



Oberlandesgericht Düsseldorf

Beschluss

In dem energiewirtschaftsrechtlichen Verwaltungsverfahren

...

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

auf die mündliche Verhandlung vom 30. März 2023

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

Auf die Beschwerde der Betroffenen vom 01.04.2020 wird der Beschluss der Bundesnetzagentur vom 04.03.2020, BK9-16/8186, aufgehoben und die Bundesnetzagentur wird verpflichtet, die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Betroffenen für den Zeitraum vom 01.01.2018 bis zum 31.12.2022 (dritte Regulierungsperiode Gas) unter Berücksichtigung der Rechtsauffassung des Gerichts neu festzulegen.

Die Betroffene hat die Gerichtskosten des Beschwerdeverfahrens und die notwendigen außergerichtlichen Kosten der Bundesnetzagentur zu 95 % zu tragen. Die Bundesnetzagentur hat die Gerichtskosten des Beschwerdeverfahrens und die notwendigen außergerichtlichen Kosten der Betroffenen zu 5 % zu tragen.

Der Wert des Beschwerdeverfahrens wird für die Zeit bis zum 15.08.2022 auf €, danach bis zum 30.03.2023 auf ... € und für die Zeit danach auf ... € festgesetzt.

Die Rechtsbeschwerde wird zugelassen.

Gründe:

I.

Die Betroffene, die durch Verschmelzung der T. GmbH (T.) auf die O. GmbH (O.) zum 01.01.2014 entstanden ist, betreibt ein Gasverteilernetz, das sich innerhalb des Stadtgebietes von D. sowie über die Landkreise N., A., den W.- und den F.-kreis erstreckt. Insgesamt versorgt die Betroffene Kunden in ca. ... Kommunen. Das Netzgebiet, welches sich über ... Gemeinden erstreckt, ist gekennzeichnet durch ein Ballungszentrum mit großstädtischem Charakter einerseits und durch ein regionales, ländlich geprägtes Flächennetz andererseits. Zum anderen betreibt die Betroffene in erheblichem Umfang (> 1.000 km) überörtliche Transportleitungen mit Drücken von 4 bar bis 84 bar, die dem Gastransport zur Weiterverteilung zu den Städten und Gemeinden im Netzgebiet und an andere Netzbetreiber dienen.

Im Jahr 2016 leitete die Bundesnetzagentur von Amts wegen ein Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV i.V.m. § 21a Abs. 2 S. 1 EnWG für die dritte Regulierungsperiode Gas (Jahre 2018 bis 2022) ein. Zur Ermittlung des Ausgangsniveaus führte sie eine Kostenprüfung durch. Die erforderlichen Kostendaten wurden auf der Grundlage der Festlegung vom 22.04.2016 (BK 9-15/605-1-6) erhoben. Mit Schreiben vom 14.07.2017 teilte die Bundesnetzagentur der Betroffenen die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten (Ausgangsniveau) mit (VV Bl. 1315).

Für den der Festlegung der Erlösobergrenzen zugrunde liegenden 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. Mai 2019 (nachfolgend: Gutachten; auch: Bericht des Beraterkonsortiums) 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 Messstellen bei Letztverbrauchern/Netzkopplungspunkten“. Insgesamt wurden Daten von 183 Gasverteilernetzen berücksichtigt.

Zur Vorbereitung des Effizienzvergleichs 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 potentielle 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 (VV Bl. 1745). Danach ergab sich für die Betroffene nach der Best-of-four-Abrechnung (zunächst) ein Effizienzwert von **93,34 %**. 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 07.02.2018 und 22.11.2018 wurde den Netzbetreibern der jeweilige,

unter Berücksichtigung der korrigierten Aufwands- und Vergleichsparameter ermittelte Effizienzwert genannt. Für die Betroffene ergab sich danach gegenüber dem im November 2017 mitgeteilten Effizienzwert für den erstgenannten Zeitpunkt ein besserer Effizienzwert von **93,63 %** (SFA nicht standardisiert) (VV Bl. 1766), für den späteren Zeitpunkt hingegen ein schlechterer Effizienzwert von **92,88 %** (SFA standardisiert) (VV Bl. 1777). Am 21.12.2018 wurde der Bericht des Beraterkonsortiums fertiggestellt und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Die Betroffene hat im Anhörungsverfahren u.a. geltend gemacht, die im Verfahren zur Bestimmung des Ausgangsniveaus mitgeteilten Kostendaten bezüglich der entstandenen Rechts- und Beratungskosten für die Jahre 2011 bis 2013 betreffen ausschließlich die Aufwendungen der O. und seien aufgrund der gesellschaftsrechtlichen Umwandlungsvorgänge nicht mit den Aufwendungen für Rechts- und Beratungskosten der Jahre 2015 (... €) bzw. 2014 (... €) vergleichbar. Insoweit liege eine dauerhafte Veränderung der Kostensituation vor. Weiter hat die Betroffene im Basisjahr 2015 entstandene Aufwendungen i.H.v. ... € für die Bereitstellung von Gasspürgeräten für örtliche Feuerwehren in ihrem Netzgebiet, kalkulatorische Buchverluste aus Anlagenabgängen in Höhe von insgesamt ... € sowie (negative) Aufwendungen aus Einzelwertberichtigungen i.H.v. -... € und Aufwendungen für die Abschreibung von Forderungen in Höhe von ... € geltend gemacht, die von der Bundesnetzagentur nicht oder nur teilweise anerkannt wurden.

Mit dem angefochtenen Beschluss vom 04.03.2020 (BK9-16/8186) hat die Bundesnetzagentur die Erlösobergrenzen nach erneuter Anhörung der Betroffenen für sie – unter Zugrundelegung des bestabgerechneten Effizienzwerts mit **92,9583 %** (SFA_{Standardisiert}) – rückwirkend zum 01.01.2018 wie folgt festgesetzt (VV Bl. 2291, 2299):

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

Die von der Betroffenen geltend gemachten Rechts- und Beratungskosten im Basisjahr i.H.v. ... € hat sie um ... € gekürzt, weil die Aufwendungen der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres darstellten. Stattdessen wurde der Wert von

2014 zuzüglich eines Fünftel des Aufwuchses von 2014 auf 2015 anerkannt (VV Bl. 2306). Die Kosten für Spenden, darunter den Aufwand für Gasspürgeräte für örtliche Feuerwehren, hat die Bundesnetzagentur mangels Bezug zum Netzbetrieb nicht anerkannt (VV Bl. 2306 f.). Buchverluste hat sie nur i.H.v. 20 % angesetzt, da eine darüber hinausgehende Berücksichtigung zu einer gem. § 6 Abs. 6 GasNEV unzulässigen doppelten Abschreibung führen würde (VV Bl. 2308 f., 2355 f.). Die geltend gemachte Abschreibung auf uneinbringliche Forderungen hat die Bundesnetzagentur nicht berücksichtigt, da Erläuterungen und Nachweise darüber, dass die Forderungen tatsächlich uneinbringlich waren, nicht vorgelegt wurden (VV Bl. 2308).

Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung des Effizienzvergleichs hat sich die Bundesnetzagentur auf den Bericht des Beraterkonsortiums bezogen, der Bestandteil des Beschlusses ist. Nach Ermittlung und Mitteilung der Effizienzwerte im November 2018 und Versendung der Anhörungen zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen Anfang 2019 sei festgestellt worden, 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. Dies habe für die Betroffene zu dem o.g. (gegenüber dem zuletzt mitgeteilten Wert schlechteren) Effizienzwert geführt. 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.

Wegen der Begründung im Einzelnen wird auf die Gründe des angegriffenen Beschlusses verwiesen.

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

Sie macht geltend, die Durchführung des Effizienzvergleichs sei rechtsfehlerhaft erfolgt, weil dabei die Versorgungsaufgabe von Gasnetzbetreibern, die – wie sie –

jeweils in bedeutendem Umfang sowohl Aufgaben der örtlichen Verteilung als auch Aufgaben des regionalen Gastransports übernehmen (Gasnetzbetreiber mit sog. kombinierter Versorgungsaufgabe), unzureichend abgebildet worden sei. Die Auswahl der für die Durchführung des Effizienzvergleichs herangezogenen Vergleichsparameter verletze die gesetzlichen Vorgaben aus § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG und § 13 Abs. 3 S. 6 und 8 ARegV, da die Anforderungen an die Berücksichtigung objektiver struktureller Unterschiede, wie der Besonderheiten, die sich aus einer kombinierten Versorgungsaufgabe ergeben – insbesondere die Errichtung und der Betrieb umfangreicher Betriebsmittel auf allen Verteilernetzebenen –, nicht erfüllt seien. So müssten die verwendeten Vergleichsparameter die Versorgungsaufgabe der beteiligten Netzbetreiber „vollständig“ und „nicht nur bezogen auf einzelne Netzebenen“ abbilden und folglich auch geeignet sein, die Kombination mehrerer Netzebenen in der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers „möglichst weitgehend“ zu beschreiben. Die Auswahl der Strukturparameter müsse in der Weise erfolgen, dass solche objektiven strukturellen Unterschiede im Effizienzvergleich nicht als „Ineffizienzen“ gemessen werden. Von einer unzureichenden strukturellen Vergleichbarkeit im Sinne des § 13 Abs. 3 S. 8 ARegV sei jedenfalls dann auszugehen, wenn Netzbetreiber aufgrund der vorherrschenden Unterschiede in ihren von den Netzkunden bestimmten Versorgungsaufgaben und den hierfür vorgehaltenen Netzstrukturen bei der Effizienzwertbestimmung benachteiligt würden. Eine solche systematische Benachteiligung der Netzbetreiber mit einer kombinierten Versorgungsaufgabe sei nach dem von ihr eingeholten Gutachten „Gasnetzbetreiber mit kombinierter Versorgungsaufgabe“ der P. v. (Anl. Bf3) festzustellen, weil die von der Bundesnetzagentur im Effizienzvergleich verwendeten fünf Vergleichsparameter lediglich die „spezialisierten“ Versorgungsaufgaben von Netzbetreibern mit reiner bzw. weit überwiegender Transportaufgabe (regionale Transportnetzbetreiber) und von Netzbetreibern mit reiner oder weit überwiegender örtlicher Verteileraufgabe (örtliche Verteilernetzbetreiber) hinreichend abbildeten:

Die Entscheidung der Gutachter der Bundesnetzagentur für eine sog. **Translog-Funktion** als funktionale Form und gegen eine lineare Normierung führe methodenimmanent zu einer Beschränkung auf nur wenige Vergleichsparameter. Sodann habe die Bundesnetzagentur die in der SFA-Methode identifizierten Vergleichsparameter auch für die Bestimmung der DEA-Effizienzwerte angewendet, was zu einer „Marginalisierung“ der DEA-Methode geführt habe, da – anders als in der zweiten Regulierungsperiode – lediglich 33 der 183 am Effizienzvergleich beteiligten

Gasnetzbetreiber ihren bestabgerechneten Effizienzwert aus der DEA-Methode erhalten hätten. Die verwendeten Vergleichsparameter seien nicht geeignet, die Aufgabe der kombinierten Versorger abzubilden. Der Parameter „Ausspeisepunkte HD >5 bar“ sei bereits per definitionem nur zur Beschreibung von Transport-, nicht aber von örtlichen Verteileraufgaben geeignet. Der Verbleib von sechs ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreibern in den DEA-Berechnungen habe für die Parameter „Rohrvolumen“ und „Jahreshöchstlast“ zu einer ganz erheblichen Verschärfung der Effizienzmaßstäbe im Vergleich zur 2. Regulierungsperiode geführt. Hinsichtlich des Parameters „zeitgleiche Jahreshöchstlast“ hätte ein Netzbetreiber von 2010 bis 2015 seine Kosten um 4/5 verringern müssen, um weiterhin einen Effizienzwert von 100 % zu erreichen, für den Parameter „Rohrvolumen“ hätte er sie in diesem Zeitraum jedenfalls halbieren müssen. Die ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreiber bestimmten ganz maßgeblich die Effizienzgrenze bei diesen beiden Parametern; dies gelte ebenso für den Parameter „Ausspeisepunkte HD > 5 bar“. Dies führe im Ergebnis dazu, dass insbesondere Netzbetreibern mit einer kombinierten Versorgungsaufgabe – unabhängig von ihren individuellen Kosten und ihrer realen Effizienz – bereits aus rein strukturellen Gründen, nämlich auf Grund der gleichzeitigen Erfüllung der örtlichen Verteileraufgabe, die Möglichkeit genommen sei, über diese Parameter einen sachgerechten Effizienzwert zu erlangen. Auch die verbleibenden zwei Vergleichsparameter „Messstellen“ und „mit Bodenklassen gewichtete Leitungslängen“ seien zur Abbildung kombinierter Versorgungsaufgaben ungeeignet, da sie strukturell durch örtliche Verteilernetzbetreiber „besetzt“ würden. In der SFA komme hinzu, dass diese so ausgestaltet sei, dass die Effizienzgrenze nicht von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet werde, vielmehr bleibe die Differenz (3,03 %) zwischen dem besten Effizienzwert eines Unternehmens in der angewandten SFA-Methode von 96,97% und 100% „unausgeschöpft“ („gläserner Deckel“).

Die Bundesnetzagentur habe ihr zur Verfügung stehende Mittel zur Vermeidung der aufgezeigten systematischen Benachteiligung von Netzbetreibern mit kombinierter Versorgungsaufgabe – wie etwa Effizienzvergleiche für unterschiedliche Gruppen von Verteilernetzbetreibern, Auswahl unterschiedlicher Parameter für die DEA und SFA – rechtsfehlerhaft nicht in Erwägung gezogen. Das von ihr angewandte Vorgehen bei der Prüfung, ob Netzbetreiber mit kombinierter Versorgungsaufgabe im Effizienzvergleich benachteiligt werden, genüge nicht den Anforderungen an eine sachangemessene Plausibilisierung, zu der sie sich nach den im Beschluss des

Bundesgerichtshofs vom 26.01.2021, EnVR 7/20, aufgestellten Maßstäben hätte veranlasst sehen müssen. Die Ergebnisse der Signifikanzprüfung der Bundesnetzagentur seien nicht belastbar, denn die Vorgehensweise der Gutachter führe aufgrund einer fehlerhaften Abgrenzung der Gruppe der Netzbetreiber mit kombinierter Versorgungsaufgabe zu fehlerhaften Ergebnissen. Eine Bestimmung der Gruppe der Netzbetreiber mit kombinierter Versorgungsaufgabe sei nicht anhand der Kenngrößen „Verhältnis GDR/GDRM-Anlagen zu Ausspeisepunkten“ und „Anteil der Leitungslänge > 16 bar an der Gesamtleitungslänge“ möglich, weil sich in der hiermit abgegrenzten Gruppe auch Betreiber regionaler Transportnetze (ehemalige regionale Fernleitungsnetzbetreiber) befänden. Die Gruppe der Netzbetreiber mit kombinierter Versorgungsaufgabe könne vielmehr anhand der Parameter-Kombination „Anzahl Messstellen (mehr als 10.000 Stück)“, „Ausspeisepunkte >16 bar (mehr als 1 Stück)“ und „Leitungslänge > 16 bar (mehr als 200 km)“ eindeutig und objektiv von den Gruppen der regionalen Transportnetzbetreiber und der örtlichen Verteilernetzbetreiber abgegrenzt werden. Die von der Bundesnetzagentur behauptete Umgruppierung von Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet aus der Gruppe 2 in die Gruppe 1 könne methodisch nicht überzeugen, vielmehr wäre eine eigene Vergleichsgruppe zu bilden gewesen und die drei Gruppen wären in der Second-Stage-Analyse daraufhin zu untersuchen gewesen, ob eine statistisch signifikante Benachteiligung von Netzbetreibern mit kombinierter Versorgungsaufgabe festzustellen ist. So ergebe sich etwa mit dem Kruskal-Wallis-Test sowohl für die von den Gutachtern der Bundesnetzagentur eng als auch die weit abgegrenzte Gruppe „kombinierter Versorger“ jeweils eine statistisch signifikante Benachteiligung. Die Gutachter von P. hätten zudem eine Kontrollrechnung vorgenommen, bei der ihr – der Betroffenen – Netz in die beiden Versorgungsaufgaben aufgeteilt worden sei, und dabei festgestellt, dass sie bessere SFA-Werte für die Teilnetze (jeweils rund 95 %) im Vergleich zum Gesamtnetz erhalten würde. Auch die DEA-Ergebnisse für beide Teilnetze fielen höher aus, beim Transportnetz resultiere sogar eine Effizienz von 100 % in der DEA.

Weiterhin macht die Betroffene geltend, die Bundesnetzagentur habe das Ausgangsniveau rechtsfehlerhaft ermittelt. Sie sei bei ihrer Einschätzung, es handle sich bei den im Jahr 2015 angefallenen Aufwendungen für Rechts- und Beratungskosten der Höhe nach um eine Besonderheit des Geschäftsjahres, von einer unzutreffenden Tatsachengrundlage ausgegangen, denn sie habe für die Jahre 2011 bis 2013 unzutreffende Werte herangezogen, die ausschließlich die Aufwendungen für

Rechts- und Beratungskosten der O. widerspiegeln und nicht mit den „konsolidierten“ Werten der Jahre 2014 und 2015 der beiden verschmolzenen ehemaligen Netzgesellschaften vergleichbar seien. Nach einer Konsolidierung der Werte der O. und der T. für die Jahre 2011 bis 2013 ergebe sich ein Mittelwert in Höhe von ... €, der in etwa auf dem Niveau des Basisjahres liege. Mit Ausnahme des Jahres 2018 hätten auch die in den Nach-Basisjahren bei ihr angefallenen Kosten in dieser Position durchweg deutlich über dem Basisjahrwert gelegen, was ebenfalls die Nachhaltigkeit des im Basisjahr angefallenen Kostenniveaus bestätige. Bei den im Basisjahr angefallenen Aufwendungen für die Bereitstellung von Gasspürgeräten für örtliche Feuerwehren in ihrem Netzgebiet habe die Bundesnetzagentur offenbar lediglich die formale Zuordnung dieser Kosten zur BAB-Position „Sponsoring, Werbung und Spenden“ zum Anlass für die Kürzung genommen. Entgegen der lediglich pauschal und ohne Bezug zum konkreten Sachverhalt gehaltenen Begründung der Bundesnetzagentur handele es sich um betriebsnotwendige Aufwendungen im Sinne des § 6 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 4 Abs. 1 GasNEV und § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG, denn mit der Überlassung von Gasspürgeräten solle die Effektivität der Feuerwehren bei Unfällen mit einem Austreten von Gas in ihrem Netzgebiet erhöht werden. Ursprünglich hat die Betroffene ferner geltend gemacht, für eine Kürzung der im Basisjahr angefallenen Aufwendungen für kalkulatorische Buchverluste um ... € biete § 6 Abs.1, Abs. 2 S. 1 ARegV keinen Raum, denn sie beruhten nicht auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres. Die Bundesnetzagentur habe übersehen, dass neben Anlagen, die im Basisjahr 2015 abgegangen seien, auch Anlagen, deren Abgänge vor dem Basisjahr und vor Ablauf ihrer kalkulatorischen Nutzungsdauer erfolgt seien, bei der Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten für die Erlösobergrenzen der 3. Regulierungsperiode unberücksichtigt blieben. Die Kürzung der im Basisjahr entstandenen Buchverluste auf 1/5 führe deshalb dazu, dass kein für die 3. Regulierungsperiode repräsentativer Wert für die Erlösobergrenzen angesetzt werde, weil die kalkulatorische Restnutzungsdauer von vorzeitig in den Jahren 2012 bis 2014 abgegangenen Anlagen regelmäßig erst in oder nach der 3. Regulierungsperiode ende. Hätte die Bundesnetzagentur die kalkulatorischen Buchverluste, die ihr bzw. ihren Vorgängergesellschaften in den Jahren 2012 bis 2014 durch vorzeitige Anlagenabgänge entstanden seien, in die Prüfung einbezogen, hätte sie festgestellt, dass diese im Durchschnitt ... € betragen und damit eine ähnliche Höhe aufweisen, wie die im Basisjahr angefallenen kalkulatorischen Buchverluste in Höhe von insgesamt ... €. Hilfsweise sei zu rügen, dass die Bundesnetzagentur für das Jahr 2015 in Höhe von insgesamt ... € ausgewiesene Buchgewinne in vollem Umfang als kostenmindernde Erlöse bei der Netzkostenermittlung zu Grunde gelegt habe. Insoweit

müsse für Aufwands- und Erlöspositionen, die in unmittelbarem Sachzusammenhang stehen, ein einheitlicher sachlicher Prüfungsmaßstab angelegt werden, so dass auch die Buchgewinne um 80 % hätten gekürzt werden müssen. Schließlich habe die Bundesnetzagentur angesichts der im Basisjahr außergewöhnlich niedrigen Aufwendungen aus Forderungsausfällen in analoger Anwendung des § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV repräsentative Forderungsausfälle in Höhe von insgesamt ... € bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus ansetzen müssen. Dies entspreche dem Mittelwert aus den Aufwendungen für Einzelwertberichtigungen, Pauschalwertberichtigungen und Abschreibungen aus Forderungen aus den Jahren 2012 bis 2015. § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV weise eine planwidrige Regelungslücke für Sachverhalte auf, bei welchen Kosten des Basisjahres im Vergleich zu den Vorjahren besonders niedrig ausgefallen seien und somit kein adäquates Niveau für das Ausgangsniveau zur Ermittlung der Erlösobergrenzen darstellten. Sowohl bei außergewöhnlich niedrigen als auch außergewöhnlich hohen Kosten handele es sich um einen ausschließlich im Basisjahr auftretenden Einmaleffekt, dessen Einbeziehung in die Kostenprüfung in beiden Fällen zur Folge hätte, dass die Kosten des Netzbetriebs bzw. das Ausgangsniveau nicht repräsentativ abgebildet würden. Die Bundesnetzagentur hätte die Entwicklung der genannten Kostenpositionen im Zeitverlauf der Jahre 2012 bis 2015 auch deshalb in den Blick nehmen müssen, weil nach ihrer Regulierungspraxis Forderungsausfälle der Jahre bis einschließlich 2011 noch über den Saldo des Regulierungskontos erlöswirksam bei der Festlegung der Erlösobergrenzen berücksichtigt worden seien.

Ursprünglich hatte die Betroffene noch gerügt, die Bundesnetzagentur habe die bei der Ermittlung des Kapitalkostenabzugs nach §§ 6 Abs. 3 und 34 Abs. 5 S. 1 ARegV a.F. zu beachtenden Vorgaben unzutreffend angewendet. Mit Blick auf zwischenzeitlich hierzu ergangene Entscheidungen des Bundesgerichtshofs hat sie erklärt, sie sehe von einer Weiterverfolgung dieser Punkte ab.

In der mündlichen Verhandlung vom 30.03.2023 hat die Betroffene zudem erklärt, die Beschwerde werde wegen der Beschwerdepunkte C. II. 3. (Kürzung der Buchverluste aus vorzeitigem Abgang der Anlagegüter) und C. II. 5. (Ansatz von Forderungsausfällen – mit Ausnahme des Ansatzes von Negativwerten in Höhe von ... € für Aufwendungen aus Einzelwertberichtigungen) nicht weiterverfolgt.

Die Betroffene beantragt,

den Beschluss der Bundesnetzagentur vom 04.03.2020, BK 9-16/8186, aufzuheben und die Bundesnetzagentur zu verpflichten, die Erlösobergrenzen der dritten Regulierungsperiode (Jahre 2018 - 2022) für ihr Gasverteilernetz unter Berücksichtigung der Rechtsauffassung des Gerichts neu zu bestimmen.

Die Bundesnetzagentur beantragt,

die Beschwerde zurückzuweisen.

Sie verteidigt die angegriffene Festlegung unter Wiederholung und Vertiefung der maßgeblichen Gründe.

Beim Effizienzvergleich finde eine Unterscheidung nach Netzbetreibertypen nicht statt. Entgegen der Ansicht der Betroffenen gebe es nicht die Kategorie der „Netzbetreiber mit kombinierter Versorgungsaufgabe“, da sich eine solche Gruppe nach objektiven Kriterien nicht absolut trennscharf ermitteln lasse. Das von ihr – der Bundesnetzagentur – eingeholte Gutachten sei unabhängig davon zu dem Ergebnis gekommen, dass es keinen Hinweis darauf gebe, dass sogenannte „kombinierte Versorger“ durch die verwendeten Parameter des Effizienzvergleichsmodells eine systematische Benachteiligung erfahren. Dass weniger Netzbetreiber ihren bestabgerechneten Effizienzwert aus der DEA erhielten, sei methodenimmanent, weil in der DEA der gesamte Abstand zur Effizienzgrenze als Ineffizienz gewertet werde, während der Abstand in der SFA in Ineffizienz und „Zufall“ unterteilt werde. Dies sage allerdings nichts darüber aus, ob das Effizienzvergleichsmodell sachgerecht sei. Einem Modell Parameter hinzuzufügen, sei sachgerecht, soweit es der Abdeckung aller relevanten Vergleichsdimensionen diene, ab einem bestimmten Punkt sei es jedoch fraglich, ob das Hinzufügen weiterer Parameter sinnvoll sei und die Modellgüte erhöhe. Entscheidend sei in der Situation die Kombination aus ingenieurwissenschaftlichen Analysen und der statistischen Kostentreiberanalyse, denn statistisch verschlechterten sich die Modelleigenschaften, wenn zu viele Parameter hinzugefügt würden. Dies münde in einer Überspezifizierung, das Modell verliere auch an Aussage- bzw. Diskriminierungskraft. Sie habe umfangreiche Analysen durchgeführt, um Ungleichbehandlungen bestimmter Netzbetreibergruppen auszuschließen, etwa durch die Betrachtung des Verhältnisses von Messstellen zu Ausspeisepunkten (Abgrenzung städtischer und ländlicher Netzbetreiber). Hierbei hätten die

Bewertungen im Rahmen der Second-Stage-Analyse gezeigt, dass eine Erweiterung des Modells nicht sachgerecht gewesen wäre, wobei nicht nur rein ökonomische Überlegungen, sondern auch eine regulierungssystematische Abwägung Teil der Bewertung gewesen sei. Dass sich die ermittelten Effizienzwerte einzelner Netzbetreiber von der einen zur anderen Regulierungsperiode veränderten, sei weder außergewöhnlich, noch sei es ein Beleg für eine vermeintliche Benachteiligung. Die Betroffene verkenne, dass bereits in der Kostentreibervorauswahl sichergestellt worden sei, dass die Versorgungsaufgabe aller am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber adäquat abgebildet werde. In dem von ihr in Auftrag gegebenen Gutachten sei zahlenmäßig dargelegt, warum die sogenannten „kombinierten Versorger“ nicht benachteiligt werden. Bei der Analyse seien die „Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet“ automatisch der Restgruppe zugeordnet worden, weil sie per Definition keine „kombinierten Versorger“ sein könnten. Das bedeute, dass sich in den Tabellen 83 und 84 auf Seite 262 sowie in den Tabellen 85 und 86 auf Seite 264 des Gutachtens keine „Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet“ in der jeweiligen Gruppe 2 (vermeintliche Netzbetreiber mit kombinierter Versorgungsaufgabe) fänden, diese seien immer der Gruppe 1 zugeordnet worden (Anl. BG4 und BG5 zum Schriftsatz vom 28.03.2023). Die Berechnung höherer Effizienzwerte bei einer simulierten Aufteilung des Netzes der Betroffenen in zwei Teilnetze sei hochgradig beliebig. Über das „Wie“ der Aufteilung der Netze und der Parameter verliere sie kein Wort, auch sei die Aufteilung der Aufwandsparameter (Kosten) völlig unklar.

Die Einwände der Betroffenen gegen die Ermittlung des Ausgangsniveaus griffen nicht durch. Die für das Basisjahr 2015 geltend gemachten Rechts- und Beratungskosten beruhten in ihrer Höhe auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres. Durch die Fusion von T. und O. hätten Synergieeffekte realisiert werden können, was sich auch in einem Rückgang der Rechts- und Beratungskosten im Jahr 2014 gezeigt habe. Soweit nicht andere Umstände vorgetragen würden, könne davon ausgegangen werden, dass sich dieser Effekt auch auf die Höhe der Rechts- und Beratungskosten des Jahres 2015 auswirke. Der unter Berücksichtigung der konsolidierten Werte für die Jahre 2011 bis 2013 errechnete Mittelwert sei ohne Belang, denn die (hohen) konsolidierten Kosten dürften im Zusammenhang mit der Fusionierung von O. und T. entstanden sein, die im Jahr 2014 abgeschlossen gewesen sei, und seien damit nicht repräsentativ. Eine rechnerisch dauerhafte Belastung der Netznutzer mit den Rechts- und Beratungskosten der Fusion sei nicht angemessen und nicht mit einer effizienten Betriebsführung vereinbar. Die mit der Überlassung von Gasspürgeräten für die örtliche Feuerwehr verbundenen Aufwendungen in Höhe von ... €

seien nicht notwendig für den Netzbetrieb. Es handele sich um eine freiwillige Leistung ohne vertraglich vereinbarte Gegenleistung, also ein Geschenk bzw. eine Spende der Betroffenen. Ein Bezug zum Netzbetrieb der Betroffenen und damit eine Anerkennungsfähigkeit der Kosten sei zu verneinen, denn die Gasspürgeräte befänden sich nicht in der Verfügungsgewalt des Netzbetreibers. Sie seien folglich nicht Bestandteil des Gasnetzbetriebs, über den Einsatz entscheide allein die Feuerwehr, nicht der Netzbetreiber. Aus dem vorzeitigen Abgang von Anlagegütern resultierende Buchverluste seien nicht anererkennungsfähig, weil davon auszugehen sei, dass ein Gut spätestens zum Zeitpunkt seines Abgangs nicht mehr betriebsnotwendig sei. Hierfür existierten innerhalb des regulatorischen Systems und des Rechnungswesens Kompensationsmöglichkeiten; hinsichtlich nicht kompensierter Buchverluste sei grundsätzlich davon auszugehen, dass diese nicht dem Effizienzgebot genügen. Gleichwohl habe sie ein Fünftel der geltend gemachten kalkulatorischen Buchverluste zu Gunsten der Betroffenen berücksichtigt, um mögliche, regulatorisch nicht in Gänze aufgefangene Verluste im Laufe der 3. Regulierungsperiode auszugleichen. Bei ihrer Forderung einer symmetrischen Behandlung kalkulatorischer Buchgewinne lasse die Betroffene die Bedeutung von Anlagenabgängen im Rahmen der kalkulatorischen Systematik gemäß § 6 GasNEV außer Acht. Aus der von der Betroffenen herangezogenen Entscheidung des 3. Kartellsenats des Oberlandesgerichts Düsseldorf vom 11.11.2015 (VI-3 Kart 117/14) ergebe sich nicht, dass Sachverhalte, die grundsätzlich zu den Netzkosten gehörten, symmetrisch berücksichtigt werden müssten. Schließlich komme eine Berücksichtigung höherer als der für das Basisjahr geltend gemachten Aufwendungen aus Forderungsausfällen nicht in Betracht, denn für die aufwandsgleichen Kostenpositionen bildeten die in der Gewinn- und Verlustrechnung des Netzbetreibers enthaltenen aufwandsgleichen Kosten des Basisjahres – hier das Jahr 2015 – generell die Obergrenze der anererkennungsfähigen Kosten. Die Anerkennung von über den aufwandsgleichen Kosten des Basisjahres liegenden Kosten käme einer nicht verordnungskonformen Plankostenanerkennung gleich. Da die Betroffene die Herkunft des für Abschreibungen auf Forderungen geltend gemachten Betrages weder erläutert noch nachgewiesen habe, sei sie davon ausgegangen, dass es sich nicht um Abschreibungen auf uneinbringliche Forderungen handele.

Mit nachgelassenem Schriftsatz vom 14.04.2023 macht die Betroffene (erneut) geltend, die von der Bundesnetzagentur vorgenommene Abgrenzung sei bereits nicht geeignet, die Heterogenität der Versorgungsaufgabe – konkret die kombinierte Versorgungsaufgabe – zutreffend zu erfassen, denn von den von ihr nach der weiten

Definition identifizierten insgesamt 29 Netzbetreibern erfüllten bei einer Betrachtung anhand der relevanten Strukturparameter 17 eindeutig keine kombinierte Versorgungsaufgabe, sondern betrieben lokal begrenzte, städtische Verteilernetze, in denen lediglich einzelne Leitungen mit Hochdruck über 16 bar betrieben würden. So betrage beispielsweise die Gesamtlänge der Leitungen mit mehr als 16 bar bei der in der mündlichen Verhandlung angesprochenen R. KG lediglich 30 km, womit eine Versorgung von Umlandgemeinden in dem Umfang, wie es sich aus der im Internet verfügbaren Netzgebietskarte ergebe, rein tatsächlich gar nicht möglich wäre. Da es keine „etablierte“ Abgrenzungsmethode für Netzbetreiber mit einer kombinierten Versorgungsaufgabe gebe, sei es ihre vornehmliche Aufgabe, gemeinsam mit der Gerichtsbarkeit und der Branche ein allgemeines Verständnis und damit eine Etablierung von Abgrenzungskriterien zu entwickeln. Mit den im von ihr beigebrachten Parteigutachten herangezogenen Parametern seien objektive Abgrenzungskriterien vorhanden, die geeignet seien, die heterogene Versorgungsaufgabe zu beschreiben und zu einer sachgerechten Abgrenzung zu führen. Sie führten für die dritte und vierte Regulierungsperiode zu stabilen Ergebnissen, weil identische Unternehmen als Netzbetreiber mit kombinierter Versorgungsaufgabe identifiziert würden. Demgegenüber reagierten die von der Beschwerdegegnerin herangezogenen Kriterien offenbar äußerst sensitiv auf bereits kleinere Veränderungen der betreffenden Strukturparameter als Verhältniskennzahl, so dass mit den Strukturparametern der vierten Regulierungsperiode entweder die Hälfte („enge Fassung“) oder sogar noch mehr als die Hälfte (ca. 57 % - „weite Fassung“) abweichende Unternehmen als (vermeintliche) Netzbetreiber mit kombinierter Versorgungsaufgabe erfasst würden, als in der dritten Regulierungsperiode, was sich nicht mit tatsächlich veränderten Versorgungsaufgaben erklären lasse.

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 form- und fristgerecht eingelegte und begründete Beschwerde ist als Verpflichtungsbeschwerde in Form der Bescheidungsbeschwerde entsprechend § 113 Abs. 5 S. 2 VwGO zulässig, §§ 75 Abs. 1, 78 Abs. 1, 3, 83 Abs. 4 EnWG (vgl. BeckOK EnWG/van Rossum, 6. Ed. 1.03.2023, § 83 Rn. 30.1).

In der Sache führt die Beschwerde aus den in der mündlichen Verhandlung eingehend erörterten Gründen zur Aufhebung der angefochtenen Entscheidung und zur Verpflichtung der Bundesnetzagentur, die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Betroffenen für den Zeitraum vom 01.01.2018 bis zum 31.12.2022 (dritte Regulierungsperiode Gas) unter Berücksichtigung der Rechtsauffassung des Gerichts neu festzulegen. Die Bundesnetzagentur hat bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus zu Unrecht die für das Basisjahr geltend gemachten betrieblichen Aufwendungen der Betroffenen für Rechts- und Beratungskosten um ... € mit der Begründung gekürzt, diese Aufwendungen beruhten der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres (§ 6 Abs. 2 S. 1 ARegV). Die weiteren Rügen gegen die Ermittlung des Ausgangsniveaus, soweit die Beschwerde noch weiterverfolgt wird, bleiben dagegen ebenso ohne Erfolg, wie die gegen den Effizienzvergleich und die dabei für die Betroffene ermittelten Effizienzwerte gerichteten Rügen.

A.

Ohne Erfolg macht die Betroffene geltend, die Durchführung des Effizienzvergleichs sei rechtsfehlerhaft erfolgt, weil die Anforderungen an die Berücksichtigung objektiver struktureller Unterschiede nicht erfüllt seien und daher Besonderheiten, die sich – wie bei ihr – aus einer kombinierten Versorgungsaufgabe ergäben, unzureichend berücksichtigt würden.

Der gesetzliche Rahmen für den Effizienzvergleich wird durch § 21a Abs. 5 S. 1, 4 und 5 EnWG vorgegeben. Danach werden die Effizienzvorgaben durch Bestimmung unternehmensindividueller oder gruppenspezifischer Effizienzziele auf Grundlage eines Effizienzvergleichs bestimmt, bei dem die Regulierungsbehörde die bestehenden unternehmensindividuellen Effizienzen, objektive strukturelle Unterschiede, die inflationsbereinigte gesamtwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung sowie die Versorgungsqualität berücksichtigen muss. Darüber hinaus muss den Netzbetreibern möglich und zumutbar sein, die Effizienzvorgaben zu erreichen und zu übertreffen, und die Methode zur Ermittlung von Effizienzvorgaben muss so gestaltet sein, dass eine geringfügige Änderung einzelner Parameter nicht zu einer überproportionalen Änderung der Effizienzvorgaben führt. Der Effizienzvergleich wird dabei als relativer Effizienzvergleich durchgeführt, das heißt, dass für jedes Unternehmen eine Gegenüberstellung seiner Kosten mit den Strukturdaten des jeweiligen Netzgebietes erfolgt. Als effizientes Unternehmen wird dabei das Unternehmen identifiziert, das die gleichwertige Versorgungsaufgabe mit den geringsten Kosten erbringen kann (BeckOK EnWG/Grüner, a.a.O., § 21a Rn. 66; Kment EnWG/Albrecht/Herrmann, 2. Aufl. 2019, § 21a Rn. 105). Der Gesetzgeber gibt an

verschiedenen Stellen in § 21a EnWG vor, dass objektiv strukturelle Unterschiede zwischen Netzbetreibern zu berücksichtigen sind. Es geht dem Gesetzgeber dabei darum, dass eine tatsächliche Vergleichbarkeit der Netzbetreiber hergestellt wird und nicht Netzbetreiber miteinander verglichen werden, die nicht miteinander verglichen werden können. Objektive strukturelle Merkmale sind dabei nur solche, die auf exogenen Faktoren beruhen und die Kosten des Netzbetriebs unabhängig von dem Verhalten des konkreten Netzbetreibers beeinflussen (Holznagel/Schütz/Schütz/Schreiber, ARegR, 2. Aufl. 2019, § 21a EnWG Rn. 187; Berl-KommEnR/Menzenbach, 4. Aufl. 2019, § 21a EnWG Rn. 198 f.; BeckOK EnWG/Grüner, a.a.O. Rn. 70). Die Anreizregulierungsverordnung trägt der Anforderung, objektive strukturelle Unterschiede zu berücksichtigen, unter anderem dadurch Rechnung, dass sie in § 12 und § 22 ARegV jeweils gesonderte Regelungen über den Effizienzvergleich für Betreiber von Verteilernetzen und für Betreiber von Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzen enthält. 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. Bestehen objektive strukturelle Unterschiede, ist ein gesonderter Effizienzvergleich für bestimmte Arten von Netzen aber nur dann zwingend geboten, wenn solchen Besonderheiten nicht durch geeignete Ausgestaltung eines gemeinsamen Effizienzvergleichs angemessen Rechnung getragen werden kann (BGH, Urt. v. 09.07.2019 – EnVR 76/18, RdE 2019, 466 ff. Rn. 36 ff. – Effizienzvergleich; v. 12.06.2018 – EnVR 53/16, RdE 2018, 424 ff. Rn. 43 ff. – Stadtwerke Essen AG; Holznagel/Schütz/Schütz/Schreiber, a.a.O.)

Anhaltspunkte dafür, dass die Bundesnetzagentur den Besonderheiten verschiedener Arten von Verteilernetzen bei der Konzeption und Durchführung des Effizienzvergleichs nicht in jeder Hinsicht angemessen Rechnung getragen hat, ergeben sich auch unter Berücksichtigung des Beschwerdevorbringens der Betroffenen nicht.

1. 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 für den Effizienzvergleich sind trotz ihrer zum Teil hohen Regelungsdichte ausfüllungsbedürftig (vgl. bereits BGH, Beschl. v. 21.01.2014 - EnVR 12/12, RdE 2014, 276 ff. Rn. 22 – Stadtwerke Konstanz GmbH). Sie finden auch nach der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH, Urt. v. 02.09.2021 – C-718/18, RdE 2021, 534

ff. Rn. 112 ff.) als normativer Regulierungsrahmen weiterhin Anwendung (BGH, Beschl. v. 08.10.2019 – EnVR 58/18, Rn. 36 - Normativer Regulierungsrahmen; zuletzt: Beschl. v. 28.06.2022 – EnVR 10/20, RdE 2022, 477 ff. Rn. 14; v. 07.12.2021 – EnVR 6/21, juris Rn. 9 f. – Kapitalkostenabzug; v. 26.10.2021 – EnVR 17/20, RdE 2022, 119 ff. Rn. 15 - Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor II). Zur Ausfüllung dieser Vorgaben kommen unterschiedliche wissenschaftliche Methoden in Betracht, deren konkrete Auswahl der Verordnungsgeber der Regulierungsbehörde überlassen hat. 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, Beschl. v. 26.01.2021 - EnVR 7/20, RdE 2021, 256 ff. Rn. 19 - Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor; v. 03.03.2020 – EnVR 26/18, RdE 2020, 319 ff. Rn. 33 – Eigenkapitalzinssatz III). Dabei sind die genannten Regelungen – wie der Bundesgerichtshof vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs betont hat – 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. Das Unionsrecht fordert daher eine Auslegung der Anreizregulierungsverordnung dahin, dass dieser Unabhängigkeit so weit als möglich Geltung verschafft wird (vgl. BGH, Beschl. v. 07.12.2021 – EnVR 6/21, a.a.O. Rn. 10; v. 26.10.2021 – EnVR 17/20, a.a.O. Rn. 14).

Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs 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 Regulierungsbehörde stehen bei der Ausgestaltung des Effizienzvergleichs im Einzelnen erhebliche Spielräume zu, die hinsichtlich einiger Aspekte einem Beurteilungsspielraum, hinsichtlich anderer Aspekte einem Regulierungsermessen gleichkommen (BGH, Beschl. v. 12.06.2018 – EnVR 53/16, a.a.O. Rn. 55; Beschl. v. 21.01.2014, a.a.O. Rn. 21 ff.). 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 (Abwägungsfehleinschätzung) 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, Beschl. v. 21.01.2014, a.a.O. Rn. 27, 41; zur Bestimmung von Qualitätselementen Beschl. v. 22.07.2014 - EnVR 59/12, RdE 2014, 495 ff. Rn. 25 – Stromnetz Berlin GmbH und EnVR 58/12, juris Rn. 25; zum Eigenkapitalzinssatz Beschl. v. 09.07.2019 – EnVR 52/18, RdE 2019, 456 ff. Rn. 43 – Eigenkapitalzinssatz II; v. 03.03.2020 – EnVR 26/18, RdE 2020, 319 ff. Rn. 26 – Eigenkapitalzinssatz III; zum sog. XGen Beschl. v. 26.01.2021 - EnVR 7/20, a.a.O. Rn. 19; v. 26.10.2021 – EnVR 17/20, a.a.O. Rn. 16, sowie zuletzt zur Festlegung einer Referenzpreismethode zur Berechnung der Netzentgelte für Fernleitungsnetzbetreiber Beschl. v. 05.07.2022 - EnVR 77/20, RdE 2022, 527 ff. Rn. 34 ff. – REGENT).

Ein solcher Spielraum besteht auch hinsichtlich der Frage, durch welche methodische Vorgehensweise einzelnen strukturellen Besonderheiten Rechnung getragen wird. Die diesbezügliche Entscheidung der Bundesnetzagentur ist deshalb nur dann rechtsfehlerhaft, wenn objektiv gegebene Besonderheiten gänzlich unberücksichtigt geblieben sind, wenn ihre Bedeutung verkannt wurde oder wenn die Art und Weise, in der sie berücksichtigt wurden, nicht geeignet ist, um angemessene Ergebnisse zu erzielen (BGH, Beschl. v. 12.06.2018, a.a.O. Rn. 56). Eine von der Bundesnetzagentur bei der Wahl der Methode oder deren Anwendung getroffene Auswahlentscheidung ist dabei 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, Beschl. v. 05.07.2022 – EnVR 77/20, a.a.O. Rn. 38; v. 26.01.2021 - EnVR 7/20, a.a.O. Rn. 28; v. 03.03.2020 – EnVR 26/18, a.a.O. Rn. 33; v. 09.07.2019 – EnVR 52/18, a.a.O. Rn. 37; v. 27.01.2015 – EnVR 39/13, EnWZ 2015, 273 ff. Rn. 26 - Thyssengas GmbH). Nach Maßgabe dessen 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 S. 2 GG) vereinbar (vgl. BGH, Beschl. v. 26.01.2021, a.a.O.; v. 03.03.2020, a.a.O. Rn. 36 ff.; v. 21.01.2014 - EnVR 12/12, a.a.O. Rn. 40 f.). 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.

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

Der Effizienzvergleich und damit die Auswahl der Vergleichsparameter sind nicht zu beanstanden, wie der Senat bereits mit Beschlüssen vom 12.05.2022 (VI-5 Kart 2/21 [V], RdE 2022, 357 ff. Rn. 100 ff., VI-5 Kart 3/21 [V], BeckRS 2022, 10748 Rn. 98 ff. und VI-5 Kart 6/21 [V], BeckRS 2022, 10735 Rn. 94 ff.) sowie vom 22.12.2022 (VI-5 Kart 9/21 [V], VI-5 Kart 10/21 [V] und VI-5 Kart 11/21 [V], unveröffentl.) entschieden hat. Die von der Betroffenen vorgetragenen Einwendungen rechtfertigen keine abweichende Bewertung.

2.1. 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 ökonomischer 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 Regelungen bezüglich der im Effizienzvergleich nach § 12 ARegV zu berücksichtigenden Parameter. Während sich die Aufwandparameter nach § 13 Abs. 2 ARegV auf die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten beziehen, enthält § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV für die Vergleichsparameter (Strukturdaten) eine Aufzählung, die nicht abschließend ist. Überdies beinhalten § 13 Abs. 3 S. 1 bis 3 ARegV methodische Vorgaben für die Kostentreiberanalyse. Danach sollen durch die Vergleichsparameter die Versorgungsaufgabe und die Gebietseigenschaften, 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 S. 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, Beschl. v. 09.10.2012 – EnVR 88/10, RdE 2013, 22 ff. Rn. 40 ff. – SWM Infrastruktur GmbH; v. 21.01.2014 - EnVR 12/12, a.a.O. Rn. 43 ff.). Nach der internationalen Regulierungspraxis sowie den Gutachten und Berichten, die als Grundlage der ARegV dienen, sollen die Daten überdies möglichst vorhanden bzw. mit vertretbarem Aufwand zu beschaffen bzw. zu erheben sein (vgl. BerlKommEnR/Breßlein, a.a.O., § 13 ARegV Rn. 6).

Nach § 13 Abs. 3 S. 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, wonach die Bun-

desnetzagentur im Effizienzvergleich die Anzahl der Anschlusspunkte bzw. Ausspisepunkte, die versorgte Fläche, die Leitungslänge sowie die zeitgleiche Jahreshöchstlast zwingend zu verwenden hatte. Dieser Zwang sollte durch die Verordnungsänderung entfallen, was den Ermessensspielraum der Regulierungsbehörde bei der Parameterauswahl erhöht.

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 (Holznagel/Schütz/Albrecht/Mallossek/Petermann, a.a.O., § 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. BerIKommEnR/Breßlein, a.a.O. Rn. 14 f.; Holznagel/Schütz/Albrecht/Mallossek/Petermann, a.a.O. 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 S. 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 S. 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. BerIKommEnR/Breßlein, a.a.O.; Holznagel/Schütz/Albrecht/Mallossek/Petermann, a.a.O.).

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 (Senat, a.a.O.; vgl. bereits zu § 13 Abs. 4 S. 1 ARegV a.F. BGH, Beschl. v. 21.01.2014 – EnVR 12/12, a.a.O. Rn. 44; zum Effizienzvergleich Strom für die dritte Regulierungsperiode OLG Schleswig, Beschl. v. 01.02.2021 – 53 Kart 21/19, juris Rn. 70). Dieser erstreckt sich auch auf die Frage, in welcher Form der

Soll-Vorschrift des § 13 Abs. 3 S. 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, 39). Insoweit obliegt es der Bundesnetzagentur, mögliche Zielkonflikte abwägend zu lösen bzw. zu entschärfen (so auch OLG Schleswig, a.a.O. Rn. 84). 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. Senat, Beschl. v. 12.05.2022 – VI-5 Kart. 6/21 [V], a.a.O. Rn. 107; OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschl. 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, a.a.O. Rn. 45 f.).

Im Licht der 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 S. 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, a.a.O. Rn. 24 ff.; Senat, a.a.O. Rn. 108).

2.2. Nach diesem Maßstab ist die von der Bundesnetzagentur getroffene Auswahl der Vergleichsparameter nicht zu beanstanden. Der Einwand der Betroffenen, objektive strukturelle Unterschiede und die Heterogenität der Versorgungsaufgaben würden im Effizienzvergleich nicht hinreichend abgebildet, bleibt ohne Erfolg.

2.2.1. Wie sich aus dem Gutachten der sie beratenden Frontier Economics (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.

Zunächst wurde, wie in Abschn. 3.3., 3.4. und 5.1 des Gutachtens detailliert dargestellt ist, 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 S. 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 Abschn. 3.4.2, 5.2). Nach konzeptioneller Bewertung der möglichen Funktionen und empirischer Überprüfung erfolgte die Wahl der Translog-Funktion (Gutachten S. 76 ff., 81).

Im Rahmen der Kostentreiberanalyse wurde untersucht, welche Parameter-Kombination die Versorgungsaufgabe bestmöglich beschreibt (vgl. Gutachten Abschn. 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“ (RV_{tot}) (Ausdehnung des Versorgungsgebiets), „Jahreshöchstlast“ (JHL_{aus})

(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 Abschn. 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 Abschn. 5.3.2 u. 5.3.3; S. 95 ff., 105 ff.). Die Analyse ergab, dass lediglich durch Hinzufügen des Parameters „Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar“ eine (geringfügige) Verbesserung der Modellgüte erreicht wurde (97,8 %; Gutachten S. 96, 104).

Schließlich wurde überprüft, ob durch Hinzufügen der zuvor verworfenen Parameter die Modellgüte erhöht werden konnte (Gutachten Abschn. 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 a.a.O.).

Bei allen Schritten erfolgte die Parameterauswahl anhand der Kriterien „Ingenieurwissenschaftliche Einordnung“, „Signifikanz und Plausibilität“ sowie „Informationsgüte des Modells“ (vgl. Gutachten Abschn. 5.3 S. 82). Es handelt sich damit um eine ergebnisoffene Untersuchung, die unabhängig von den später anzuwendenden Effizienzvergleichsmethoden DEA und SFA durchgeführt wurde.

Abschließend hat das Beraterkonsortium neben den dargelegten ökonomischen Bewertungen überprüft, ob das gewählte Modell die in § 13 ARegV definierten Anforderungen erfüllt, und hierbei besonderes Augenmerk auf die strukturelle Vergleichbarkeit und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber gelegt (vgl. Gutachten Abschn. 5.4.4; S. 117 f.). Es ist zu dem Ergebnis gekommen, dass durch die im finalen Effizienzvergleichsmodell verwendeten Parameter die verschiedenen „Verteilnetztypen“ abgebildet werden. Der Anforderung, die Heterogenität der Aufgaben abzubilden, wird dabei durch die Verwendung mehrerer Vergleichsparameter, die für möglichst viele Netzbetreiber von Relevanz sind, Rechnung getragen. Soweit Netzbetreiber sich sehr deutlich vom Rest der Stichprobe unterscheiden und

damit einen unverhältnismäßig großen Einfluss auf die Effizienzgrenze für die übrigen Unternehmen aufweisen, sind diese im Rahmen der Ausreißeranalyse gem. Anlage 3 ARegV aus der Betrachtung ausgeschlossen worden.

2.2.2. Ohne Erfolg macht die Betroffene geltend, die bei der Verwendung einer Translog-Funktion methodenimmanente Beschränkung auf wenige – hier: fünf – Vergleichsparameter erschwere die angemessene Abbildung der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben; die verwendeten Vergleichsparameter seien lediglich dazu geeignet, „spezialisierte“ Versorgungsaufgaben, also entweder die Transport- oder die Verteileraufgabe abzubilden, während „kombinierte“ Versorgungsaufgaben im Effizienzvergleich nicht ausreichend abgebildet würden.

2.2.2.1. Durch die im finalen Effizienzvergleichsmodell verwendeten Vergleichsparameter werden nach den Feststellungen des Beraterkonsortiums die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben aller Verteilernetzbetreiber abgebildet. Dem Kriterium der Heterogenität wurde unter anderem durch die Definition der Prioritätenliste entlang verschiedener Versorgungsaufgaben Rechnung getragen. So wurde eine Liste der möglichen Vergleichsparameter auf Basis qualitativer und analytischer ingenieurwissenschaftlicher Expertise sowie ergänzender statistischer Analysen erstellt, Parameter wurden übergeordneten Kategorien der Leistungserbringung zugeordnet und es erfolgte eine Priorisierung der Parameter auf Basis ingenieurwissenschaftlicher Analysen hinsichtlich deren Eignung, die Unterschiede in der Versorgungsaufgabe optimal zu beschreiben (Gutachten S. 31/32; Abschn. 5.1.3). Zusätzlich wurden statistische Analysen auf Basis von Korrelationskoeffizienten und Durchschnittskostenmodellen (OLS-Regressionen mit Niveaugrößen) durchgeführt (Gutachten Abschn. 5.1.4; Annex E.2). Dabei wurden Parameter ausgeschlossen, die ausgehend von der ingenieurwissenschaftlichen Einschätzung und den Ergebnissen der statistischen Analyse als ungeeignet erscheinen, die Versorgungsaufgaben von Gasverteilernetzbetreibern hinreichend gut zu beschreiben.

Dass die Bundesnetzagentur für die SFA und die DEA eine gemeinsame Kostentreiberermittlung durchgeführt hat, ist entgegen der Auffassung der Betroffenen nicht zu beanstanden. Eine Differenzierung für die Kostentreiberanalyse, je nachdem, ob der Effizienzwert mithilfe der DEA oder der SFA ermittelt wird, ist weder im Gesetz noch in der ARegV vorgesehen. Nach den Vorgaben in § 13 Abs. 3 S. 1 ARegV sollen die im Effizienzvergleich herangezogenen Parameter „die Versorgungsaufgabe“ beschreiben. Durch das in § 12 Abs. 3 ARegV vorgegebene Verfahren der Best-of-four-Abrechnung soll gewährleistet werden, dass relevante Kostentreiber in

zwei sich ergänzenden Methoden eingesetzt werden. Eine separate Kostentreiberermittlung und/oder die Verwendung unterschiedlicher Vergleichsparameter wird durch die genannten Vorgaben zwar nicht explizit ausgeschlossen. Jedoch wurde sowohl in der ersten als auch zweiten Regulierungsperiode – ersichtlich unbeanstandet – bereits eine gleichartige Parametrierung im Rahmen eines einheitlichen Effizienzvergleichs angewendet. Auch für die dritte Regulierungsperiode hat sich die Bundesnetzagentur in nicht zu beanstandender Weise für eine einheitliche Kostentreiberermittlung unter Verwendung identischer Parameter für beide Methoden entschieden (so bereits Senat, a.a.O. Rn. 149 ff.). Ein Ermessensdefizit liegt insoweit entgegen der Rüge der Betroffenen nicht vor. Die Bundesnetzagentur hat vielmehr zu Recht darauf hingewiesen, dass sich bei Durchführung zweier unterschiedlicher Kostentreiberanalysen ein in sich widersprüchliches Ergebnis bei der Kostentreiberauswahl einstellen kann, was weder dem Stand der Wissenschaft noch § 13 Abs. 3 ARegV entspricht. Statt dessen wurde eine einheitliche Kostentreiberanalyse mit einer Auswahl von Vergleichsparametern durchgeführt, die gemäß § 13 Abs. 3 S. 2 ARegV die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs – einschließlich der Bestabrechnung zwischen den Methoden DEA und SFA – stützen (s. Beschluss S. 42 f.). Die Identifizierung relevanter Kostentreiber, die die Versorgungsaufgabe der Verteilernetzbetreiber bestmöglich beschreiben, erfolgte dabei unabhängig von den beiden Methoden zur Bestimmung der Effizienzwerte (Gutachten S. 73). Anhaltspunkte dafür, dass die von der Bundesnetzagentur gewählte Vorgehensweise ungeeignet oder ein anderes methodisches Vorgehen ihr so deutlich überlegen ist, dass die Heranziehung identischer Kostentreiber nicht mehr als mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar angesehen werden kann, sind weder ersichtlich noch aufgezeigt. Der allgemeine Einwand, durch die Verwendung derselben Parameter komme es zu einer „Marginalisierung“ der DEA-Methode, belegt dies nicht. Dass nur wenige (hier: 33) der 183 am Effizienzvergleich beteiligten Gasnetzbetreiber ihren bestabgerechneten Effizienzwert aus der DEA-Methode erhalten, ist methodenimmanent, da – anders als in der SFA – der gesamte Abstand zur Grenze als Ineffizienz gewertet wird. Dies sagt nichts darüber aus, ob das Modell sachgerecht ist. Das Beraterkonsortium hat im Übrigen nach Auswahl der letztlich verwendeten fünf Parameter getestet, ob sich durch die Hinzunahme eines zuvor verworfenen Parameters die Modellgüte weiter erhöht (Gutachten Annex E.3.1). Dies war jedoch nicht der Fall (Gutachten S. 110).

Das finale Effizienzvergleichsmodell (Gutachten Abschn. 5.4.1, Tab. 31) beschreibt alle Dimensionen der Versorgungsaufgabe eines Gasverteilernetzbetreibers. Durch

die Zuordnung der Vergleichsparameter zu den einzelnen Dimensionen der Versorgungsaufgabe wird gewährleistet, dass diese im Modell abgebildet sind. Besonderheiten von Netzbetreibern mit hohem regionalen Transportanteil werden insbesondere durch die Parameter „Jahreshöchstlast“ und „Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar“ erfasst, Besonderheiten sog. „Flächennetzbetreiber“, die Gas über weite Distanzen transportieren und in weniger dicht besiedelten Gebieten tätig sind, durch das Rohrvolumen (mit Querschnitt gewichtete Leitungslänge) und durch die Gewichtung der kostenerhöhenden Bodenklassen mit der Netzlänge, Besonderheiten von Netzbetreibern, die eher im verdichteten städtischen Raum tätig sind, durch die Parameter „Rohrvolumen“ und „Anzahl der Messstellen“ (Gutachten S. 117). Das Beraterkonsortium hat sich bei der Auswahl der Parameter daran orientiert, dass diese einen Vergleich zwischen den Netzbetreibern ermöglichen sollen, also für möglichst viele Netzbetreiber von Relevanz sind. Dass einzelne Vergleichsparameter gleichwohl nicht sowohl die Transport- als auch die Verteileraufgaben abbilden, ist entgegen der Auffassung der Betroffenen nicht zu beanstanden. Der Heterogenität der Aufgaben trägt vielmehr die Kombination von Vergleichsparametern Rechnung. Wäre ein einziger Parameter geeignet, sämtliche Versorgungsaufgaben abzubilden, könnte der Effizienzvergleich ohne Weiteres nur anhand dieses einen Parameters durchgeführt werden. Auch die ARegV, die in den ersten beiden Regulierungsperioden jeweils mehrere Pflichtparameter vorgegeben hat und ab der dritten Regulierungsperiode mehrere Beispielsparameter anführt, geht nicht davon aus, dass jeder einzelne Parameter die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben abbilden muss. Da aufgrund der Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen der Freiheitsgrad bei der Modellfindung höher ist, als in den vergangenen Regulierungsperioden, hat das Beraterkonsortium im Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode ein besonderes Augenmerk auf die Wahl der adäquaten funktionalen Abbildung des Zusammenhangs zwischen den Kosten und den Vergleichsparametern bzw. Kostentreibern zur Abbildung der Versorgungsaufgabe gelegt (Gutachten S. 21).

2.2.2.2. Eine systematische Benachteiligung sog. „kombinierter Versorger“, wie von der Betroffenen behauptet, lässt sich nicht feststellen.

Die Betroffene macht geltend, sie gehöre einer Gruppe von 19 Netzbetreibern mit kombinierter Versorgungsaufgabe an, die sowohl Transport- als auch örtliche Verteileraufgaben wahrnehmen und sich strukturell deutlich von der Gruppe der regionalen Transportnetzbetreiber und der Gruppe der örtlichen Verteilernetzbetreiber unterscheiden. Wie der Senat in seinen Beschlüssen vom 12.05.2022 ausgeführt

hat, fehlt es insoweit jedoch schon an einer klaren Definition der „Gruppe“ der Netzbetreiber, die sich für den kombinierten Betrieb verschiedener Netze entschieden haben, und damit einer objektiven Abgrenzbarkeit vom Rest der Stichprobe (vgl. Gutachten S. 259 f.). Dies steht der Feststellung einer „systematischen Benachteiligung“ dieser „Gruppe“ schon im Ansatz entgegen, was sich zu Lasten der insoweit nach allgemeinen Grundsätzen darlegungspflichtigen Betroffenen auswirkt (Senat, Beschlüsse v. 12.05.2022 – VI-5 Kart 6/21 [V], a.a.O. Rn. 128, 166; VI-5 Kart 3/21 [V], a.a.O. Rn. 132, 170; VI-5 Kart 2/21 [V], a.a.O. Rn. 127). Ungeachtet dessen ist das Beraterkonsortium der Frage nachgegangen, ob Netzbetreiber, die sowohl Aufgaben der Ortsversorgung als auch Gastransportaufgaben wahrnehmen, durch die im Modell berücksichtigten Parameter abgebildet werden. Es hat dabei keinen Hinweis darauf gefunden, dass sogenannte „kombinierte Versorger“ durch die verwendeten Parameter des Effizienzvergleichsmodells eine systematische Benachteiligung erfahren (Gutachten S. 266). Dagegen wendet sich die Betroffene ohne Erfolg. Ihre Rüge, das Vorgehen der Bundesnetzagentur sei wegen ungeeigneter Abgrenzungskriterien zur sachangemessenen Plausibilisierung des Effizienzvergleichsmodells nicht geeignet, geht ins Leere.

2.2.2.2.1. Da die Bundesnetzagentur – wie bereits ausgeführt – sich mit schlüssigen Erwägungen für ein dem Stand der Wissenschaft entsprechendes Effizienzvergleichsmodell entschieden hat, in dem nach den Feststellungen des Beraterkonsortiums die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben aller Verteilernetzbetreiber abgebildet werden, hängt es nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs von den Umständen des Einzelfalles ab, ob und gegebenenfalls in welchem Umfang sie entweder vor dieser Entscheidung oder bei deren Umsetzung verpflichtet ist, Alternativen zu prüfen oder sich um eine zusätzliche Absicherung des gefundenen Ergebnisses zu bemühen. Insbesondere kommt es darauf an, ob sich bei der Verfolgung des gewählten Ansatzes Anhaltspunkte dafür ergeben, dass und gegebenenfalls in welcher Beziehung und in welchem Umfang die grundsätzlich getroffene Methodenentscheidung oder die Weichenstellung bei einem Einzelpunkt der Untersuchung einer erneuten Überprüfung bedarf, um ein verlässliches und aussagekräftiges Ergebnis zu gewinnen (BGH, Beschl. v. 26.01.2021 – EnVR 7/20, a.a.O. Rn. 23). Solche Anhaltspunkte lagen hier in Bezug auf die behauptete systematische Benachteiligung sog. „kombinierter Versorger“ nicht vor.

Durch die im Effizienzvergleichsmodell verwendeten Vergleichsparameter werden die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben der Verteilernetzbetreiber, nämlich ei-

nerseits die Ortsversorgung, also die lokale Verteilung zum Endkunden, andererseits der regionale Gastransport im Hochdruckbereich, abgebildet. Damit sind auch Netzbetreiber, die beide Aufgaben wahrnehmen, erfasst. Bereits im Rahmen der Datenanalyse hatten die Gutachter der Bundesnetzagentur festgestellt, dass insbesondere – aber nicht nur – die Netzbetreiber mit hohem regionalem Transportnetzanteil bei einigen ausgewählten Vergleichsparametern durch extreme Merkmalsausprägungen auffielen (Gutachten S. 54 f.): So lag bei ihnen die zeitgleiche Jahreshöchstlast pro Euro standardisierte Kosten oberhalb des 95%-Quantils, gleichzeitig lag die Anzahl der Ausspeisepunkte pro Euro standardisierte Kosten unterhalb des 5%-Quantils, d.h. die betroffenen Unternehmen hatten eine höhere Jahreshöchstlast im Verhältnis zu den Kosten als 95% der Stichprobe und gleichzeitig weniger Ausspeisepunkte oder Messstellen pro Kosten als 95% der Stichprobe. Dem haben die Gutachter durch die in der DEA und der SFA durchgeführte Ausreißeranalyse angemessen Rechnung getragen, wie der Senat bereits entschieden hat (vgl. etwa Senat, Beschl. v. 12.05.2022 – VI-5 Kart 6/21 [V], a.a.O. Rn. 124, 179 ff.; v. 22.12.2022 – VI-5 Kart 10/21 [V], n.v.). Darüber hinaus haben sie aber auch – wie schon in der 2. Regulierungsperiode – die Ausreißeranalyse bereits in der Kostentreiberanalyse angewendet, um zu verhindern, dass einzelne Netzbetreiber die Auswahl der Kostentreiber übermäßig beeinflussen können (Gutachten S. 56). Erst im Anhörungsverfahren haben einige Netzbetreiber – u.a. gestützt auf eine Stellungnahme des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., des Europäischen Verbandes der unabhängigen Strom- und Gasverteilerunternehmen (GEODE) und des Verbandes kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) vom 18.02.2019 (https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190218_BDEW_VKU_GEODE_BM_VNB_Gas.pdf) – geltend gemacht, sie seien „kombinierte Versorger“, die im dritten Effizienzvergleich benachteiligt würden. Die Effizienzgrenze werde einerseits durch kleine Verteilernetzbetreiber und andererseits durch Verteilernetzbetreiber, die nahezu ausschließlich eine Transportaufgabe wahrnehmen, gesetzt. Diese beiden Netztypen bildeten erstens den regionalen Transport in Druckstufen > 16 bar ab, welcher vom Ortstransport (<= 16 bar) abzugrenzen sei, und zweitens die reine Ortsverteilung ohne Ortstransportaufgabe. Die Flächennetzbetreiber hingegen betrieben neben den reinen Ortsverteilnetzen zusätzlich diejenigen Leitungen, die jene Ortsnetze miteinander verbinden, welche für den Anschluss an die Fernleitungsnetzbetreiber bzw. Netzbetreiber mit hohem Transportanteil zu klein seien. Die Kosten dafür würden über die vorhandenen Vergleichsparameter nicht ausreichend abgebildet. In diesem Zusammenhang wurde u.a. vorgebracht, es er-

schließe sich nicht, warum relevante Vergleichsvariablen, wie z.B. das Rohrvolumen, Leitungslängen und Ausspeisepunkte nicht entsprechend disaggregiert betrachtet worden seien. Ferner wurde die Nichtberücksichtigung der Ausspeisepunkte an nachgelagerte eigene Netze (interne Ausspeisepunkte) gerügt, die einen erheblichen Anteil an einer Versorgungsaufgabe ausmachten und die Netze unterschiedlicher Druckstufen eines Netzbetreibers (Transport- und Verteilnetz) miteinander verbinden würden, für den Netzbetrieb zwingend erforderlich und hinsichtlich ihrer Kostenwirkung mit den Ausspeisepunkten an nachgelagerte Weiterverteilern sowie Letztverbraucher gleichzusetzen seien (BDEW u.a., Stellungnahme S 22 f.).

Entgegen der Auffassung der Betroffenen war die Bundesnetzagentur nicht verpflichtet, daraufhin das Effizienzvergleichsmodell, die darin verwendeten Vergleichsparameter und die bei der Umsetzung des Effizienzvergleichs getroffenen Entscheidungen einer erneuten Untersuchung zu unterziehen, inwieweit Verteilernetzbetreiber, die sowohl eine Transport-, als auch eine Verteilungsaufgabe wahrnehmen (vermeintliche „kombinierte Versorger“), gegenüber Netzbetreibern, die nur eine dieser Aufgaben wahrnehmen, benachteiligt werden. Das folgt schon daraus, dass eine objektive und ingenieurwissenschaftlich fundierte Abgrenzung einer Gruppe von Netzbetreibern, welche sowohl Transport- als auch Verteilungsaufgaben wahrnehmen, nicht möglich ist. Eine etablierte und eindeutige Abgrenzung existiert nicht, wie auch die Betroffene und die von ihr beauftragte Gutachterin P. einräumen (Gutachten P. S. 6). Der Begriff der „kombinierten Versorgung“ entspringt vielmehr einer Eigeneinschätzung der Netzbetreiber. Es handelt sich nach Auffassung des Senats um eine „Eigenkreation“ der Versorger, für die keinerlei objektive Abgrenzungskriterien existieren (Senat, Beschlüsse v. 12.05.2022, a.a.O.).

Das Beraterkonsortium hat gleichwohl eine näherungsweise Abgrenzung der sog. „kombinierten Versorger“ gegenüber anderen Netzbetreibern vorgenommen, indem es neben dem Anteil der Hochdruckleitungen > 16 bar an der Gesamtleitungslänge auch das Verhältnis der GDR/GDRM-Anlagen zu Ausspeisepunkten berücksichtigt hat. Ersteres geht auf Eingaben einiger Netzbetreiber im Rahmen der Anhörungen zum Effizienzvergleich – und damit auf eine Anregung aus der Branche – zurück, Letzteres beruht auf der Erwägung, dass sich „kombinierte Versorger“ durch ein überdurchschnittlich hohes Verhältnis an GDR/GDRM-Anlagen je Ausspeisepunkte auszeichnen. Da sich genaue Grenzwerte der berücksichtigten Anteilsgrößen nicht aus ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen herleiten lassen, wurde dieser Un-

sicherheit begegnet, indem geeignete Bandbreiten zur Abgrenzung verwendet wurden (s. Gutachten S. 261 ff.). So wurden in die Gruppe der vermeintlichen „kombinierten Versorger“ nur Verteilnetzbetreiber aufgenommen, die sowohl bei dem Kriterium „Verhältnis von GDR/GDRM-Anlagen zu Ausspeisepunkten“, als auch bei dem „Anteil der Leitungen > 16 bar an der Gesamtleitungslänge“ über dem 50%-Quantil-Grenzwert („weite Gruppendifinition“) bzw. über dem 75%-Quantil-Grenzwert („enge Gruppendifinition“) liegen. Die Betroffene zeigt auch unter Berücksichtigung ihres Vorbringens im nachgelassenen Schriftsatz vom 14.04.2023 weder auf, dass diese Vorgehensweise, bei der relative Größen verwendet werden, von vorneherein ungeeignet ist, die hier in Rede stehende Abgrenzung vorzunehmen, noch dass die von ihr vorgenommene Abgrenzung unter Verwendung absoluter Größen anhand der Parameter „Anzahl Messstellen (mehr als 10.000 Stück)“, „Ausspeisepunkte > 16 bar (mehr als 1 Stück)“ und „Leitungslänge > 16 bar (mehr als 200 km)“ so eindeutig überlegen ist, dass die getroffene Auswahlentscheidung nicht mehr als mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar angesehen werden kann.

Ihr Einwand, die Anwendung der Kenngröße „Verhältnis GDR/GDRM-Anlagen zu Ausspeisepunkten“ sei offenkundig nicht geeignet, Netzbetreiber mit einer kombinierten Versorgungsaufgabe zu identifizieren, weil sie dazu führe, dass auch einige regionale Transportnetzbetreiber (ehemalige regionale Fernleitungsnetzbetreiber) als „kombinierte Versorger“ eingeordnet würden, obwohl diese Netzbetreiber gerade keine kombinierte Versorgungsaufgabe erfüllten, greift nicht durch. Nachdem die Bundesnetzagentur in der Anlage zum Schriftsatz vom 28.03.2023 (Anl. BG4 und BG5) die Unternehmen der jeweiligen Gruppe 2 (vermeintliche Netzbetreiber mit kombinierter Versorgungsaufgabe) namentlich offen gelegt hat, steht fest, dass in den Tabellen 83 und 84 auf Seite 262 sowie in den Tabellen 85 und 86 auf Seite 264 des Gutachtens keine „Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet“ enthalten sind. Diese wurden vielmehr, wie die Bundesnetzagentur in ihrer Stellungnahme vom 19.10.2022 (Duplik) ausgeführt hat, bei der Analyse einer vermeintlichen Benachteiligung sogenannter kombinierter Versorger automatisch der Restgruppe zugeordnet, weil sie per Definition keine „kombinierten Versorger“ sein können. Dies beanstandet die Betroffene zu Unrecht. Insbesondere war die Bundesnetzagentur nicht gehalten, die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet in eine dritte Gruppe einzuordnen. Sinn und Zweck der Second-Stage Analyse ist es, vermeintliche Unterschiede einer Gruppe von Netzbetreibern zum Rest der Netzbetreiber zu analysieren, zu

dem bei der hier durchgeführten Analyse auch die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet gehören. Zu einer weitergehenden Differenzierung besteht nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs kein Anlass.

Fehl geht auch der Einwand der Betroffenen, wissenschaftlich sei nicht nachvollziehbar, weshalb der Parameter „Verhältnis GDR/GDRM-Anlagen zu Ausspeisepunkten“ geeignet sein sollte, die Berücksichtigung kombinierter Versorgungsaufgaben im Effizienzvergleich zu überprüfen, obwohl er für die Verwendung im finalen Modell des Effizienzvergleichs ausgeschlossen worden sei, weil er auf Daten von ungenügender Qualität beruhe. Wie die Bundesnetzagentur ausgeführt hat und sich auch aus dem Gutachten ergibt, ist der Parameter „Summe aus GDR/GDRM-Anlagen“ aufgrund einer definitorischen Unschärfe durch die Verteilernetzbetreiber beeinflussbar (Gutachten S. 260 Fn. 118). Im Rahmen sowohl der ingenieurwissenschaftlichen als auch der statistischen Kostentreibervorauswahl hat sich daher gezeigt, dass andere Parameter als die GDR/GDRM-Anlagen besser zur Abbildung der Versorgungsaufgabe geeignet waren. Gemäß § 13 Abs. 3 S. 3 ARegV sind insbesondere solche Parameter geeignet, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen, die (neben anderen Merkmalen) nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar sind. Von daher ist ohne Weiteres nachvollziehbar, dass die GDR/GDRM-Anlagen nicht die entsprechende Priorisierung erhalten haben und im Effizienzvergleichsmodell folglich nicht berücksichtigt wurden. Die Betroffene erkennt, dass die im Annex I.2 verwendeten Parameter lediglich als Hilfsgrößen für die Gruppenbildung herangezogen worden sind und es nicht darum geht, andere potentielle Vergleichsparameter für den Effizienzvergleich festzustellen. Das Beraterkonsortium hat dabei die Ausführungen der den Sachverhalt der sogenannten „kombinierten Versorgung“ geltend machenden Netzbetreiber aufgegriffen, dass insbesondere die internen Ausspeisepunkte > 5 bar ein entscheidender Aspekt für deren schlechtes Abschneiden im Effizienzvergleich seien. Da diese aufgrund ihrer Endogenität von der Bundesnetzagentur per se im Effizienzvergleich nicht berücksichtigt und daher als Parameter nicht erhoben worden sind, war es sachgerecht, das Verhältnis GDR/GDRM-Anlagen zu Ausspeisepunkten als einen von mehreren Parametern zur Abgrenzung der „kombinierten Versorger“ zu berücksichtigen, weil hierdurch jedenfalls eine Approximation netzinterner Ausspeisepunkte > 5 bar möglich ist (vgl. Gutachten S. 259).

Soweit die Betroffene einwendet, die Kennzahl „Verhältnis GDR/GDRM-Anlagen zu Ausspeisepunkten“ sei ungeeignet, weil sich keiner der von ihr angenommenen drei

Arten von Versorgungsaufgaben (regionaler Transport/örtliche Verteilung/kombinierte Versorgungsaufgabe) ein bestimmtes Verhältnis zwischen GDR/GDRM-Anlagen zu Ausspeisepunkten eindeutig zuordnen lasse, bestätigt dies nur, dass keine objektiven Kriterien zur Abgrenzung der von der Betroffenen angeführten Netzbetreibergruppe der „kombinierten Versorger“ existieren. Der behaupteten Ungeeignetheit der Vorgehensweise der Bundesnetzagentur steht schon entgegen, dass eine relativ große Schnittmenge zwischen den von der Betroffenen und der Bundesnetzagentur identifizierten Netzbetreibern besteht. Immerhin 11 von den 19 Netzbetreibern, die die Betroffene als „kombinierte Versorger“ identifiziert (Replik S. 10), sind auch von der Bundesnetzagentur durch die von ihr gewählte Abgrenzung als ebensolche identifiziert worden, darunter auch die Betroffene (sowohl in der engen als auch in der weiten Gruppendifinition). Dem kann die Betroffene nicht mit Erfolg entgegen halten, eine Betrachtung der in Tabelle 83 (Anl. BG4) enthaltenen Unternehmen „anhand der relevanten Strukturparameter“ belege sehr auffällig, dass 17 der 29 Netzbetreiber – wie etwa auch die in der mündlichen Verhandlung angesprochene R. KG – eindeutig keine kombinierte Versorgungsaufgabe erfüllten, sondern vielmehr lokal begrenzte, städtische Verteilernetze betrieben, in denen lediglich einzelne Leitungen – mit Längen zwischen 0 und 49 km – mit Hochdruck über 16 bar betrieben würden. Denn damit setzt sie bereits voraus, dass die Abgrenzung der „kombinierten Versorger“ vom Rest der Netzbetreiber anhand der von ihr genannten Strukturparameter erfolgen muss. Der diesbezügliche Verweis auf die Anlage Bf5 geht zudem bereits deshalb fehl, weil die dort aufgeführten Leitungslängen den Daten der vierten Regulierungsperiode entnommen worden sind und nicht vorgetragen ist, dass insoweit keine tatsächliche Veränderung zu den Daten der dritten Regulierungsperiode stattgefunden hat. Da die Bundesnetzagentur die Abgrenzung anhand relativer Größen vorgenommen hat, kann es auch nicht zutreffen, dass eines der 29 in der weiten Gruppendifinition als vermeintliche „kombinierte Versorger“ identifizierten Unternehmen in der dritten Regulierungsperiode eine Leitungslänge > 16 bar von 0 km aufgewiesen hat. Denn es ist ausgeschlossen, dass damit das Kriterium „Anteil der Leitungen > 16 bar an der Gesamtleitungslänge über dem 50%-Quantil Grenzwert“ erfüllt ist.

Unabhängig davon zeigt sich hier aber auch die Unschärfe der von der Betroffenen vorgenommenen Abgrenzung der „kombinierten Versorgungsaufgabe“, deren Besonderheit sie gerade darin sieht, dass „erhebliche Mengen“ an Erdgas über Leitungssysteme in Hochdruck „über weite Strecken“ innerhalb der Netzgebiete der Netzbetreiber mit kombinierter Versorgungsaufgabe transportiert werden müssen,

um es an gänzlich anderen Orten wiederum in lokale Verteilerstrukturen im eigenen Netzgebiet oder an nachgelagerte Netzbetreiber zu übergeben. Da im Rahmen der DEA konstante Skalenerträge zu unterstellen sind (vgl. Anl. 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV), werden kleine mit großen Netzbetreibern uneingeschränkt verglichen. Das muss auch für eine etwaige „kombinierte Versorgung“ gelten. Die von der Betroffenen vorgenommene Differenzierung erscheint zudem willkürlich. Es gibt keine empirische Begründung dafür, warum bei den Leitungen > 16 bar ausgerechnet eine Länge von mehr als 200 km ein geeignetes Abgrenzungskriterium für die „kombinierte Versorgung“ sein soll. Dies wird auch im Gutachten von P. nicht erläutert. Es ist auch nicht zu begründen, warum ein kleiner Netzbetreiber in gleichem Ausmaß Hochdruckleitungen betreiben muss, wie ein großer Netzbetreiber, um die „Schwelle“ zum sogenannten „kombinierten Versorger“ zu überschreiten. Durch die Verwendung absoluter Größen werden vielmehr – wie die Bundesnetzagentur in ihrer Stellungnahme vom 20.04.2023 zu Recht ausgeführt hat – eher kleinere Netzbetreiber grundsätzlich ausgeschlossen, obwohl ihr Verhältnis von Transport zu Verteilung das gleiche sein kann, wie bei großen Netzbetreibern. Demgegenüber hat die Bundesnetzagentur die Grenzwerte nicht vorgegeben, sondern aus der Verteilung der Kennzahlen selbst abgeleitet. Schon deshalb ist eine deutliche Überlegenheit der Abgrenzung anhand der von der Betroffenen genannten Kriterien nicht zu erkennen. Auf die Behauptung, die von ihr vorgenommene Abgrenzung führe – im Unterschied zu der Methode der Bundesnetzagentur – für die dritte und vierte Regulierungsperiode zu stabilen Ergebnissen, kommt es daher nicht an.

Die von der Betroffenen genannten Kriterien sind auch keineswegs zwingend. Auch das von ihr vorgelegte Gutachten von P. geht vielmehr davon aus, dass es verschiedene Möglichkeiten gibt, um die Verteilfunktion einerseits und die Transportfunktion andererseits auf Basis der für den Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode erhobenen Daten abzubilden (Gutachten P. S. 11). So hat die Gutachterin in früheren Verfahren vor dem Senat (vgl. Beschlüsse v. 12.05.2022 - VI-5 Kart 3/21 [V], a.a.O. Rn. 171; VI-5 Kart 6/21 [V], a.a.O. Rn. 167) zur Definition von Unternehmen, die über eine „gemischte“ Versorgungsaufgabe verfügen, Netzen eine gleichzeitige Transport- und Verteilfunktion „zuschrieben“, wenn sie über einen vorgelegten Fernleitungsnetzbetreiber und mehr als einen Ausspeisepunkt > 16 bar verfügen sowie mehr als 200 km Netzlänge ≥ 5 bar und mehr als 10.000 Messstellen aufweisen. Wie dem Senat aus anderen Verfahren (Beschl. v. 12.05.2022 – VI-5 Kart 6/21 [V], juris Rn. 207; v. 22.12.2022 – VI-5 Kart 9/21 [V], n.v.) bekannt ist, liegt bei 50 von 183 Netzbetreibern der Anteil der Transportaufgabe größer 16 bar,

gemessen anhand der Leitungslänge, zwischen 1 % und 50 %, d.h. es liegt nicht lediglich eine reine Verteilungsaufgabe vor. Betrachtet man die – von P. seinerzeit als Abgrenzungskriterium genannte – Leitungslänge in den Druckstufen ab 5 bar (HD2, HD3 und HD4, jeweils mit Hausanschlussleitungen), weisen sogar lediglich 36 der Netzbetreiber einen entsprechenden Anteil von weniger als 1 %, also eine reine Verteilungsaufgabe auf. Bei 139 Netzbetreibern sind hingegen in unterschiedlichem Umfang beide Druckstufenbereiche zu verorten, d.h. insoweit ist von einer Mischung von Verteilung und Transport in unterschiedlichem Maße auszugehen.

Bei dieser Sachlage bestand schon kein Anlass für eine von der Betroffenen geforderte Plausibilisierung des Effizienzvergleichsmodells und der verwendeten Parameter durch die Bundesnetzagentur. Die Betroffene verkennt den gerichtlichen Prüfungsmaßstab, wenn sie meint, es sei ihre Aufgabe, gemeinsam mit der Gerichtsbarkeit und der Branche, ein allgemeines Verständnis und damit eine Etablierung von objektiven Abgrenzungskriterien zu entwickeln. Die Frage, ob Anlass zu einer solchen Plausibilisierung bestand, ist aus der Sicht ex ante zu beantworten. Dies schließt die Berücksichtigung etwaiger nachträglich gewonnener Erkenntnisse grundsätzlich aus. Keinesfalls ist es Aufgabe einer gerichtlichen Überprüfung, eine von der Regulierungsbehörde in Ausübung eines ihr zustehenden Spielraums gewählte Methode durch eine alternative Modellierung zu ergänzen oder zu ersetzen (BGH, Beschl. v. 09.07.2019 – EnVR 52/18, a.a.O. Rn. 43; v. 21.01.2014 - EnVR 12/12, a.a.O. Rn. 41).

2.2.2.2.2. Ungeachtet dessen, dass die Bundesnetzagentur danach schon nicht zur Plausibilisierung der im Effizienzvergleichsmodell verwendeten Parameter mit Blick auf eine behauptete Benachteiligung vermeintlicher „kombinierter Versorger“ verpflichtet war, lässt sich aber auch in der Sache eine systematische Benachteiligung nicht feststellen.

Nach den Untersuchungen des Beraterkonsortiums – die in Anbetracht der dargestellten Abgrenzungsproblematik nur näherungsweise mit unscharfen Parametern erfolgen konnten – liegen keine Anhaltspunkte für eine signifikante Benachteiligung „kombinierter Versorger“ vor (Gutachten S. 14, 259 ff., 266). Vielmehr werden sowohl die Aufgaben der Ortsversorgung 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, 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. 264, Tabelle 86). Der Bo4-Effizienzwert der Betroffenen liegt mit 92,9 % sowohl bei der weiten als auch bei der engen Gruppendifinition der „kombinierten Versorger“ über dem Durchschnitt der restlichen Netzbetreiber (92,8 % bzw. 92,4 %). Die Rüge der Betroffenen, dem Gutachten sei nicht zu entnehmen, ob bei der Überprüfung der statistischen Signifikanz die Nullhypothese untersucht worden sei, dass Netzbetreiber mit kombinierter Versorgungsaufgabe niedrigere Effizienzwerte aufweisen als die untersuchte Vergleichsgruppe, geht fehl. Die Bundesnetzagentur weist zu Recht darauf hin, dass bei Durchführung des Kolmogorov Smirnov Tests weder die Nullhypothese, dass beide Gruppen eine identische Verteilung der Best-of-Four Effizienzwerte aufweisen, noch die Nullhypothese, dass „kombinierte Versorger“ höhere Effizienzwerte aufweisen, verworfen werden konnte (Gutachten S. 263, 265). Damit wird vermutet, dass das Gegenteil der Nullhypothese jedenfalls wahrscheinlicher ist. Eine alternative Überprüfung der Gruppenunterschiede mit Hilfe des Kruskal-Wallis Tests kam ebenfalls zu dem Ergebnis, dass keine signifikanten Unterschiede vorliegen.

Da es auf die von der Betroffenen vorgenommene Abgrenzung der vermeintlichen „kombinierten Versorger“ – wie ausgeführt – schon aus Rechtsgründen nicht ankommt, kommt es auch nicht weiter darauf an, dass sie keinen Nachweis dafür erbracht hat, dass die von ihr behaupteten „geringeren Effizienzwerte“ auch statistisch signifikant sind bzw. einer statistisch belastbaren Überprüfung unterzogen worden

sind. Von daher ist es nicht entscheidungserheblich, dass ein von der Bundesnetzagentur durchgeführter Signifikanztest unter Verwendung der Gruppeneinteilung der Betroffenen nach ihrer Darstellung im Schriftsatz vom 20.04.2023 gezeigt hat, dass es auch keinen statistischen Beleg dafür gibt, dass die Effizienzwerte der 19 von der Betroffenen als sog. kombinierte Versorger identifizierte Netzbetreiber geringer ausfallen, als die der übrigen Netzbetreiber.

Dieses Ergebnis wird auch durch die – auf das Gutachten von P. vom ... gestützten – weiteren Ausführungen der Betroffenen nicht in Zweifel gezogen:

Die Rüge, der Parameter „Ausspisepunkte HD >5 bar“ sei bereits per definitionem nur zur Beschreibung von Transport-, nicht aber von örtlichen Verteileraufgaben geeignet, beruht auf dem Fehlverständnis, dass sämtliche Parameter für sich genommen geeignet sein müssen, die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben abzubilden (s.o.). Ohne Erfolg macht die Betroffene eine „dramatische“ Verschärfung der Effizienzgrenze bei den Parametern „Rohrvolumen“ und „Jahreshöchstlast“ in der DEA geltend, da – anders als noch in der zweiten Regulierungsperiode – nicht mehr sämtliche ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreiber als Ausreißer ausgeschlossen würden. Bei der Ausreißeranalyse geht es nicht darum, die Datenbasis auf strukturell vergleichbare Unternehmen zu reduzieren. Sie zielt vielmehr darauf ab, diejenigen Netzbetreiber aus der Berechnung der Effizienzwerte zu eliminieren, die einen starken Einfluss auf die Effizienzwerte eines großen Teils der anderen Netzbetreiber haben. Sie soll damit sicherstellen, dass Netzbetreiber mit extremen Ausprägungen nicht als Maßstab für alle übrigen Netzbetreiber gelten und so – entgegen § 21a Abs. 5 EnWG – zu unübertreffbaren Effizienzvorgaben führen (Gutachten S. 21; vgl. BerlKommEnR/Lismann, a.a.O., § 22 ARegV Rn. 51 ff.; BerlKommEnR/Breßlein, a.a.O., § 12 ARegV Rn. 23; Holznagel/Schütz/Albrecht/Mallossek/Petermann, a.a.O., § 12 ARegV Rn. 114). Die Bundesnetzagentur hat die Ausreißeranalyse in der DEA in nicht zu beanstandender Weise entsprechend den Vorgaben in Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV vorgenommen (vgl. Gutachten Abschn. 2.4.2, 6.2.2). Sie führt auch zu sachangemessenen Ergebnissen (Senat, Beschl. v. 12.05.2022 – VI-5 Kart 3/21 [V], juris Rn. 186 ff.; ebenso OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschl. v. 16.06.2021 – VI-3 Kart 812/19 [V] S. 31, n.v.). In der DEA haben (bereinigt) 22 Verteilernetzbetreiber einen Effizienzwert von 100 % erreicht, davon die acht Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet. Als Ausreißer wurden bei den nicht standardisierten Kosten insgesamt vier Verteilernetzbetreiber (einer bei der Dominanzanalyse, drei bei der Supereffizienzanalyse) aus dem Datensatz entfernt, bei den standardisierten Kosten sechs (alle in der Supereffizienzanalyse). Nur zwei der

als Ausreißer identifizierten Netzbetreiber waren solche mit hohem regionalen Transportanteil (ehemalige regionale Fernleitungsnetzbetreiber) (Gutachten Abschn. 6.2.2). Dass die sechs im Datensatz verbleibenden ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreiber, wie die Betroffene geltend macht, ganz maßgeblich die Effizienzgrenze in der DEA bestimmen, lässt sich nicht feststellen. Das Beraterkonsortium hat analysiert, inwieweit durch einzelne Unternehmen auch nach der Ausreißeranalyse Benchmarks gesetzt werden. Dabei hat es festgestellt, dass die Effizienzgrenze durch eine große Anzahl von Unternehmen (im finalen Effizienzvergleichsmodell: 17 bei den nicht-standardisierten Kosten, 15 bei den standardisierten Kosten, vgl. Senat, Beschlüsse v. 22.12.2022 – VI-5 Kart 9/21 [V], VI-5 Kart 10/21 [V], VI-5 Kart 11/21 [V], n.v.) aufgespannt wird und sich die verbliebenen sechs Unternehmen, die im Vorfeld durch besondere Merkmalsausprägungen aufgefallen sind (vgl. Gutachten Abschn. 4.3.2, Tab. 4), nicht unverhältnismäßig von den übrigen Peer-Unternehmen abheben. Die untergeordnete Bedeutung fand dabei auch in dem niedrigen durchschnittlichen Gewicht Ausdruck (Gutachten Abschn. 6.2.4, Tab. 44).

Eine systematische Benachteiligung sog. „kombinierter Versorger“ kann schließlich weder damit begründet werden, dass deren Effizienzwerte im Vergleich zu allen anderen Netzen eine signifikant schlechtere Entwicklung von der zweiten zur dritten Regulierungsperiode aufwiesen, was nicht auf eine überdurchschnittliche Kosten-erhöhung oder Strukturreduktion zurückgeführt werden könne. Noch deutet der von der Betroffenen geltend gemachte Umstand, dass der durchschnittliche bestabgerechnete Effizienzwert der übrigen Netze merklich über dem durchschnittlichen bestabgerechneten Effizienzwert von „Netzbetreibern mit kombinierter Versorgungsaufgabe“ liege, auf eine solche Benachteiligung hin. Eine solche Feststellung kann schon deshalb nicht getroffen werden, weil es insoweit – wie bereits ausgeführt – an objektiven Abgrenzungskriterien für eine derartige Gruppe von Netzbetreibern fehlt. Dass sich die Effizienzwerte einzelner Netzbetreiber verschlechtert haben, kann zudem vielfältige Gründe haben. Hierdurch wird weder die gewählte Methodik in Zweifel gezogen, noch zeigt die Betroffene auf, dass eine greifbar überlegene Methode existiert. Die Veränderbarkeit des Effizienzwerts folgt naturgemäß schon daraus, dass er die relative Effizienz im Verhältnis zu anderen Netzbetreibern beschreibt. Die dafür relevanten Daten sind gerade nicht auf ewig festgeschrieben, sondern können sich etwa durch Netzübernahmen oder -absplaltungen, Erweiterungen oder den Rückbau von Betriebsmitteln sowie äußere Einflüsse ändern. Von daher lässt die Tatsache, dass sich die ermittelten Effizienzwerte der hier betroffenen

Netzbetreiber verschlechtert haben, auch keinen Rückschluss auf eine vermeintlich fehlerhafte Durchführung des Effizienzvergleichs zu (Senat, Beschlüsse v. 22.12.2022 – VI-5 Kart 9/21 [V], S. 37; VI-5 Kart 10/21 [V], S. 36 f.; VI-5 Kart 11/21 [V], S. 36, jew. n.v.). Hinzu kommt, dass das Beraterkonsortium untersucht hat, ob es einen Zusammenhang zwischen den Best-of-Four-Effizienzwerten und ausgelassenen Strukturparametern gibt. Auch dabei wurde kein Anhaltspunkt dafür gefunden, dass die Effizienzwerte sich zwischen einzelnen Gruppen von Netzbetreibern systematisch unterscheiden und damit eine strukturelle Benachteiligung von Netzbetreibern vorliegt (Gutachten Abschn. 6.5.2).

Soweit die Betroffene sich darauf beruft, bei einer separaten Betrachtung ihrer Versorgungsaufgaben würden die beiden Teilnetze in einer simulierten Berechnung höhere Effizienzwerte erzielen, als das Gesamtnetz, vermag dies ebenfalls eine systematische Benachteiligung „kombinierter Versorger“ nicht zu belegen. Die Bundesnetzagentur hat zu Recht darauf hingewiesen, dass die simulierte Aufteilung und die daraus resultierenden Ergebnisse hochgradig beliebig sind. Die Betroffene hat das „Wie“ der Aufteilung der Netze und der Parameter nicht näher erläutert, auch ist die Aufteilung der Aufwandparameter (Kosten) völlig unklar. Zudem unterscheidet sich die Zusammensetzung der Peerunternehmen für die beiden Teilnetze von derjenigen des Gesamtnetzes, so dass hier unterschiedliche Effizienzwerte durchaus zu erwarten sind. Letztlich kommt es auf derartige hypothetische Betrachtungen indessen auch nicht an, maßgeblich ist vielmehr die Effizienz der konkreten Versorgungsaufgabe der Betroffenen.

2.3. Ohne Erfolg macht die Betroffene schließlich geltend, die Modellierung der SFA-Methode durch die Bundesnetzagentur verstoße gegen rechtliche Vorgaben, weil das beste am Effizienzvergleich beteiligte Unternehmen lediglich einen Effizienzwert von 96,97 % erhalte und damit nicht der Netzbetreiber mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand die Effizienzgrenze bestimme.

Die von der Betroffenen gerügte Unerreichbarkeit eines Effizienzwerts von 100 % in der SFA ist – wie in Wissenschaft und Praxis unbestritten ist und im angegriffenen Beschluss (dort S. 35) zutreffend ausgeführt wird – methodisch bedingt (vgl. Holz-nagel/Schütz/Albrecht/Mallossek/Petermann, a.a.O., § 12a ARegV Rn. 10; Bogetoft/Otto, Benchmarking with DEA, SFA, and R, S. 225, von der Bundesnetzagentur vorgelegt als Anl. BG 2; Gutachten Abschn. 2.1.2). Sie resultiert daraus, dass ein Effizienzwert von 100 % in der SFA voraussetzen würde, dass der Ineffizienzterm

„null“ beträgt; die Wahrscheinlichkeit dafür beträgt aufgrund der Stetigkeit der Verteilung ebenfalls null. Ein Verstoß gegen Anlage 3 Nr. 2 S. 2 zu § 12 ARegV, wonach für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, ein Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent gilt, besteht danach nicht. Zum einen ergibt sich der Effizienzvergleich aus der Anwendung beider Methoden (DEA und SFA) einschließlich der Best-of-Four-Abrechnung. Zum anderen schreibt die ARegV die Anwendung der SFA vor, ohne zugleich eine „Nachjustierung“ – wie bei der relativen Referenznetzanalyse bei Übertragungsnetzbetreibern (§ 22 Abs. 2 S. 5 ARegV) – vorzusehen (Senat, Beschlüsse v. 12.05.2022 – VI-5 Kart 6/21 [V], a.a.O. Rn. 196; VI-5 Kart 3/21 [V], a.a.O. Rn. 201).

B.

Die von der Betroffenen erhobenen Rügen in Bezug auf die Ermittlung des Ausgangsniveaus haben nur insoweit Erfolg, als sie sich gegen die Kürzung der für das Basisjahr geltend gemachten betrieblichen Aufwendungen für Rechts- und Beratungskosten richten. Im Übrigen bleiben sie – soweit die Betroffene ihre Beschwerde noch weiterverfolgt – erfolglos.

Die Erlösobergrenze wird gemäß § 4 Abs. 2 S. 1, Abs. 1 ARegV für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode nach Maßgabe der §§ 5 bis 17, 19, 22 und 24 ARegV bestimmt. Zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für die Bestimmung der Erlösobergrenzen verweist § 6 Abs. 1 ARegV auf Vorschriften der Gas- und der Stromnetzentgeltverordnung. Diese Regelungen finden nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Gerichtshofs der Europäischen Union vom 02.09.2021 (C-718/18, RdE 2021, 534 Rn. 112 ff.) – wie bereits ausgeführt – ebenfalls weiterhin Anwendung (BGH, Beschl. v. 13.12.2022 – EnVR 55/20, juris Rn. 8 – Regionetz GmbH mwN). Die Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus erfolgt im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet (hier das Jahr 2015), gilt als Basisjahr im Sinne der Anreizregulierungsverordnung. Die in § 6 Abs. 1 ARegV vorgesehene Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösobergrenzen beruht auf der Erwägung, dass die Kostenstruktur in aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren in der Regel im Wesentlichen gleich sein dürfte. Ungenauigkeiten, die sich daraus ergeben, dass bestimmte Kosten nicht in jedem Jahr anfallen oder von Jahr zu Jahr gewissen Schwankungen unterliegen, nimmt der

Verordnungsgeber dabei zulässigerweise in Kauf. Unberücksichtigt zu bleiben haben Kosten nach § 6 Abs. 2 ARegV (§ 6 Abs. 3 ARegV a.F.) nur, soweit sie dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht (BGH, Beschl. v. 25.04.2017 – EnVR 57/15, RdE 2017, 340 Rn. 22 - SWL Verteilungsnetzgesellschaft mbH; v. 28.06.2011 – EnVR 48/10, RdE 2011, 308 Rn. 17 f. - EnBW Regional AG).

1. Nach Maßgabe dessen hat die Bundesnetzagentur die für das Basisjahr geltend gemachten betrieblichen Aufwendungen für Rechts- und Beratungskosten i.H.v. ... € zu Unrecht um ... € mit der Begründung gekürzt, dass diese Aufwendungen der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen.

Die Vorschrift des § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV regelt den Fall, dass aufgrund der für das Basisjahr erhobenen Daten Kosten ermittelt werden, die dem Netzbetreiber in den übrigen Geschäftsjahren nicht entstanden sind und voraussichtlich nicht entstehen werden und die sich daher als Ausreißer darstellen, und sie ordnet an, dass diese Kosten bei der Festlegung des Ausgangsniveaus ausgeklammert werden. Sie wurde eingeführt, um sicherzustellen, dass durch die Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenbasis ermittelt wird, die geeignet ist, als Ausgangsniveau für die Erlösobergrenzen der Regulierungsperiode zu dienen, und die frei von Kosten ist, die sich aus Besonderheiten des Geschäftsjahres ergeben, auf das sich die Kostenprüfung bezieht. Der Gesetzgeber hielt es daher für angezeigt klarzustellen, dass das Ausgangsniveau der Erlösobergrenzen auf der Basis eines um den Einfluss von Einmalereignissen bereinigten Kostenniveaus bestimmt wird (vgl. Empfehlung des Wirtschaftsausschusses vom 28. Juni 2010, BR-Drucks. 312/1/10, S. 23) (BGH, Beschl. v. 13.12.2022, a.a.O. Rn. 19, 22).

Die Voraussetzungen einer (teilweisen) Nichtberücksichtigung liegen hinsichtlich der streitgegenständlichen Kostenposition nicht vor. Ob der Höhe nach eine Besonderheit vorliegt, kann grundsätzlich festgestellt werden, indem geprüft wird, ob die in Rede stehende Kostenposition in den Jahren vor dem Basisjahr angefallen sind und in den Jahren nach dem Basisjahr auch wieder zu erwarten sind (vgl. Schneider/Theobald/Ruge, Recht der Energiewirtschaft, 5. Aufl. 2021 § 20 Rn. 26; s.a. Holznagel/Schütz/Schütz/Schütte, a.a.O., § 6 ARegV Rn. 80). Auch wenn Kosten der Höhe nach erstmalig im Basisjahr entstanden sind, ist dies nicht ausreichend, um sie als „Einmaleffekt“ im Sinne der Rechtsprechung anzusehen, wenn der Netzbetreiber plausibel darlegen kann, dass entsprechend hohe Kosten auch in Zukunft regelmäßig anfallen werden (vgl. OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschl. v.

04.07.2018 – VI-3 Kart 82/15 [V], EnWZ 2019, 27, 29 Rn. 84 ff.). Hier hat die Betroffene zwar in ihrem Bericht zur Darlegung der Kostendaten (§ 6 Abs. 1 S. 2 ARegV i.V.m. § 28 GasNEV) unter der Rubrik „1.1.1.8 Sonstige betriebliche Aufwendungen“ Rechts- und Beratungskosten i.H.v. ... T€ für das Basisjahr 2015 (2014: ... T€) geltend gemacht (VV Bl. 36). Die entsprechenden Kosten für die Jahre 2011 bis 2013 gab sie mit ... €, ... € und ... € an. Zur Erläuterung hat sie zunächst ganz allgemein eine Erhöhung der Kosten im Geschäftsjahr 2015 gegenüber 2014 in den Blick genommen und mit der Ausgliederung der Hauptabteilung Netzservice von der Muttergesellschaft F. GmbH im Wege der Gesamtrechtsnachfolge auf die Betroffene zum 01.01.2015 begründet. Konkret zu den Rechts- und Beratungskosten hat sie ausgeführt:

„101. Die Zunahme gegenüber dem Vorjahr resultiert im Wesentlichen aus Gerichtskosten, die in 2015 im Rahmen von Beschwerdeverfahren angefallen sind.“

Tatsächlich liegen die Rechtsberatungskosten bei einem Vergleich mit den Vorjahren 2011 bis 2014 in der Norm. Bei einer konsolidierten Betrachtung, d.h. einer Zugrundelegung der Kosten der O. und der T. in den Jahren 2011 bis 2013 sowie einer Berücksichtigung der Kosten der Betroffenen, die mit Wirkung zum 01.01.2014 durch Verschmelzung der beiden Netzbetreiber entstanden ist, für das Jahr 2014, ergibt sich ein Durchschnitt von 262.933 €. Allerdings hatte die Betroffene im Verwaltungsverfahren für die Jahre 2011 bis 2013 nur die Rechtsberatungskosten der O. aufgeführt. Die Bundesnetzagentur hatte daher für die Jahre 2011 bis 2013 nur diese Rechtsberatungskosten der O. und daraus resultierend einen Durchschnittswert i.H.v. 98.779 € für die Jahre 2011 bis 2014 – und damit eine Steigerung von 197 % im Basisjahr – in den Blick genommen. Eine konsolidierte Betrachtung und ein Blick auch auf die Nachbasisjahre 2016, 2017, 2019 und 2020 mit (noch) höheren Kosten als im Basisjahr (> 308 T€) sprechen indessen dafür, dass es sich bei den Rechtsberatungskosten des Jahres 2015 i.H.v. 293,1 T€ nicht um eine Besonderheit des Geschäftsjahres handelt. Aus dem Umstand, dass die Rechtsberatungskosten im Jahr der Verschmelzung (2014) von konsolidierten Werten zwischen 230 T€ und 353 T€ auf 128,8 T€ zurückgefallen waren, lässt sich nicht schließen, dass der Rückgang allein auf einem (dauerhaften) Synergieeffekt beruht, zumal die Betroffene angeführt hatte, dass die Zunahme im Folge-, dem Basisjahr, im Wesentlichen auf Gerichtskosten im Rahmen von Beschwerdeverfahren resultiere. Dem Senat ist die Zyklizität des Anfalls von Beschwerdeverfahren auch mit Blick

auf die 5-jährige Dauer einer Regulierungsperiode bekannt. Dies wird die Bundesnetzagentur im Rahmen der vorzunehmenden Neubescheidung zu berücksichtigen haben.

2. Ohne Erfolg wendet sich die Betroffene hingegen gegen die Kürzung von Aufwendungen für die Bereitstellung von Gasspürgeräten für örtliche Feuerwehren i.H.v. ... € (VV Bl. 1235 ff.). Dem Vorbringen der Betroffenen lässt sich nicht entnehmen, dass diese Aufwendungen einen Bezug zum Netzbetrieb haben.

Bei den der Bestimmung des Ausgangsniveaus gemäß § 6 Abs. 1 ARegV zugrunde zu legenden Kosten muss es sich, wie sich aus § 4 Abs. 1 GasNEV ergibt, um solche des Netzbetriebs handeln. Das sind Kosten, die für einen laufenden Betrieb des Netzes zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers notwendig sind (vgl. Holznagel/Schütz/Schütz/Schütte, a.a.O. § 6 ARegV Rn. 64; BerlKomm-EnR/Meinzenbach, a.a.O., § 6 ARegV Rn. 25). Kosten, die keinerlei Bezug zum Netzbetrieb aufweisen, sind nicht anerkennungsfähig.

Die Betroffene hat hierzu im Verwaltungsverfahren geltend gemacht, die Gasspürgeräte kämen im Falle einer Havarie zum Einsatz (VV Bl. 1656). Es handele sich um eine „betriebsnotwendige Vorsorge“, da durch die Spende von Gasspürgeräten die Feuerwehren für den Umgang mit Unfällen bei Gas sensibilisiert würden und im Notfall die nötige Ausrüstung und das Wissen für den Umgang mit gastechnischen Unfällen besäßen (VV Bl. 1236). Hierdurch werde die Sicherheit des Netzes sichergestellt (VV Bl. 1487). Dieses Vorbringen hat die Bundesnetzagentur mit Recht als nicht ausreichend angesehen, um einen Bezug zum Netzbetrieb zu begründen. Die gespendeten Gasspürgeräte sind nicht Bestandteil des Gasnetzbetriebs der Betroffenen. Sie befinden sich nicht in deren Verfügungsgewalt. Dass ihr Einsatz durch die Feuerwehr für den Netzbetreiber im Störfalle einen Nutzen entfaltet, genügt für die Anerkennungsfähigkeit der Kosten nicht. Ungeachtet etwaiger image- und werbebezogener Aspekte derartiger Spenden ist jedenfalls auch nicht erkennbar, dass Aufwendungen hierfür betriebsnotwendig sind, denn es handelt sich um freiwillige Zuwendungen ohne rechtliche Verpflichtung des Netzbetreibers. Hinzu kommt, dass die Betroffene, wie sich aus ihrem Vorbringen in der Replik und den dazu als Anl. Bf 6 vorgelegten Unterlagen ergibt, die Sachspenden steuerlich geltend gemacht hat. Auch deshalb käme eine Berücksichtigung im Ausgangsniveau nicht in Betracht.

3. Die von der Bundesnetzagentur vorgenommene Kürzung der im Basisjahr entstandenen kalkulatorischen Buchverluste aus dem vorzeitigen Abgang von Anlagegütern auf 20 % steht nicht mehr im Streit, nachdem die Betroffene ihre Beschwerde insoweit nicht weiter verfolgt.

Entgegen der Auffassung der Betroffenen war die Bundesnetzagentur nicht gehalten, die im Basisjahr 2015 in Höhe von insgesamt ... € ausgewiesenen kalkulatorischen Buchgewinne ebenfalls nur zu 20 % als kostenmindernde Erlöse zu berücksichtigen. Grundsätzlich sind sonstige Erlöse und Erträge, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen sind, von den Netzkosten in Abzug zu bringen (§ 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 5 GasNEV). Hier handelt es sich um Erträge aus dem (vorzeitigen) Abgang von Anlagegütern. Dass sie auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, so dass sie in analoger Anwendung des § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV vom Anwendungsbereich des § 9 GasNEV ausgenommen bzw. ggfls. nur mit 20 % zu berücksichtigen wären (vgl. OLG Schleswig, Beschl. v. 10.03.2016 – 16 Kart 3/14, juris Rn. 96 ff; OLG Düsseldorf, 3. Kartellsen., Beschl. v. 11.11.2015 – VI-3 Kart 16/13 [V], juris Rn. 132 ff.; Holznagel/Schütz/Schütz/Schütte, a.a.O. § 6 ARegV Rn. 84; § 9 StromNEV/GasNEV Rn. 10), hat die Betroffene nicht geltend gemacht. Zu den Buchverlusten hat sie vielmehr ausdrücklich vorgetragen, dass es sich nicht um eine Besonderheit des Geschäftsjahres handele, weil Abgänge im Anlagevermögen jedes Jahr aufträten.

Danach ist es nicht zu beanstanden, dass die Bundesnetzagentur bei den kalkulatorischen Buchgewinnen keinen symmetrischen Abzug von 80 % – wie bei den Buchverlusten – vorgenommen hat. Aus der von ihr angeführten Entscheidung des 3. Kartellsenats der Oberlandesgerichts Düsseldorf (Beschl. v. 11.11.2015 – VI-3 Kart 117/14 [V], juris Rn. 60 ff.) kann die Betroffene nichts zu ihren Gunsten herleiten. Diese betrifft vielmehr lediglich den sachlichen Maßstab des § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV i.V.m. § 4 Abs. 1 S. 1 GasNEV, der einer unterschiedlichen Beurteilung desselben Sachverhalts hinsichtlich seiner Netzbezogenheit im Rahmen der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals nach § 7 GasNEV entgegen steht. Daraus folgt indessen – wie die Bundesnetzagentur zu Recht ausführt – nicht, dass alle Sachverhalte, die grundsätzlich zu den Netzkosten gehören, symmetrisch berücksichtigt werden müssen. So besteht kein Automatismus zwischen Abzugskapital nach § 7 Abs. 2 GasNEV und der Annahme der Betriebsnotwendigkeit von Umlaufvermögen nach § 7 Abs. 1 Satz 2 Nr. 4 GasNEV (OLG Düsseldorf, a.a.O. Rn. 63). Auch bei der Entstehung von Buchverlusten aus dem vorzeitigen Abgang von Anlagegütern wegen Veräußerung unter (Buch-)Wert einerseits und den Erträgen aus

Anlageverkäufen andererseits handelt es sich um verschiedene Sachverhalte, zwischen denen kein unmittelbarer Zusammenhang besteht. Veräußerungserlöse aus der (vorzeitigen) Veräußerung von Anlagegütern, die den kalkulatorischen Wertansatz übersteigen, sind vielmehr in vollem Umfang als kostenmindernde Positionen zu erfassen, weil es ansonsten zu einer gemäß § 6 Abs. 6 S. 6, Abs. 7 GasNEV unzulässigen Abschreibung unter Null kommen würde.

4. Soweit die Betroffene geltend gemacht hat, die Bundesnetzagentur hätte – analog § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV – anstelle der von ihr angegebenen Werte für Einzelwertberichtigungen (- ... T€) und Abschreibungen auf Forderungen (...T€) im Basisjahr 2015 (VV Bl. 36, 39) repräsentative Forderungsausfälle in Höhe von insgesamt ... € (Mittelwert aus den Aufwendungen für Einzelwertberichtigungen, Pauschalwertberichtigungen und Abschreibungen aus Forderungen aus den Jahren 2012 bis 2015) ansetzen müssen, weil die Aufwendungen im Basisjahr außergewöhnlich niedrig gewesen seien, ist dies nach ihrer Erklärung in der mündlichen Verhandlung nur noch hinsichtlich des Negativbetrages aus der Einzelwertberichtigung i.H.v. -... € im Streit. Auch insoweit hat die Beschwerde indessen keinen Erfolg. Die Bundesnetzagentur hat zutreffend darauf hingewiesen, dass eine Berücksichtigung höherer als der für das Basisjahr geltend gemachten Aufwendungen dem Regelungsgehalt des § 6 Abs. 1 ARegV widerspricht.

§ 6 Abs. 1 ARegV verweist auf die Vorschriften der GasNEV zur Netzkostenermittlung. Danach sind die kalkulatorischen Abschreibungen (§ 6 GasNEV) des Basisjahres aus der Gewinn- und Verlustrechnung des Netzbetreibers abzuleiten. Sie bilden generell die Obergrenze der anerkennungsfähigen Abschreibungen. § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV, wonach Kosten, soweit sie dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt bleiben, ist entgegen der Auffassung der Betroffenen auf den – hier geltend gemachten – Fall einer besonders niedrigen Abschreibung im Basisjahr, d.h. zugunsten des Netzbetreibers, nicht entsprechend anwendbar. Das folgt zwar nicht schon daraus, dass es sich dabei nicht um eine Kostenposition im engeren Sinne handelt. § 6 Abs. 2 S. 1 ARegV ist grundsätzlich auch auf andere bilanzielle Positionen anwendbar (vgl. BGH, Beschl. v. 25.04.2017, a.a.O. Rn. 61 ff.: Auflösung von Rückstellungen; OLG Schleswig, Beschl. v. 10.03.2016 - 16 Kart 3/14, juris Rn. 101: Rückstellungen). Es fehlt jedoch schon an einer planwidrigen Regelungslücke. Jedenfalls ist aber auch die Interessenlage nicht vergleichbar. Ratio der Vorschrift ist, dass die Kostenbasis repräsentativ sein soll. Es soll verhindert werden, dass der Netzbetreiber durch die

Verlagerung von Kosten in das Basisjahr die Kostenbasis – im Vergleich zu den Vorjahren – ungerechtfertigt erhöht. Die Nichtberücksichtigung von Kosten im Ausgangsniveau wirkt sich – und das entspricht der Intention der Vorschrift – somit zu Lasten der Netzbetreiber aus (vgl. OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschl. v. 19.08.2020 – VI-3 Kart 776/19, juris Rn. 67). Nach der Systematik der Anreizregulierungsverordnung kann der Umstand, dass im Basisjahr niedrigere Kosten angefallen sind, als in der maßgeblichen Regulierungsperiode nur durch die vom Verordnungsgeber vorgesehenen Anpassungsmöglichkeiten berücksichtigt werden (§ 4 Abs. 3, Abs. 4 ARegV). Die Anpassungstatbestände sind abschließend (§ 4 Abs. 2 S. 2 ARegV). Ungewöhnlich niedrige Kosten können daher nicht als Besonderheit des Geschäftsjahres angesehen werden (Holznagel/Schütz/Schütz/Schütte, a.a.O., § 6 ARegV, Rn. 83; a.A. Schneider/Theobald/Lange, a.a.O., § 19 Rn. 94).

III.

1. Über die Kosten des Beschwerdeverfahrens war gem. § 90 S. 1 EnWG nach billigem Ermessen zu entscheiden. Da die Betroffene mit ihrer Beschwerde hinsichtlich des Beschwerdepunkts Kürzung von Rechts- und Beratungskosten Erfolg hat, die Beschwerde aber im Übrigen – soweit sie nicht zurückgenommen worden ist – zurückgewiesen wurde, ist es sachgerecht, die Kosten des Beschwerdeverfahrens sowie die zur zweckentsprechenden Rechtsverfolgung notwendigen Aufwendungen der Parteien wie geschehen anteilig entsprechend des Obsiegens und Unterliegens zu quoteln.

2. Die Festsetzung des Gegenstandswerts für das Beschwerdeverfahren beruht auf § 50 Abs. 1 Nr. 2 GKG, § 3 ZPO. Der Senat hat entsprechend den Angaben der Parteien die folgende Bewertung der einzelnen Angriffspunkte zugrunde gelegt:

Rechts- und Beratungskosten/Gasspürgeräte: ... €

Buchverluste/hilfsweise Buchgewinne: (bis 30.03.2023) ... €
(danach) ... €

Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Schriftsatz vom 20.04.2023 zu Recht darauf hingewiesen, dass nach der Rücknahme des Beschwerdepunkts „Buchverluste“ über den hilfsweise gestellten Antrag auf Kürzung der Buchgewinne zu entscheiden war. Dies war beim Streitwert entsprechend zu berücksichtigen.

Forderungsausfälle: (bis 30.03.2023) ... €
(danach) ... €

Kapitalkostenabzug	(bis 15.08.2023)	... €
	(danach)	0 €
Effizienzvergleich		... €

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) 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 S. 2, 80 S. 2 EnWG).

v. R.

T.

Dr. J.