 81).



Im Rahmen der Kostentreiberanalyse wurde untersucht, welche Parameter-Kombination die Versorgungsaufgabe bestmöglich beschreibt (vgl. Gutachten Kap. 3.4.3, 5.3).

Die Parameterauswahl für das Effizienzvergleichsmodell erfolgte in drei Schritten:

In einem ersten Schritt wurde ein Grundmodell für die Kernaufgaben von Gasverteilernetzbetreibern auf Basis von Parametern der Priorität 1 definiert. Dabei ergab die Analyse aller Kombinationen, dass das Modell mit den Parametern „Rohrvolumen“ (RVtot) (Ausdehnung des Versorgungsgebiets), „Jahreshöchstlast“ (JHLaus) (Bereitstellung der Kapazität), „Messstellen“ (MStot) (Transport zum Kunden, Granularität) und „Bodenklasse 4, 5, 6 gewichtet mit der Netzlänge“ den größten Erklärungsgehalt (97,7 %) aufweist (S. 84 f., 87 f.). Durch die zusätzliche Berücksichtigung verworfener Parameter der Priorität 1 ergab sich keine Verbesserung der Modellgüte (Gutachten Kap. 5.3.1, S. 88 ff.).

In einem zweiten Schritt wurden die Parameter der Priorität 2 und 3 auf eine Verbesserung der Modellgüte hin getestet (Gutachten Kap. 5.3.2 + 5.3.3; S. 95 ff., 105 ff.). Die Analyse ergab, dass (lediglich) durch Hinzufügen des Parameters „Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar“ eine weitere Verbesserung der Modellgüte erreicht wurde (Gutachten S. 96, 104).

Schließlich wurde überprüft, ob durch Hinzufügen der zuvor verworfenen Parameter die Modellgüte erhöht werden konnte (Gutachten Kap. 5.3.4; S. 110; Annex E.3.1). Dadurch wurde sichergestellt, dass durch die Reihenfolge des Testens alternativer Parameter anhand der Prioritätenliste keine Pfadabhängigkeiten auftreten (Gutachten S. 35). Im Ergebnis ließ sich die Modellgüte dadurch nicht weiter erhöhen (Gutachten S. 110).

Auf dieser Grundlage haben die Gutachter der Bundesnetzagentur das auf Seite 111 des Gutachtens beschriebene finale Modell in der Translog-Funktion empfohlen. Dieses erreicht einen Erklärungsgehalt von ca. 98 %, d.h. 98 % der Varianz in den Kostendaten kann durch das Modell erklärt werden (Gutachten aaO).

Abschließend hat das Beraterkonsortium neben den dargelegten ökonometrischen Bewertungen überprüft, ob das gewählte Modell die in § 13 ARegV definierten Anforderungen erfüllt. Dabei hat es besonderes Augenmerk auf die strukturelle Vergleichbarkeit und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber gelegt (vgl. Gutachten Kap. 5.4.4; S. 117).

5.1.2 Ohne Erfolg rügt die Betroffene die Einbeziehung der von ihr als „sog. ehemalige regionale Fernleitungsnetzbetreiber (rFNB)“ bezeichneten Netzbetreiber in den Effizienzvergleich.

Die ARegV unterstellt alle Gasverteilernetzbetreiber in § 12 Abs. 1 Satz 1 ARegV einem – einheitlich durchzuführenden – Effizienzvergleich. Sonderregelungen sind grundsätzlich nur in § 22 ARegV für die Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen vorgesehen. Zu Recht weist die Bundesnetzagentur überdies darauf hin, dass es regionale Fernleitungsnetzbetreiber nur nach § 3 Nr. 5 EnWG in der bis zum 3.08.2011 geltenden Fassung gab. Wie der Bundesgerichtshof mit Beschlüssen vom 12.06.2018 (EnVR 53/16 Rn. 13, RdE 2018, 424 ff. „Stadtwerke Essen“; EnVR 54/17 Rn. 44 und EnVR 43/16 Rn. 11 ff., jeweils juris) – bezogen auf den Effizienzvergleich für die zweite Regulierungsperiode Gas und die seinerzeit nach früherem Recht als regionale Fernleitungsnetzbetreiber einzustufenden Unternehmen – entschieden hat, erfüllen sie die in § 3 Nr. 7 und 37 EnWG normierten Voraussetzungen für die Einordnung als Betreiber von Gasverteilernetzen. Sie sind damit grundsätzlich in den bundesweiten Effizienzvergleich einzubeziehen. Eine weitergehende Differenzierung dahingehend, dass für die Betreiber bestimmter Arten von Verteilernetzen ebenfalls ein gesonderter Effizienzvergleich durchzuführen ist, wird durch die gesetzlichen Vorgaben zwar nicht ausgeschlossen. Dieser ist jedoch nur dann geboten, wenn den Besonderheiten nicht durch eine geeignete Ausgestaltung eines gemeinsamen Effizienzvergleichs angemessen Rechnung getragen werden kann (vgl. BGH, Beschlüsse v. 12.06.2018 – EnVR 53/16 Rn. 44; EnVR 54/17 Rn. 44; EnVR 43/16, jeweils aaO).

Nach diesem Maßstab hat die Bundesnetzagentur ihren Beurteilungsspielraum bei der Frage, ob für die in Rede stehenden Netzbetreiber ein gesonderter Effizienzvergleich geboten ist, fehlerfrei ausgeübt. Nach den Feststellungen des Beraterkonsortiums wird durch die Auswahl der Parameter die Versorgungsaufgabe aller Verteilernetzbetreiber-Typen – und damit auch die Heterogenität – abgebildet. Der Heterogenität wird u.a. durch die Definition der Prioritätenliste entlang der Versorgungsstufen Rechnung getragen (Gutachten S. 13). Besonderheiten von Netzbetreibern mit hohem regionalen Transportanteil werden insbesondere durch die Parameter „Jahreshöchstlast“ und „Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar“ erfasst (Gutachten S. 117).

Die Argumentation, dass sich die Heterogenität der Versorgungsaufgabe im Vergleich zu dem Datensatz der zweiten Regulierungsperiode dadurch erhöht habe, dass – „im Gegensatz“ zum Effizienzvergleich der vorangegangenen Regulierungsperiode – „anstelle von lediglich 5 nunmehr 8 Gasverteilernetzbetreiber in den Effizienzvergleich einbezogen“ würden, geht fehl. Dass nach früher fünf nunmehr acht als „sog. ehemalige regionale Fernleitungsnetzbetreiber (rFNB)“ qualifizierte Unternehmen, von denen nur noch ein Teil als Ausreißer identifiziert wurde, in den Effizienzvergleich einbezogen wurden, kann vielmehr als Hinweis darauf angesehen werden, dass die betreffenden Netzbetreiber ihren „Exoten-Status“ im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode verloren haben.

Im Übrigen ist die in verschiedenen Stufen durchgeführte Ausreißeranalyse grundsätzlich ein geeignetes Mittel, um zu verhindern, dass das Gesamtergebnis durch einzelne Extremwerte unangemessen beeinflusst wird (vgl. BGH, Beschlüsse v. 12.06.2018 – EnVR 53/16 Rn. 52, 58 ff.; EnVR 54/17 Rn. 52, 58 ff.; EnVR 43/16 Rn. 31 ff., jeweils aaO). Dass die Einbeziehung der genannten Unternehmen das Gesamtergebnis vorliegend dennoch durch einzelne Extremwerte in unangemessener Weise beeinflusst hätte, ist nicht ersichtlich. Bezogen auf die SFA wurden insgesamt 18 Unternehmen entweder bei standardisierten oder nicht standardisierten Kosten aus dem Datensatz entfernt. Zu den insgesamt 14 Ausreißern bei den nicht standardisierten Kosten gehörten nur vier Unternehmen mit hohem regionalen Transportnetzanteil; bei den standardisierten Kosten wurden von 15 Ausreißern sechs Unternehmen mit hohem regionalen Transportnetzanteil als Ausreißer entfernt (Gutachten S. 124). In der DEA wurden sechs Ausreißer, davon zwei mit einem hohen regionalen Transportanteil identifiziert (Gutachten S. 129). Danach wurde ein nicht unerheblicher Teil der von der Betroffenen angeführten Unternehmen als Ausreißer aus der Datengrundlage des Effizienzvergleichs entfernt. Anhaltspunkte dafür, dass die Einbeziehung der nicht als Ausreißer identifizierten Unternehmen mit hohem regionalen Transportanteil verzerrende Wirkung auf den Effizienzvergleich gehabt hätten, liegen nach alledem nicht vor.

5.1.3 Die von der Betroffenen gerügte Außerachtlassung der Anzahl der internen Ausspeisepunkte als Vergleichsparameter ist ebenso wenig ermessensfehlerhaft.

Auch insoweit hat die Bundesnetzagentur ihre Auswahlentscheidung an den nach dem Gesetz und der ARegV maßgeblichen Kriterien ausgerichtet. Die Vergleichsparameter dienen dazu, die Versorgungsaufgaben sachgerecht – möglichst weitgehend – abzubilden (vgl. § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV). Nach § 13 Abs. 3 Satz 2 und 3 ARegV müssen sie geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen, was nach § 13 Abs. 3 Satz 3 ARegV u.a. insbesondere dann anzunehmen ist, wenn sie nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers beeinflussbar sind. Wie das Beraterkonsortium auf den diesbezüglichen, bereits im Rahmen der Anhörung erhobenen Einwand festgestellt hat, wurden interne Ausspeisepunkte u.a. deshalb nicht als Parameter erhoben, weil mit ihnen lediglich die – hochgradig durch den Netzbetreiber beeinflussbare und damit endogene – netzinterne Strukturierung und kein von außen an den Netzbetreiber herangetragenem Faktor abgebildet wird. Sie sind daher nicht als geeigneter Vergleichsparameter anzusehen (vgl. Gutachten S. 14, 259). Die Behauptung der Betroffenen, dass Ausspeisepunkte zu internen und fremden nachgelagerten Netzen im vorgelagerten Transportnetz „die gleichen Kosten“ verursachen würden, ist daher unbeachtlich.

Eine systematische Benachteiligung oder Unterschätzung der Versorgungsaufgabe „kombinierter Versorger“ lässt sich nicht feststellen. Die von der Privatgutachterin erstellte „vereinfachende Darstellung der Ungleichbehandlung von kombinierten Versorgern“ (Beschwerdebegründung S. 56) rechtfertigt vor diesem Hintergrund keine abweichende Bewertung.

Wie die Betroffene mit der Privatgutachterin im Ansatz richtig sieht (vgl. Beschwerdebegründung S. 57; P. Rn. 3.32) ist schon die Definition der „kombinierten Versorger“ als solche – und damit deren saubere Abgrenzung vom Rest der Stichprobe – problematisch. Nach Einschätzung des Senats handelt es sich bei der vermeintlichen „Gruppe“ von Netzbetreibern um eine „Eigenkreation“, für die keinerlei objektive Abgrenzungskriterien existieren. Eine „systematische Benachteiligung“ bestimmter Netzbetreiber lässt sich damit schon im Ansatz nicht feststellen. Dies wirkt sich zu Lasten der insoweit nach allgemeinen Grundsätzen darlegungspflichtigen Betroffenen aus.

Ungeachtet dessen hat sich das Beraterkonsortium mit dem diesbezüglichen, bereits im Verwaltungsverfahren erhobenen Einwand ausführlich befasst und dabei überzeugend festgestellt, dass sich bereits die Versorgungsaufgabe eines „kombinierten Versorgers“ nicht klar definieren lässt (vgl. Gutachten S. 260). Nach seinen weiteren diesbezüglichen Untersuchungen – die in Anbetracht der dargestellten Abgrenzungsproblematik nur näherungsweise mit unscharfen Parametern (Verhältnis GDR/GDRM-Anlagen zur Gesamtzahl der AP; Anteil der HD-Leitungen > 16 bar an der Gesamtleitungslänge) erfolgen konnten – liegen keine Anhaltspunkte für eine signifikante Benachteiligung „kombinierter Versorger“ vor (Gutachten S. 14, 259 ff., 266). Nach den Feststellungen des Beraterkonsortiums werden sowohl die Aufgaben der Ortsversorgung als auch als auch Gastransportaufgaben durch die im Modell berücksichtigten Parameter abgebildet. Die Versorgungsaufgabe des Gastransports im HD-Bereich wird durch den Parameter „Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar“ abgebildet. Die lokale Verteilung zum Endkunden wird insbesondere durch den Parameter „Anzahl der Messstellen“ erfasst. Überdies beschreibt der Parameter „Rohrvolumen“ die Ausdehnung des Versorgungsgebiets und die kapazitative Dimensionierung der Leitungen und ist damit geeignet, diese beiden Dimensionen der „kombinierten Versorger“ abzubilden (Gutachten S. 259). Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur zu Recht angenommen, dass das Effizienzvergleichsmodell über Parameter verfügt, die auch die Versorgungsaufgaben „kombinierter Versorger“ abbilden (Gutachten S. 14, 259).

Wie im Übrigen im Gutachten ausführlich dargestellt ist, weicht die Verteilung der Effizienzwerte weder bei der Annahme vieler noch bei der Annahme weniger „kombinierter Versorger“ signifikant vom Rest der Stichprobe ab (Gutachten S. 259 ff., 266). Nach einer „weiten Gruppendifinition“ (auf Basis der 50 %-Quantile) erfüllen 28 Netzbetreiber das Kriterium, wobei die Best-of-four-Effizienz dieser Netzbetreiber leicht unterhalb des Durchschnitts vom Rest der Stichprobe liegt (Gutachten S. 262 f., Tabelle 84). Bei einer „engen Gruppendifinition“ (auf Basis der 75 %-Quantile) erfüllen sieben Netzbetreiber das Kriterium, wobei die Best-of-four-Effizienz leicht über dem Rest der Stichprobe liegt (Gutachten S. 265, Tabelle 85).

Dass ein Effizienzvergleichsmodell unter Einbeziehung netzinterner Ausspeisepunkte > 5 bar eine deutlich überlegene Methodik darstellt, zeigt die Betroffene nicht auf. Im Übrigen gilt auch insoweit, dass keine Verpflichtung der Regulierungsbehörde im

Sinne einer Meistbegünstigung besteht, die für den Netzbetreiber günstigste Methode anzuwenden, es sei denn, aus dem Gesetz ergibt sich etwas anderes. Dafür ist nichts ersichtlich, zumal nach den maßgeblichen Vorgaben gerade keine Verpflichtung besteht, endogene Parameter im Rahmen des Effizienzvergleichs zu berücksichtigen. Danach kommt es nicht weiter darauf an, dass entsprechende Daten für den Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode auch nicht verfügbar sind (vgl. Gutachten S. 259).

5.1.4 Der Einwand der Betroffenen, die Bundesnetzagentur habe die Verwendung von Potentialparametern „außer Betracht gelassen“ und anstelle dessen ermessensfehlerhaft den Parameter „Rohrvolumen“ als Vergleichsparameter ausgewählt, geht fehl. Dem Beweisantritt zu der Frage, ob dessen „alleinige Verwendung“ zu erheblichen Fehleinschätzungen bezüglich der kostentreibenden Eigenschaften führt, ist nicht nachzugehen.

5.1.4.1 Die Auswahl des Parameters „Rohrvolumen“ ist ingenieurwissenschaftlich plausibel. Bereits im Effizienzvergleich der ersten und zweiten Regulierungsperiode hat er – seinerzeit als Pflichtparameter – einen hohen Erklärungsgehalt für die Ausdehnung des Versorgungsgebietes und die kapazitative Dimensionierung der Leitungen gezeigt (vgl. Gutachten S. 61). Mit ihm kann ausgedrückt werden, dass sich bei Rohren mit größerer Länge oder größerem Querschnitt höhere Kosten ergeben. Wegen seiner Zusammensetzung aus Rohrlänge und Rohrdurchmesser kann der Parameter dabei einerseits Aufschluss über die Ausdehnung des Gebiets geben, andererseits aber auch über die kapazitative Dimensionierung der Leitung. Daher ist er nunmehr als Beispielsparameter in § 13 Abs. 3 Satz 4 Ziff. 3 ARegV aufgeführt. Durch das Beraterkonsortium für den Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode wurde er als Parameter mit Priorität 1 eingestuft. Schon im Ausgangsmodell weist er in Kombination mit den Parametern „Jahreshöchstlast“ und „Messstellen“ – mit 96,9 % – den größten Erklärungsgehalt auf (Gutachten S. 84 ff.). Einwendungen dagegen hat die Betroffene nicht geltend gemacht. Schon deshalb ist ihr Einwand zurückzuweisen, die „alleinige Verwendung“ des Parameters „Rohrvolumen“ führe zu erheblichen Fehleinschätzungen bezüglich der kostentreibenden Eigenschaften.

Ob es geeignetere Parameter zur Beschreibung der Ausdehnung des Versorgungsgebiets gibt, ist getestet und ermessensfehlerfrei abgelehnt worden.

So ergab sich durch die Hinzunahme der „Versorgten Fläche“ zur Abbildung der Ausdehnung des Versorgungsgebietes nach den diesbezüglichen Feststellungen des Beraterkonsortiums – unabhängig von der Definition der „Versorgten Fläche“ – kein höherer Erklärungsgehalt als im Ausgangsmodell; die Parameter wiesen zudem eine hohe Redundanz und infolgedessen Multikollinearität auf (Gutachten S. 89 f.).

In Bezug auf die – als Pflichtparameter entfallene – Leitungslänge zeigten die Analysen, dass die Verwendung des „Rohrvolumens“ gegenüber der „Netzlänge“ einen höheren Informationsgehalt besitzt, da mit dem „Rohrvolumen“ zusätzlich der Durchmesser der Leitungen erfasst wird. Nach den Feststellungen des Beraterkonsortiums besteht zudem eine hohe Korrelation – mit Anzeichen für Multikollinearität bei der Leitungslänge – zwischen den Parametern. Überdies findet die Leitungslänge schon im Rahmen der Gewichtung der Bodenklassen Eingang in das Modell. Die zusätzliche Berücksichtigung der Leitungslänge erhöht den Erklärungsgehalt des Modells im Ergebnis lediglich minimal (Gutachten S. 93). Der hieraus gezogene Schluss, dass eine gemeinsame Berücksichtigung von Rohrvolumen und Leitungslänge nicht sinnvoll ist, ist nicht zu beanstanden.

Ebenfalls getestet wurde die alternative Verwendung der Leitungslänge anstelle des Parameters „Bodenklasse 4, 5 und 6 gewichtet mit der Netzlänge“. Dabei ergab sich für beide Kostenarten eine Verschlechterung der Modellgüte (Gutachten S. 93).

Der Parameter „Rohrvolumen“ mag zwar durch die stärkere Gewichtung des Durchmessers gegenüber der Leitungslänge zu einem geringeren Erklärungswert für geringe Netzdimensionen führen. Dies ist jedoch unschädlich, da nach den bereits dargestellten verordnungsrechtlichen Anforderungen ein einzelner Parameter nicht gewährleisten muss, dass durch ihn die unterschiedlichen Netzgestaltungen jeweils gleich gut bzw. bestmöglich abgebildet werden (vgl. § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV „möglichst weitgehend“). Der Parameter „Rohrvolumen“ ist danach sowohl bei statistischer als auch bei ingenieurwissenschaftlicher Betrachtung geeignet, die Ausdehnung des Versorgungsgebiets abzubilden (so auch OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 16.06.2021 – VI-3 Kart 812/19 (V) S. 26 ff., n.v.).

5.1.4.2 Ohne Erfolg rügt die Betroffene, dass durch die Außerachtlassung von Potentialparametern der Einfluss des demographischen Wandels und der unterschiedliche Anschlussgrad entgegen § 13 Abs. 3 Satz 8 und 9 ARegV im Effizienzvergleich unberücksichtigt bleibe, da auf langfristige Veränderungen der Kundenstruktur allein durch diese „reagiert“ werden könne.

Die Bundesnetzagentur hat ermessensfehlerfrei davon abgesehen, Potentialparameter – insbesondere die von der Betroffenen bereits im Verwaltungsverfahren geforderte potentielle Jahreshöchstlast – (zusätzlich) als Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Die Auswahlentscheidung ist auch insoweit an den nach dem Gesetz und der ARegV maßgeblichen Kriterien ausgerichtet, wonach Vergleichsparameter insbesondere dann geeignet sind, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen, wenn sie nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind, insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden (§ 13 Abs. 3 Satz 3 ARegV).

Wie die Betroffene nicht in Abrede stellt, hat sich das Beraterkonsortium eingehend mit der möglichen Verwendung von Potentialparametern (Anzahl potentieller Ausspeisepunkte, potentielle Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen) als Vergleichsparameter zur Berücksichtigung des demographischen Wandels befasst (vgl. nur Gutachten S. 62, 100 ff., 139, 228). U.a. hat es in seine Überlegungen explizit einbezogen, dass etwa mit der potentiellen Jahreshöchstlast – analog zu der Anzahl der potentiellen Ausspeisepunkte - Unterschiede im Anschluss- bzw. Erschließungsgrad oder der demographische Wandel abgebildet werden können (vgl. Gutachten S. 62, 102). Wie im Gutachten eingehend dargelegt wird, hängt die Frage, inwieweit der demographische Wandel eine verzerrende Wirkung im Effizienzvergleich entfaltet, von den anderen berücksichtigten Parametern ab (Gutachten S. 100). Das Beraterkonsortium ist vor diesem Hintergrund überzeugend davon ausgegangen, dass im Effizienzvergleichsmodell für die dritte Regulierungsperiode eine gesonderte Berücksichtigung des demographischen Wandels nicht erforderlich war, weil das gewählte Modell bereits mit den als Priorität 1 eingestuften Parametern Rohrvolumen und Netzlänge (indirekt durch die Gewichtung in Verbindung mit den Bodenklassen) physische Anlagen berücksichtigt, womit implizit bereits die Annahme getroffen ist, dass die Dimensionierung des Netzes effizient ist (Gutachten aaO).



Das Hinzufügen von Potentialparametern ist durch das Beraterkonsortium getestet, aber mit überzeugender Begründung verneint worden.

Durch die zusätzliche Berücksichtigung der Anzahl der potentiellen Ausspeisepunkte ergab sich nach den diesbezüglichen Feststellungen des Beraterkonsortiums nur eine marginale Verbesserung der Modellgüte; AIC und BIC fielen schlechter aus. Überdies war eine gesonderte Berücksichtigung des demographischen Wandels nicht erforderlich, da im Modell mit den Parametern der Priorität 1 das Rohrvolumen und die Netzlänge (indirekt als Gewichtungparameter) enthalten sind (Gutachten S. 100 f.).

Die Berücksichtigung der Anzahl potentieller Ausspeisepunkte anstelle der Anzahl der Messstellen ergab eine Verschlechterung der Modellgüte (Gutachten S. 101 f.).

Die zusätzliche Berücksichtigung der potentiellen Jahreshöchstlast als Vergleichsparameter hat das Beraterkonsortium aufgrund der hohen Korrelation zu der tatsächlich gemessenen Jahreshöchstlast ebenfalls für nicht sachgerecht erachtet (Hinweis auf Multikollinearität, vgl. Gutachten S. 102 f., Tabelle 24). Auch nach Darstellung der Betroffenen besteht eine hohe Korrelation zwischen der potentiellen Jahreshöchstlast und der faktischen Jahreshöchstlast (vgl. Replik S. 25: 0,9656), d.h. durch die Größen wird nahezu der gleiche Zusammenhang abgebildet. Gleichzeitig erhöhte die zusätzliche Berücksichtigung der potentiellen Jahreshöchstlast die Modellgüte gegenüber dem Basismodell nicht eindeutig (AIC verbesserte sich, BIC fiel schlechter aus). Gegenüber dem Modell mit Ausspeisepunkten > 5 bar ergab sich eine niedrigere Modellgüte (adj. R<sup>2</sup>, AIC und BIC).

Alternativ wurde die potentielle Jahreshöchstlast als Substitut für die tatsächlich gemessene Jahreshöchstlast getestet (Gutachten S. 103 f., Tabelle 25). Dabei ist das Beraterkonsortium aufgrund der Veränderung der Koeffizienten und der ingenieurwissenschaftlichen Einschätzung zu dem Schluss gelangt, dass die Berücksichtigung der potentiellen anstelle der gemessenen Jahreshöchstlast nicht geboten, sondern die Verwendung der tatsächlichen Jahreshöchstlast gegenüber der potentiellen vorzugswürdig ist. Dies hat es überzeugend damit begründet, dass es sich bei letzterer (lediglich) um eine abgeleitete („berechnete“) Größe handelt (Gutachten S. 104). Grundsätzlich sind unmittelbar messbare Werte abgeleiteten Werten vorzugswürdig, da den Berechnungen der abgeleiteten Werte spezifische Annahmen zu Wirkungszusammenhängen zugrunde liegen. Die Daten sind daher in ihrer Erfassung entsprechend weniger robust als tatsächliche Werte. Das Beraterkonsortium hat die Verwendung von po-

tentiellen Größen daher – wie schon die Gutachter in der vorherigen Regulierungsperiode - nur als zweitrangig mit Priorität 2 eingestuft (vgl. Gutachten S. 62, 103). Die Hinzunahme der potentiellen Jahreshöchstlast anstelle der gemessenen Jahreshöchstlast führte zudem nach den durchgeführten Analysen nur zu einer leichten Verbesserung der Modellgüte (vgl. Gutachten S. 104). Da im Modell mit den Parametern der Priorität 1 das Rohrvolumen und die Netzlänge (indirekt als Gewichtungsparemeter) enthalten sind, war danach eine gesonderte Berücksichtigung des demographischen Wandels nicht erforderlich. Nach alledem ist die von der Bundesnetzagentur getroffene Abwägungsentscheidung nicht zu beanstanden.

Der Hinweis der Betroffenen auf die Bewertung der potentiellen Jahreshöchstlast im Effizienzvergleich für die zweite Regulierungsperiode geht fehl. Die potentielle Jahreshöchstlast wurde seinerzeit – wie auch durch das mit dem Effizienzvergleich für die dritte Regulierungsperiode beauftragte Beraterkonsortium – zunächst als Parameter mit Priorität 2 eingestuft und angenommen, dass mit ihr – zusätzlich zur tatsächlichen Jahreshöchstlast – Kostenunterschiede aufgrund unterschiedlicher Anschluss- und Erschließungsgrade abgebildet bzw. geprüft werden können (vgl. Gutachten zum Effizienzvergleich Gas für die zweite Regulierungsperiode, dort S. 35). Bereits seinerzeit haben sich indes Multikollinearitätsprobleme gezeigt (vgl. aaO S. 54, 56 f., 67). Die Gutachter haben in diesem Zusammenhang bereits seinerzeit – im Ergebnis übereinstimmend mit der Einschätzung des mit dem Effizienzvergleich für die dritte Regulierungsperiode beauftragten Beraterkonsortiums – bezogen auf das Effizienzvergleichsmodell für die zweite Regulierungsperiode angenommen, dass durch einen unterschiedlichen Anschluss- und Erschließungsgrad bedingte Mehrkosten (auch) durch die Berücksichtigung der tatsächlichen Leitungslängen und Rohrvolumina abgedeckt waren (vgl. aaO S. 57).

Auf die Ausführungen der Betroffenen zu den Ursachen langfristiger Veränderungen der Kundenstruktur – und damit auf die Behauptung, dass diese nicht nur auf demographische Entwicklungen zurückgehen, sondern auch z.B. durch Neubaugebiete, Rückgänge oder Steigerungen gewerblicher oder industrieller Nachfrage oder auch durch die Konkurrenz durch andere Energieträger hervorgerufen werden können – kommt es im Rahmen der Modellbildung aus statistischer Sicht nicht an, wie der mit dem Effizienzvergleich beauftragte Gutachter im Termin auf Nachfrage erläutert hat.

Der Einholung eines Sachverständigengutachtens bedarf es in diesem Zusammenhang nicht.

Die pauschale Behauptung, die getroffene Parameterauswahl führe zu „erheblichen Fehleinschätzungen bezüglich der kostentreibenden Eigenschaften“, wird durch nichts gestützt. Dass ein Effizienzvergleichsmodell unter Heranziehung der potentiellen Jahreshöchstlast in der gebotenen Gesamtschau eine derart deutlich überlegene Methodik darstellen würde, dass das von der Bundesnetzagentur gewählte Modell als nicht mehr mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar angesehen werden kann, zeigt die Betroffene nicht auf. Im Übrigen gilt auch insoweit, dass keine Verpflichtung der Regulierungsbehörde im Sinne einer Meistbegünstigung besteht, die für den einzelnen Netzbetreiber günstigste Methode anzuwenden, es sei denn, aus dem Gesetz ergibt sich etwas anderes. Dafür ist nichts ersichtlich.

5.2 Ohne Erfolg wendet sich die Betroffene dagegen, dass die Bundesnetzagentur, dem Beraterkonsortium folgend, zur Abbildung des funktionalen Zusammenhangs zwischen Kostentreibern und Kosten die Translog-Funktion gewählt hat.

Das Beraterkonsortium hat sich eingehend mit den theoretischen und empirischen Vorteilen der Translog-Funktion gegenüber alternativen Spezifikationen auseinandergesetzt (vgl. Gutachten S. 73 ff., 111). Danach sind grundsätzlich alle im Gutachten (dort S. 76 f.) beschriebenen funktionalen Funktionen (normiert-lineare, log-lineare Cobb-Douglas- und Translog-Funktion) geeignet, den Zusammenhang zwischen Kosten und Kostentreibern abzubilden. Letztere werden in der Produktionstheorie und wissenschaftlichen Literatur (statt einer normiert-linearen Form) empfohlen, da sie – im Gegensatz zur normiert-linearen Funktion – über eine breite wissenschaftliche Fundierung in der Produktions- und Kostentheorie verfügen und dem wissenschaftlichen Standard in der empirischen Literatur zum Kosten-Benchmarking von Energienetzbetreibern entsprechen (Gutachten S. 75, 111). Überdies sind Spezifikationen auf der Basis von Cobb-Douglas- und (vollständige) Translog-Funktionen – anders als aufgrund von normiert-linearen Funktionen – in der internationalen Regulierungspraxis weit verbreitet (Gutachten S. 75 f., 77).

In der ersten und zweiten Regulierungsperiode wurde allerdings – auch aufgrund der seinerzeitigen Vorgabe der Pflichtparameter und insoweit bestehender Multikollinearität (vgl. Gutachten S. 74 ff., 77 mit Fn. 61) – eine einfache normiert-lineare Verknüpfung der Vergleichsparameter gewählt.

Für die dritte Regulierungsperiode hat sich das Beraterkonsortium mit überzeugenden Gründen für die Translog-Funktion entschieden, da diese als allgemeine bzw. flexiblere Form der Cobb-Douglas-Funktion – anders als letztere – auch Kreuz- und Quadratsterme der Kostentreiber berücksichtigt. Überdies genießt sie nicht nur die größte Verbreitung in der relevanten wissenschaftlichen Literatur (vgl. Gutachten S. 77). Sie ist den beiden anderen Spezifikationen auch deshalb vorzuziehen, da sie aufgrund ihrer komplexeren funktionalen Form in der Lage ist, Skaleneffekte und Verbundvorteile zu modellieren (Gutachten S. 79, Annex E.3.2, S. 234 ff.). Auch die Betroffene und die von ihr beauftragte Privatgutachterin stellen weder die grundsätzliche Eignung der Translog-Funktion zur Abbildung des funktionalen Zusammenhangs zwischen Kosten und Kostentribern noch ihre höhere Flexibilität in Frage (vgl. nur Replik S. 26; Triplik S. 20; P. Rn. 3.72; ähnlich Deuchert/Parthasarathy, Magazin für Energiewirtschaft 2019, 12).

Die Annahme des Beraterkonsortiums, dass die Translog-Funktion den realen Zusammenhang besser beschreibt als die restriktivere Betrachtung ohne Kreuz- und Quadratsterme, hat sich nach der vorgenommenen statistischen Überprüfung bestätigt (Gutachten S. 79, 112; Annex E.3.2, S. 234 ff.). Sowohl der im Rahmen der Parameterauswahl fortlaufend durchgeführte Likelihood-Ratio-Test (LR-Test) als auch der Wald-Test haben gezeigt, dass der funktionale Zusammenhang durch die Translog-Funktion besser beschrieben wird als durch die Cobb-Douglas-Funktion (Gutachten S. 86, 113).

Seine Einschätzung, wonach die Translog-Funktion am besten geeignet ist, den Zusammenhang zwischen Kostentreiber und Kosten zu beschreiben, hat das Beraterkonsortium anhand des finalen Effizienzvergleichsmodells überprüft. Danach erklärt schon das Ausgangsmodell mit den drei Parametern „Rohrvolumen (RV<sub>tot</sub>)“, „Jahreshöchstlast (JHL<sub>aus</sub>)“ und „Messstellen (MSt<sub>ot</sub>)“ sowie den dazugehörigen Quadrat- und Kreuztermen rd. 96,9 % der Varianz der Kosten (nicht standardisierte und stan-

standardisierte Kosten) (Gutachten S. 86). Das finale Modell erreicht in der Translog-Funktion einen Erklärungsgehalt von rd. 98 %, d.h. 98 % der Varianz der Kostendaten kann durch das Modell erklärt werden (vgl. Gutachten S. 111).

Vor diesem Hintergrund gibt es weder aus methodischer noch aus empirischer Sicht einen Grund gegen die Anwendung der Schätzung einer vollspezifizierten Translog-Funktion. Anhaltspunkte für einen Ermessensfehler bei der Wahl der Translog-Funktion und dadurch bewirkte Parameterreduzierung liegen nicht vor. Vielmehr hat eine umfassende Abwägung unter Berücksichtigung aller maßgeblichen Aspekte und eine statistische Absicherung der getroffenen Wahl stattgefunden. Wie die Bundesnetzagentur überdies nachvollziehbar dargelegt hat, hat der von ihr beauftragte Gutachter die gemeinsame Signifikanz aller Kreuzterme nochmals analysiert mit dem Ergebnis, dass die Kreuzterme bei den nicht-standardisierten und bei den standardisierten Kosten gemeinsam statistisch signifikant sind (nicht-standardisierte Kosten: Vertrauenswahrscheinlichkeit 97 %, p-value 0,03; standardisierte Kosten: Vertrauenswahrscheinlichkeit 94 %, p-value 0,06). Der Likelihood-Ratio-Test hat die Überlegenheit der vollständigen Translog-Funktion gegenüber einer partiellen Translog-Funktion ohne Kreuzterme für beiden Kostenarten ebenfalls bestätigt (nicht standardisierte Kosten: Vertrauenswahrscheinlichkeit 98 %, p-value 0,02; standardisierte Kosten: Vertrauenswahrscheinlichkeit 97 %, p-value 0,03). Das Monotonieverhalten der Kostenfunktion wurde ebenfalls untersucht (vgl. Gutachten S. 114 ff.). Danach liegen keine Anzeichen für einen Modellfehler vor.

Nach alledem wird durch die Wahl der Translog-Funktion statistischen und ingenieurwissenschaftlichen Gütekriterien Rechnung getragen. Danach sind die Dimensionen – und damit die Heterogenität – der Versorgungsaufgaben durch die gewählten fünf Parameter hinreichend abgebildet. Das Modell leistet in seiner Gesamtheit einen signifikanten Beitrag zur Erklärung der effizienten Kosten.

Greifbare Anhaltspunkte, die vor diesem Hintergrund dafür sprechen würden, dass eine Einschränkung der Translog-Funktion eine derart deutlich überlegene Methodik darstellen würde, dass das von der Bundesnetzagentur gewählte Modell als nicht mehr mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar angesehen werden kann, zeigt die Betroffene nicht auf. Dies gilt umso mehr, als die Privatgutachterin und die Betroffene die

Überlegenheit der partiellen Translog-Funktion ebenfalls nur für „möglich“ und als „einen geeigneten Mittelweg“ einschätzen (vgl. P. Rn. 3.75; Beschwerdebegründung S. 39 „kann“). Der Einholung eines Sachverständigengutachtens bedarf es vor diesem Hintergrund nicht.

Die Einschätzung der Privatgutachterin, sämtliche restringierten Modelle seien gegenüber dem vollständigen Translog-Modell „im Sinne des BIC-Kriteriums eindeutig besser geeignet“, rechtfertigt keine abweichende Bewertung. Für den von der Betroffenen vorgetragenen Einwand, die Modellauswahl basiere auf einer „willkürlichen Anwendung“ statistischer Testverfahren (Beschwerdebegründung Bl. 39 f.), fehlt jeder Anhalt. Durch die allein anhand des Bayesianischen Informationskriteriums (BIC) durchgeführten Berechnungen der Privatgutachterin, die die Vorteilhaftigkeit partieller Translog- bzw. Cobb-Douglas-Modelle aufzeigen sollen (vgl. P. Rn. 3.107 ff.), wird das gewählte Modell nicht in Zweifel gezogen, das – worauf der mit dem Effizienzvergleich beauftragte Gutachter auch im Termin noch einmal zu Recht hingewiesen hat – nicht allein auf statistischen Kriterien (insbes. adjustiertes  $R^2$ , Akaike Informationskriterium (AIC) und BIC), sondern auf einer multidimensionalen Bewertung beruht (vgl. Gutachten S. 35 ff., 120).

Dass sich unter Zuhilfenahme einer partiellen Translog-Funktion für die Betroffene ein besserer Effizienzwert ergeben würde (vgl. P. Rn. 3.103, 3.108) ist unbeachtlich. Wie bereits ausgeführt wurde, besteht keine Verpflichtung der Regulierungsbehörde im Sinne einer Meistbegünstigung, die für einen einzelnen Netzbetreiber günstigste Methode anzuwenden, es sei denn, aus dem Gesetz ergibt sich etwas anderes. Dafür ist nichts ersichtlich.

### 5.3 Die Durchführung der Ausreißeranalyse ist nicht zu beanstanden.

Nach Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV sind für die DEA und die SFA Analysen zur Identifikation von extremen Effizienzwerten (Ausreißern) durchzuführen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen. Die Ausreißeranalyse soll, wie bereits ausgeführt, vor den Auswirkungen kleinerer Fehler in den Eingangsdaten schützen und überdies sicherstellen, dass Netzbetreiber mit extremen Ausprägungen nicht als Maßstab für alle übrigen Netzbetreiber gelten und so zu überhöhten Effizienzvorgaben führen (vgl.

Gutachten S. 21; BerlKomm EnR/Lismann, 4. Aufl., § 22 ARegV Rn. 51 ff.; Breßlein aaO § 12 ARegV Rn. 23; Albrecht/Mallossek/Petermann aaO § 12 Rn. 114). Entgegen der Einschätzung der Betroffenen geht es daher nicht darum, die Datenbasis auf strukturell vergleichbare Unternehmen zu reduzieren (so auch Gutachten S. 15). Vor diesem Hintergrund geht die Argumentation, die Bundesnetzagentur habe nur eine sehr geringe Anzahl von Netzbetreibern als Ausreißer identifiziert, schon im Ansatz fehl. Der Einholung eines Sachverständigengutachtens zu der Frage, ob es dadurch bei einem „extrem heterogenen Datensatz“ für die Berechnung der Effizienzwerte bleibe (Beschwerdebegründung S. 65), bedarf es daher nicht.

5.3.1 Ohne Erfolg rügt die Betroffene, die Bundesnetzagentur und das Beraterkonsortium hätten ermessensfehlerhaft die Ausreißeranalyse in der SFA nur mittels des Cook's Distance-Verfahrens – ohne weitere Testverfahren – durchgeführt.

Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV führt beispielhaft fünf verschiedene Methoden zur Ausreißeranalyse auf, mit deren Eignung sich das Beraterkonsortium – sowohl einzeln als auch im Vergleich zu der in den beiden vorhergehenden Regulierungsperioden im Strom- und Gasbereich angewandten Cook's Distance – ausführlich auseinandergesetzt hat (vgl. Gutachten S. 240 ff.). Dabei ist es überzeugend zu dem Schluss gelangt, dass sich die Cook's Distance-Methode sowohl aus theoretischer als auch aus praktischer Perspektive in hohem Maße zur Identifizierung von Ausreißern eignet. Das Verfahren ist in der wissenschaftlichen Literatur weit verbreitet und war die Methode der Wahl in vergangenen Regulierungsperioden (Gutachten S. 241). Andere mögliche Methoden - DFFITs, DFBETAs sowie die Covariance-Ratio - stellen im Vergleich keine überlegenen Methoden dar; robuste Regressionen eignen sich nicht unmittelbar dazu, potentielle Ausreißer zu identifizieren (vgl. Gutachten Annex F S. 238 ff.). Nach alledem hat eine belastbare und nachvollziehbare Abwägungsentscheidung in Bezug auf die anwendbaren Methoden stattgefunden. Anhaltspunkte für einen Modellfehler mit Blick auf die Monotonieeigenschaft liegen, wie schon ausgeführt, nicht vor (Gutachten S. 114 ff.). Die Rüge der Betroffenen, die Verletzung der Monotonieeigenschaft des SFA-Modells bei 13 Netzbetreibern sei als deutlicher Hinweis auf einen Modellfehler zu werten (vgl. P. Rn. 3.176 ff.), bleibt daher ohne Erfolg.

Der Einwand der Betroffenen, mit dem Cook's Distance-Verfahren würden „nur“ die Netzbetreiber als Ausreißer identifiziert, die besonders starken Einfluss auf die ermittelten Regressionskoeffizienten für die Vergleichsparameter hätten (vgl. P. Rn. 3.147 ff.), bleibt ohne Erfolg. Mit der Forderung, auf Basis von DFBETAS (zusätzlich) Untersuchungen in Bezug auf den Einfluss einzelner Unternehmen auf die Verteilung der Ineffizienzterme in der SFA durchzuführen, hat sich das Beraterkonsortium befasst (vgl. Gutachten S. 14, S. 22 Fn. 11). Zu Recht hat es darauf verwiesen, dass bei der parametrischen Methode ein Wert dann als Ausreißer gilt, wenn er die Lage der ermittelten Regressionsgerade zu einem erheblichen Maß beeinflusst (Anlage 3 Nr. 5 Satz 12 zu § 12 ARegV). Die geforderte Analyse auch des Einflusses einzelner Unternehmen auf die Verteilung der SFA-Ineffizienzterme liefe daher auf ein stufenweises Vorgehen hinaus, dass die ARegV nicht vorsieht. Eine greifbar überlegene Methodik wird damit nicht aufgezeigt. Entgegen der Ansicht der Betroffenen lässt sich den o.g. Vorgaben der ARegV auch nicht entnehmen, dass mehrere Methoden zur Anwendung gebracht werden *müssten*. Überdies besteht, wie bereits ausgeführt, auch insoweit keine Verpflichtung der Regulierungsbehörde im Sinne einer Meistbegünstigung.

5.3.2 Die Ausreißeranalyse in der DEA wurde fehlerfrei entsprechend den Vorgaben in Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV vorgenommen (vgl. Gutachten Kap. 2.4, 6.2). Sie führt auch zu sachangemessenen Ergebnissen (so auch OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 16.06.2021 – VI-3 Kart 812/19 (V) S. 32, n.v.).

Dass die Bundesnetzagentur die Dominanzanalyse – wie in den vorherigen Regulierungsperioden im Gas- und Strombereich – unter Anwendung des F-Tests von Banker durchgeführt hat, ist nicht zu beanstanden. Ohne Erfolg rügt die Betroffene, angelehnt an die Stellungnahme des BDEW/VKU/GEODE (dort S. 24 ff.), dessen Anwendung sei rechtswidrig. Weder macht sie geltend, dass der F-Test von vornherein ungeeignet zur Eliminierung von Ausreißern ist, noch dass sich eine andere Vorgehensweise aus wissenschaftlicher Sicht als derart eindeutig überlegen darstellt, dass die von der Bundesnetzagentur getroffene Entscheidung für Banker's F-Test als nicht mehr mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar angesehen werden kann. Den Beweisanträgen der Betroffenen durch Einholung eines Sachverständigengutachtens ist in diesem Zusammenhang nicht nachzugehen.



Nach den Feststellungen des Beraterkonsortiums entspricht Banker's F-Test als parametrischer Test dem Stand der Wissenschaft und erlaubt eine höhere Trennschärfe bei der Eliminierung von Ausreißern als nicht-parametrische Tests, die auf die Gleichheit von Verteilungen abstellen und Ausreißer später identifizieren (Gutachten S. 23 Fn.15). Auch die Betroffene selbst sieht ihn als einen grundsätzlich in der Wissenschaft anerkannten und damit vertretbaren Test an.

Die Rüge der Betroffenen, das Beraterkonsortium habe den F-Test „lediglich in einer Fußnote“ für vorzugswürdig erachtet und dabei verkannt, dass er nicht für die Durchführung von Dominanztests entwickelt worden sei (vgl. Beschwerdebegründung S. 68), geht fehl. Die Bundesnetzagentur und das Beraterkonsortium haben sich bereits im Lauf des Verwaltungsverfahrens intensiv mit der Frage der Anwendung von Banker's F-Test – ggfs. auch in Modifikation - oder alternativen Methoden (z.B. Wilcoxon, Kolmogorov-Smirnov, Paired t-test, bootstrapping) – u.a. ausgelöst durch ein Gutachten der P. im Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber befasst. Daraufhin erfolgte u.a. eine eingehende Auseinandersetzung mit wissenschaftlichen Abhandlungen zur Anwendung des F-Tests gerade im Rahmen der nicht-parametrischen DEA (Bl. 10334 ff. VV). Nach den Analysen des Beraterkonsortiums führt das sog. bootstrapping – den Netzbetreibern nachteilig – zu einer kleineren Zahl von Ausreißern (Bl. 10145 VV). Die Kolmogorov Smirnov-Methode identifiziert keine Ausreißer in der DEA (Bl. 10531 VV). T. hat in Reaktion darauf keine eindeutige Überlegenheit von Wilcoxon, Kolmogorov-Smirnov, Paired t-test und bootstrapping gesehen (vgl. Stellungnahme T. v. 10.04.2019, Bl. 17031 ff. VV). Vor diesem Hintergrund zeigt die Betroffene auch unter Berücksichtigung der abweichenden Einschätzung der von ihr beauftragten Privatgutachterin (vgl. P. Rn. 3.158 ff.) nicht auf, dass die Verwendung eines Bootstrap-Tests eine derart überlegene Methodik darstellt, dass die von der Bundesnetzagentur getroffene Auswahlentscheidung als nicht mehr mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar angesehen werden kann.

Von daher ist es nicht zu beanstanden, dass sich die Bundesnetzagentur für die Anwendung von Banker's F-Test in modifizierter Form entschieden hat. Dies gilt gerade auch vor dem Hintergrund der Kontinuität zu früheren Regulierungsperioden, in denen die Anwendung zu keiner Zeit beanstandet wurde (so auch OLG Schleswig, Beschluss v. 1.02.2021 – 53 Kart 21/19 Rn. 87 ff. aaO).

Nach alledem kommt es nicht weiter darauf an, dass nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs aber auch tatsächliche Unsicherheiten bei der Prognosegrundlage hinzunehmen sind, wenn sich nach den Maßstäben guter wissenschaftlicher Praxis zu einer bestimmten tatsächlichen Frage verlässliche Erkenntnisse nicht oder nur mit einem zu dem zu erwartenden Erkenntniszuwachs außer Verhältnis stehenden Aufwand erreichen lassen (vgl. BGH, Beschluss v. 26.01.2021 – EnVR 7/20 Rn. 24 aaO). Die Bundesnetzagentur hat vor diesem Hintergrund zu Recht angenommen, dass es keinen Test gibt, der dem angewendeten F-Test von Banker (eindeutig) überlegen ist.

Die Argumentation der Betroffenen, die von der Bundesnetzagentur gewählte Vorgehensweise sei nicht geeignet, dominante Netzbetreiber zu identifizieren, bleibt ohne Erfolg. Die laut Privatgutachten auf der Basis der Kostentreibertabelle vom 28.09.2018 durchgeführten Berechnungen der Privatgutachterin zum Einfluss eines Ausschlusses der *E. AG* auf die DEA-Effizienzwerte (sTOTEX) (vgl. P. Rn. 3.157) gehen fehl, weil die betreffende Netzbetreiberin auf Basis des finalen Datensatzes in der Dominanzanalyse und der Supereffizienzanalyse in beiden Kostenarten zutreffend als Ausreißer entfernt worden ist (vgl. Gutachten S. 130 f.).

5.3.3 Ohne Erfolg rügt die Betroffene, „eine Auseinandersetzung mit dem Thema Ausreißeranalyse“ finde sich weder im angefochtenen Beschluss noch im Gutachten. Die Ausreißeranalyse ist in ihren wesentlichen Grundzügen im Beschluss (dort S. 40 ff.) und detailliert im Gutachten (s. nur S. 21, 122 ff.) dargestellt. Die Betroffene ist daher – ersichtlich – in der Lage, deren Rechtmäßigkeit in tatsächlicher wie in rechtlicher Hinsicht zu beurteilen. Ein Begründungsmangel liegt auch insoweit nicht vor.

5.3.4 Ohne Erfolg rügt die Betroffene, ebenfalls in Anlehnung an die Stellungnahme des BDEW/VKU/GEODE (aaO), es sei nicht ausgeschlossen, dass das Ergebnis der Effizienzwermittlung durch verdeckte Ausreißer verzerrt sei, da die Bundesnetzagentur der möglichen Existenz verdeckter Ausreißer „nicht mit der nötigen Sorgfalt“ nachgegangen sei. Den diesbezüglichen Beweisanträgen durch Einholung eines Sachverständigengutachtens (Beschwerdebegründung S. 69 f.) ist nicht nachzugehen.

Die bereits im Rahmen der Konsultation vielfach geforderte mehrfache Durchführung der Supereffizienzanalyse sieht die ARegV – wie das Beraterkonsortium zutreffend festgestellt hat (vgl. Gutachten S. 24) – nicht vor. Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs besteht kein Zweifel an der Rechtmäßigkeit der durchgeführten Ausreißeranalyse, nur weil eine wiederholte Durchführung zu einem höheren Effizienzwert einzelner Netzbetreiber führen würde (vgl. BGH, Beschluss v. 12.06.2018 - EnVR 54/17 Rn. 63 aaO). Auch insoweit gilt folglich, dass keine Verpflichtung der Regulierungsbehörde im Sinne einer Meistbegünstigung besteht, die für den Netzbetreiber günstigste Methode anzuwenden, es sei denn, aus dem Gesetz ergibt sich etwas anderes. Dafür ist nichts ersichtlich.

#### 5.4 Die auf die Second-Stage-Analyse bezogenen Einwendungen bleiben ohne Erfolg.

Im Rahmen der Second-Stage-Analyse wurden – wie bereits in der vorhergehenden Regulierungsperiode – die bestabgerechneten Effizienzwerte systematisch einer umfangreichen Analyse unterzogen. Dabei wurde ergänzend zur Absicherung geprüft, ob einzelne Kostentreiber – insbesondere die für die Berechnung der Effizienzwerte nicht ins Modell aufgenommenen – die bestabgerechneten Effizienzwerte erklären können. Die Second-Stage-Analyse diene dabei explizit lediglich der ergänzenden Validierung und nicht dazu, weitere Variablen auf ihre Eignung zu prüfen und ggfs. in das Modell aufzunehmen (Gutachten S. 140). Entsprechend wurden zahlreiche Variablen daraufhin untersucht, ob sie einen signifikanten Erklärungsgehalt auf die bestabgerechneten Effizienzwerte haben (vgl. Gutachten Annex H, S. 249 ff.).

Vor diesem Hintergrund geht der Einwand, die Vorgehensweise sei untauglich, ausgelassene Vergleichsparameter zu erkennen, fehl. Wie im Gutachten explizit dargestellt, wurde die Second-Stage-Analyse durch das Beraterkonsortium lediglich ergänzend zur Validierung der Ergebnisse und Aufdeckung einer möglichen Verzerrung der Ergebnisse durchgeführt. Sie ist daher im hier vorliegenden Fall strikt von der Kostentreiberanalyse zu trennen und nicht als gleichrangige Methode zu interpretieren (vgl. Gutachten S. 139 ff.). Überdies wurden, wie schon ausgeführt, im Rahmen der schrittweise durchgeführten Kostentreiberanalyse weitere – zunächst verworfene – Parameter auf ihre Eignung im Effizienzvergleichsmodell hin überprüft (vgl. Gutachten S. 95 ff.).

Dass die analysierten bestabgerechneten Effizienzwerte teils aus der DEA, teils aus der SFA stammen, ist im Rahmen einer ergänzenden Validierung, die dem Ziel der Aufdeckung von durch die ARegV bedingten Verzerrungen auf die bestabgerechneten Effizienzwerte dient, nicht zu beanstanden. Anhaltspunkte für ein greifbar überlegenes methodisches Vorgehen sind weder ersichtlich noch aufgezeigt.

## II. Bereinigung des Effizienzwerts

Die von der Betroffenen vorgetragenen Umstände hat die Bundesnetzagentur zu Recht nicht als Besonderheit der Versorgungsaufgabe im Sinne des § 15 Abs. 1 ARegV anerkannt. Zur Vermeidung von Wiederholungen wird auf die zutreffenden Ausführungen im angegriffenen Beschluss verwiesen, mit denen sich die Betroffene in ihrer Beschwerde nicht weiter auseinandersetzt.

Ergänzend wird ausgeführt:

Nach der hier anwendbaren, zum 22.08.2013 in Kraft getretenen Neufassung des § 15 ARegV hat die Regulierungsbehörde einen Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 oder § 22 ARegV ermittelten Effizienzwert nur dann anzusetzen, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe im Sinne des Vorliegens außergewöhnlicher struktureller Umstände bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV nicht hinreichend berücksichtigt wurden und durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind, und dies die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens 5 % erhöht.

Die Änderung des § 15 ARegV dient nach dem Willen des Ordnungsgebers der ausdrücklichen Klarstellung, dass es sich bei dieser Regelung um eine eng auszulegende Ausnahmenvorschrift handelt, die schon für den Zeitraum der gesamten zweiten Regulierungsperiode nur auf strukturelle Besonderheiten außergewöhnlicher Art Anwendung finden sollte. Zum einen hat der Ordnungsgeber den Begriff der „Besonderheit“ einer Versorgungsaufgabe konkretisiert und zum anderen den in § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV enthaltenen prozentualen Schwellenwert von zuvor mindestens 3 % auf mindestens 5 % der maßgeblichen Gesamtkosten deutlich angehoben. Zur Klarstel-

lung sah sich der Ordnungsgeber vor dem Hintergrund der aktuellen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zur Auslegung der zuvor geltenden Fassung des § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV sowie der zwischenzeitlich in der Regulierungspraxis gewonnenen Erfahrungen im Hinblick auf die Normanwendung veranlasst. Nach der einschlägigen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs war auch dann von dem Vorliegen einer „Besonderheit“ im Sinne des § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV auszugehen, wenn die Ursache der Kostenerhöhung von mindestens 3 % ihrer Art nach nicht nur bei einzelnen Netzbetreibern auftritt. Dass die Regelung des § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV nur in Ausnahmefällen zur Anwendung komme, sah der Bundesgerichtshof allein durch den prozentualen Schwellenwert von 3 % sichergestellt (BGH, Beschluss v. 9.10.2012 – EnVR 88/10 Rn. 73 aaO).

Mit den Änderungen der Regelung des § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV hat der Ordnungsgeber den sachlichen Anwendungsbereich – seiner ursprünglichen Absicht entsprechend – auf solche Fallkonstellationen beschränkt, in denen außergewöhnliche strukturelle Unterschiede gegeben sind. Dementsprechend ist die Regelung klarstellend dahingehend ergänzt worden, dass eine „Besonderheit“ der Versorgungsaufgabe nur bei außergewöhnlichen strukturellen Umständen vorliegen kann. Eine Bereinigung des Effizienzwertes soll nur aufgrund von Ursachen erfolgen, die ihrer Art nach nur bei einem einzelnen Netzbetreiber oder einer äußerst geringen Anzahl von Netzbetreibern, die im Rahmen des bundesweiten Effizienzvergleichs betrachtet wurden, in vergleichbarer Form bestehen. Erforderlich sind also Umstände, die entweder ein Alleinstellungsmerkmal oder jedenfalls nahezu ein Alleinstellungsmerkmal bilden. Darüber hinaus ist die Möglichkeit der Anerkennung von „Besonderheiten“ der Versorgungsaufgabe ausdrücklich auf solche Umstände beschränkt worden, die durch den jeweiligen Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind. Hintergrund dieser Ergänzung des § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV ist die Überlegung, dass ein Netzbetreiber eine Bereinigung seines Effizienzwertes nicht auf solche Umstände – wie etwa ein besonders veraltetes Anlagevermögen – stützen darf, die er selbst beeinflussen kann und damit zu verantworten hat (vgl. BR-Drs. 447/13 (Beschluss) S. 29; Hummel in: Theobald/Kühling, Energierecht, 113. EL August 2021, § 15 ARegV Rn. 18; Lismann aaO § 15 ARegV Rn. 41 ff.; Albrecht/Mallossek/Petermann aaO § 15 ARegV Rn. 38 ff., 54).

Nach Maßgabe dessen hat es die Bundesnetzagentur zu Recht abgelehnt, die von der Betroffenen angeführten Umstände als Besonderheit der Versorgungsaufgabe im Sinne des § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV anzuerkennen.

Bei dem Betrieb eines Netzes, das sich – nach Einschätzung der Betroffenen – u.a. aufgrund langfristiger Veränderungen der Kundenstruktur als zu groß dimensioniert erweist sowie bei der damit verbundenen deutlich verringerten Leistungs- und Mengenabgabe handelt es sich nicht um Anforderungen, die von außen an die Betroffene herangetragen werden, auf die sie keinen unmittelbaren Einfluss hat und denen sie sich nicht oder nur mit unzumutbarem Aufwand entziehen kann. Sowohl der Netzzuschnitt als auch die Konfiguration des Netzes sind – wie die Bundesnetzagentur im angegriffenen Beschluss völlig zu Recht feststellt – in hohem Maße auf bewusste unternehmerische Entscheidungen (der Vergangenheit) zurückzuführen, für deren Folgen nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes nicht der Netzkunde, sondern der Netzbetreiber einzustehen hat (vgl. BGH, Beschlüsse v. 21.04.2014 Rn. 113; v. 12.06.2018 Rn. 83 f., jeweils aaO). Nichts anderes kann für den Fall gelten, dass sich der von dem Netzbetreiber zu verantwortende Netzzuschnitt für ihn wegen einer langfristigen Veränderung der Kundenstruktur als ungünstig erweist. Darüber hinaus sind die Anlagegüter eines überdimensionierten Netzes einer Werteberichtigung zugänglich, die die Betroffene unterlassen hat. Dem ist die Betroffene nicht entgegengetreten.

Die von der Betroffenen angeführte Konkurrenz durch andere Energieträger, insbesondere die Fernwärme, stellt schon deshalb keine berücksichtigungsfähige Besonderheit der Versorgungsaufgabe dar, weil es an einem Alleinstellungsmerkmal fehlt. Völlig zu Recht weist die Bundesnetzagentur darauf hin, dass der Umstand der Konkurrenz durch andere Energieträger bundesweit gegeben ist. Nach der Intention des Ordnungsgebers ist der Wettbewerb der Gasversorgung mit der Fernwärmeversorgung als Besonderheit der Versorgungsaufgabe ausgeschlossen (vgl. BR-Drs. 447/13 (B) S. 29). Überdies steht auch die Einbettung der „konkurrierenden“ Unternehmen - dem Fernwärmenetz und dem von der Betroffenen betriebenen Gasnetz ... – in das Konzerngeflecht der Y. AG der Annahme einer bereinigungsfähigen Besonderheit der Versorgungsaufgabe entgegen.

Nach alledem liegen die Voraussetzungen für eine ausnahmsweise Bereinigung des Effizienzwerts aufgrund einer strukturellen Besonderheit nicht vor. Ob die geltend gemachte Umstände zu einer Erhöhung der relevanten Kosten um mindestens 5 % führen, bedarf vor diesem Hintergrund keiner Entscheidung.

Die Beschwerde der Betroffenen ist daher zurückzuweisen.

### III.

1. Über die Kosten des Beschwerdeverfahrens ist gemäß § 90 Satz 1 EnWG nach billigem Ermessen zu entscheiden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Betroffene mit ihrer Beschwerde keinen Erfolg hat.

2. Die Festsetzung des Gegenstandswerts für das Beschwerdeverfahren beruht auf § 50 Abs. 1 Nr. 2 GKG, § 3 ZPO.

### IV.

Die Rechtsbeschwerde wird zugelassen, weil die streitgegenständlichen Fragen grundsätzliche Bedeutung haben (§ 86 Abs. 2 Nr. 1 EnWG).

#### Rechtsmittelbelehrung:

Die Rechtsbeschwerde kann nur darauf gestützt werden, dass die Entscheidung auf einer Verletzung des Rechts beruht (§§ 546, 547 ZPO). Sie ist binnen einer Frist von einem Monat schriftlich bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf, Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf, einzulegen. Auf die Pflicht zur elektronischen Einreichung durch professionelle Einreicher/innen ab dem 01.01.2022 durch das Gesetz zum Ausbau des elektronischen Rechtsverkehrs mit den Gerichten vom 10. Oktober 2013, das Gesetz zur Einführung der elektronischen Akte in der Justiz und zur weiteren Förderung des elektronischen Rechtsverkehrs vom 5. Juli 2017 und das Gesetz zum Ausbau des elektronischen Rechtsverkehrs mit den Gerichten und zur Änderung weiterer Vorschriften vom 05.10.2021 wird hingewiesen. Die elektronische Form wird durch die Einreichung eines elektronischen Dokuments gewahrt, das für die Bearbeitung durch das Gericht geeignet ist und von der verantwortenden Person qualifiziert elektronisch signiert ist und auf einem zugelassenen elektronischen Übermittlungsweg gemäß § 4

Abs. 1 der Verordnung über die technischen Rahmenbedingungen des elektronischen Rechtsverkehrs und über das besondere elektronische Behördenpostfach (Elektronischer-Rechtsverkehr-Verordnung – ERRV) oder von ihr selbst auf einem sicheren Übermittlungsweg gemäß § 130a Abs. 4 ZPO, § 55a Abs. 4 VwGO eingereicht wird. Weitere Voraussetzungen, insbesondere zu den zugelassenen Dateiformaten und Übermittlungswegen sowie zur qualifizierten elektronischen Signatur, ergeben sich aus der ERRV in der jeweils gültigen Fassung. Über das Justizportal des Bundes und der Länder ([www.justiz.de](http://www.justiz.de)) können weitere Informationen über die Rechtsgrundlagen, Bearbeitungsvoraussetzungen und das Verfahren des elektronischen Rechtsverkehrs abgerufen werden. Die Frist beginnt mit der Zustellung dieser Beschwerdeentscheidung. Die Rechtsbeschwerde ist durch einen bei dem Beschwerdegericht oder Rechtsbeschwerdegericht (Bundesgerichtshof) einzureichenden Schriftsatz binnen eines Monats zu begründen. Die Frist beginnt mit der Einlegung der Rechtsbeschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Rechtsbeschwerdegerichts verlängert werden. Die Begründung der Rechtsbeschwerde muss die Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Rechtsbeschwerdeschrift und -begründung müssen durch einen bei einem deutschen Gericht zugelassenen Rechtsanwalt unterzeichnet sein. Für die Regulierungsbehörde besteht kein Anwaltszwang; sie kann sich im Rechtsbeschwerdeverfahren durch ein Mitglied der Behörde vertreten lassen (§§ 88 Abs. 4 Satz 2, 80 Satz 2 EnWG).

K.

T.

Dr. J.