



- Beschlusskammer 4 -

Az.: BK4-24-028

### Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 2a i.V.m. § 9 Abs. 3 ARegV hinsichtlich der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung

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

durch ihren Vorsitzenden     Alexander Lüdtké-Handjery  
ihre Beisitzerin                 Stefanie Scheuch  
und ihren Beisitzer               Roman Smidrkal

am 20.12.2024

beschlossen:

Für die Bestimmung der Erlösobergrenze nach § 4 ARegV i.V.m. § 6 ARegV wird für die Dauer der vierten Regulierungsperiode ein genereller sektoraler Produktivitätsfaktor in Höhe von 0,86 % für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen festgelegt.

## Gründe:

### I.

Die vorliegende Festlegung betrifft den für die Dauer der vierten Regulierungsperiode für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen geltenden generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (fortan auch: Xgen). Die vierte Regulierungsperiode begann für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen am 01.01.2024 und endet am 31.12.2028.

Die Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) erfolgt unter Berücksichtigung des nach § 9 ARegV zu ermittelnden generellen sektoralen Produktivitätsfaktors. Gemäß § 9 Abs. 1 ARegV wird der generelle sektorale Produktivitätsfaktor aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung ermittelt.

Die Bundesnetzagentur hat den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor ab der dritten Regulierungsperiode jeweils für die gesamte Regulierungsperiode nach Maßgabe von Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen, zu ermitteln. Die Ermittlung hat unter Einbeziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet für einen Zeitraum von mindestens vier Jahren zu erfolgen. Die Bundesnetzagentur kann dafür die erforderlichen Daten, den Umfang, den Zeitpunkt und die Form der mitzuteilenden Daten sowie die zulässigen Datenträger und Übertragungswege festlegen.

Das von der Bundesnetzagentur im Jahre 2016 beauftragte Wissenschaftliche Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH (im Folgenden: WIK) hat in seinem Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors den Törnqvist-Mengenindex und den Malmquist-Produktivitätsindex als geeignete Möglichkeiten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors identifiziert und bewertet.<sup>1</sup> Beide Methoden haben unterschiedliche Anforderungen an die jeweilige Datenbasis. Während dem Törnqvist-Mengenindex handelsrechtliche Daten zugrunde liegen, basiert die Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors anhand der Malmquist-Methode auf den von den Netzbetreibern zur Durchführung der Effizienzvergleiche für die ersten vier Regulierungsperioden bereitgestellten Daten.

Die für die Ermittlung des Törnqvist-Mengenindex erforderlichen Daten hat die Beschlusskammer im Rahmen des Verfahrens BK4-22-084 bei den betroffenen Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen erhoben. Die Beschlusskammer hat die eingegangenen Daten plausibilisiert und der Berechnung des Törnqvist-Mengenindex zugrunde gelegt.

Zur Sicherstellung der sachgerechten Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur die WIK-Consult GmbH (im Folgenden: WIK-Consult) beauftragt, die bisherige Auseinandersetzung mit den Entwicklungen der Produktivität sowie der Einstandspreise der Gas- und Stromversorgungsnetze gegenüber der Gesamtwirtschaft dahingehend zu überprüfen, ob sie weiterhin dem Stand der Wissenschaft entsprechen und ob methodische Ansätze vorliegen, die etwaige Anpassungen der bisherigen methodischen Ausgestaltung erforderlich machen. Die Swiss Economics SE AG (im Folgenden: Swiss Economics) fungierte dabei als Unterauftragnehmer. Gegenstand der Begutachtung war insbesondere das Vorgehen der Beschlusskammer bei der Ermittlung der gesamt- und netzwirtschaftlichen Bestandteile des Xgen nach der Törnqvist- und der Malmquist-Methode sowie deren möglicherweise notwendige Weiterentwicklung. Darüber hinaus wurden sämtliche zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Elektrizitätsversorgungsnetze der vierten Regulierungsperiode im Rahmen des Festlegungsprozesses durchgeführten Berechnungen vom Gutachter auf ihre Richtigkeit überprüft.

---

<sup>1</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017.

Für weitere Einzelheiten zum Untersuchungsgegenstand sowie zu den gewonnenen Erkenntnissen wird auf das auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter Beschlusskammern >> Beschlusskammer 4 >> Produktivitätsfaktor (§ 9 Abs. 3 ARegV) veröffentlichte Gutachten der WIK-Consult<sup>2</sup> verwiesen.

Im Zuge der Konsultation wurden auch Stellungnahmen zum Gutachten abgegeben. WIK-Consult hat diese Stellungnahmen im Rahmen einer Überarbeitung des Gutachtens berücksichtigt. Die überarbeitete Version des Gutachtens wird ebenfalls an der vorherig genannten Stelle zur Verfügung gestellt.<sup>3</sup>

Die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur hat die vorliegende Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung gemäß § 59 Abs. 3 S. 4 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) auf die Beschlusskammer 4 übertragen.

Durch Mitteilung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur am 21.08.2024 und im Amtsblatt der Bundesnetzagentur Nr. 16/2024 hat die Beschlusskammer die Einleitung des Verfahrens nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 2a i.V.m. § 9 Abs. 3 ARegV veröffentlicht und die geplante Festlegung zur Konsultation gestellt. Der Festlegungsentwurf, die zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors bei den Netzbetreibern erhobenen und verwendeten Daten zum Törnqvist-Index (BK4-22-084) und zum Malmquist-Index sowie die jeweiligen Berechnungstools wurden am 21.08.2024 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und den betroffenen Wirtschaftskreisen Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 18.09.2024 eingeräumt. Eine Vielzahl von Unternehmen und Verbänden haben zu den veröffentlichten Dokumenten Stellung genommen. Die Stellungnahmen sind ebenfalls auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Die Landesregulierungsbehörden sind gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG am 27.08.2024 von der Einleitung des Verfahrens benachrichtigt worden.

Dem Bundeskartellamt wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG vor Erlass der Entscheidung Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Der Länderausschuss wurde am 19.12.2024 gemäß § 54 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG förmlich befasst. Ein Benehmen wurde hergestellt.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen.

---

<sup>2</sup> Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, 2023.

<sup>3</sup> Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, Überarbeitete Fassung, 2024.

## Inhaltsübersicht

A. Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18 .....	- 6 -
I. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs .....	- 6 -
II. Gesetzesreform und Übergangsregelung .....	- 6 -
III. Interessenabwägung .....	- 7 -
B. Ermächtigungsgrundlage .....	- 8 -
C. Formelle Rechtmäßigkeit .....	- 8 -
I. Adressaten der Festlegung .....	- 8 -
II. Zuständigkeit .....	- 8 -
III. Beteiligung .....	- 9 -
IV. Geltungsdauer der Festlegung .....	- 9 -
D. Materielle Rechtmäßigkeit .....	- 10 -
I. Auswahl geeigneter Methoden .....	- 10 -
1. Törnqvist-Index .....	- 11 -
2. Malmquist-Index .....	- 12 -
3. Gutachten von Oxera .....	- 14 -
4. Ergebnis .....	- 15 -
II. Anwendung der geeigneten Methoden .....	- 15 -
1. Törnqvist .....	- 16 -
a) Datengrundlage .....	- 16 -
b) Datenplausibilisierung .....	- 19 -
c) Weitere Datenquellen .....	- 23 -
d) Residualbetrachtung .....	- 24 -
e) Stützintervall .....	- 27 -
f) Entwicklung der Faktorproduktivität der Elektrizitätsnetzwirtschaft .....	- 34 -
g) Inputpreisentwicklung .....	- 48 -
h) Verbraucherpreisindex .....	- 60 -
i) Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor .....	- 60 -

2. Malmquist .....	- 61 -
a) Grundansatz .....	- 61 -
b) Rückgriff auf die Effizienzvergleiche .....	- 63 -
c) Datengrundlage .....	- 68 -
d) Datenplausibilisierung .....	- 73 -
e) Ausreißeranalysen .....	- 76 -
f) Berechnungsmethoden .....	- 78 -
g) Aggregation von Zwischenergebnissen .....	- 81 -
h) Sensitivitätsanalysen .....	- 86 -
3. Ableitung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors .....	- 90 -
E. Öffentliche Bekanntmachung .....	- 92 -

## II.

Der Beschluss ist rechtmäßig. Er beruht auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18 (siehe unten A.). Eine Ermächtigungsgrundlage für den Beschluss liegt vor (siehe unten B.). Der Beschluss ist formell und materiell rechtmäßig (siehe unten C. und D.).

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

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. I 2023, Nr. 405 vom 28.12.2023) besteht eine unionsrechtskonforme Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Verordnungsgeber und der Regulierungsbehörde. Der Beschluss beruht daher auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18.

### **I. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs**

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

### **II. Gesetzesreform und Übergangsregelung**

Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 02.09.2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.

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

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

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

### **III. Interessenabwägung**

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

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

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

## **B. Ermächtigungsgrundlage**

Die Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 2a i.V.m. § 9 Abs. 3 ARegV.

Danach hat die Bundesnetzagentur den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor ab der dritten Regulierungsperiode jeweils vor Beginn der Regulierungsperiode für die gesamte Regulierungsperiode nach Maßgabe von Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen, zu ermitteln. Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke ist die Bundesnetzagentur befugt, Entscheidungen durch Festlegungen oder Genehmigungen nach § 29 Abs. 1 EnWG zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nach § 9 ARegV zu treffen.

Von dieser Befugnis wird mit der vorliegenden Festlegung Gebrauch gemacht. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor ist als Bestandteil der Regulierungsformel bei der Ermittlung der Erlösobergrenze jedes Netzbetreibers zu berücksichtigen, so dass es schon aufgrund der Vielzahl der Anwendungsfälle sachgerecht ist, im Wege einer Festlegung durch eine energiewirtschaftsrechtliche Allgemeinverfügung vorzugehen. Diese Vorgehensweise entspricht der vom Gesetzgeber in § 29 Abs. 1 EnWG vorgesehenen Zweistufigkeit der regulierungsrechtlichen Entscheidungsformen. Die systematische Ausgestaltung sieht insoweit vor, dass wiederkehrende und für eine Vielzahl von Fallgestaltungen relevante methodische Fragen vorab und allgemein in einem separaten Verfahren mittels Festlegung geklärt werden.

## **C. Formelle Rechtmäßigkeit**

### **I. Adressaten der Festlegung**

Die Festlegung adressiert alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen im Sinne von § 3 Nr. 2 EnWG einschließlich der Netzbetreiber, die die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV gewählt haben. Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen im Sinne von § 110 EnWG sind nicht Adressaten dieser Festlegung. Ein Verteilernetz gilt gemäß § 110 Abs. 3 S. 3 EnWG ab vollständiger Antragstellung gemäß § 110 Abs. 3 S. 1 EnWG bis zur Entscheidung der Regulierungsbehörde als geschlossenes Verteilernetz.

### **II. Zuständigkeit**

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG die für den bundeseinheitlichen Erlass dieser Festlegung zuständige Regulierungsbehörde.

Gemäß § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG ist die Große Beschlusskammer zuständig für bundesweit einheitliche Festlegungen zu den Bedingungen und Methoden für den Netzzugang und zu den Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte nach den §§ 20 bis 23a, 24 bis 24b sowie 28o Abs. 3 EnWG. Die Große Beschlusskammer hat die vorliegende Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung gemäß § 59 Abs. 3 S. 4 EnWG auf die Beschlusskammer 4 übertragen.

### III. Beteiligung

Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde nach § 67 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Beschlusskammer hat den Festlegungsentwurf, die zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors bei den Netzbetreibern erhobenen und verwendeten Daten zum Törnqvist-Index (BK4-22-084) und zum Malmquist-Index sowie die jeweiligen Berechnungstools am 21.08.2024 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Die Eröffnung des Festlegungsverfahrens sowie die Konsultation wurden im Amtsblatt der Behörde bekanntgegeben. Eine Vielzahl von Unternehmen und Verbänden haben zu den veröffentlichten Dokumenten Stellung genommen.

Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG am 27.08.2024 über die Einleitung des Verfahrens informiert. Dem Bundeskartellamt wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Der Länderausschuss wurde am 19.12.2024 gemäß § 54 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG förmlich befasst. Ein Benehmen wurde hergestellt.

### IV. Geltungsdauer der Festlegung

Nach § 9 Abs. 3 S. 1 ARegV hat die Bundesnetzagentur den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor ab der dritten Regulierungsperiode jeweils vor Beginn der Regulierungsperiode für die gesamte Regulierungsperiode zu ermitteln. Dieser Verpflichtung wird mit der vorliegenden Festlegung für die vierte Regulierungsperiode Strom entsprochen. Die vierte Regulierungsperiode begann für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen am 01.01.2024 und endet am 31.12.2028.

Die Festlegung kann rechtmäßiger Weise auch nach Beginn der Regulierungsperiode erfolgen. Der Bundesgerichtshof hat mit Beschluss vom 26.10.2021 (EnVR 17/20) für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode entschieden, dass § 9 Abs. 3 S. 1 ARegV keine Ausschlussfrist enthält, die eine Festlegung nach Beginn der Regulierungsperiode hindern würde. Eine solche Auslegung lässt sich bereits dem Wortlaut von § 9 Abs. 3 S. 1 ARegV nicht entnehmen. Danach hat die Bundesnetzagentur den Produktivitätsfaktor zwar vor der Regulierungsperiode zu ermitteln. Dass eine Festlegung aber nicht mehr möglich ist, wenn das nicht rechtzeitig gelingt, ergibt sich daraus nicht.<sup>4</sup> Auch Sinn und Zweck der Festlegung der Erlösobergrenze stehen einer Auslegung als Ausschlussfrist entgegen. Dieser besteht darin, die Erlösobergrenze so festzulegen und die in ihre Festlegung eingehenden Werte – wie den Xgen – so zu bemessen, dass die Netzentgelte auf der Grundlage der Kosten einer effizienten Leistungserbringung unter Einschluss einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals bestimmt werden. Eine zu geringe Erlösobergrenze ist dabei ebenso zu vermeiden wie eine zu hohe. Im Hinblick darauf verbietet sich eine Auslegung, die dazu führen müsste, dass zu hohe oder zu niedrige Netzentgelte festgelegt werden, weil die Festlegung des Produktivitätsfaktors nicht rechtzeitig gelingt.<sup>5</sup> Schließlich ist auch nach der gebotenen richtlinienkonformen Auslegung des § 9 Abs. 3 S. 1 ARegV diejenige zu wählen, die der Bundesnetzagentur den größtmöglichen Spielraum einräumt.<sup>6</sup> Vor dem Hintergrund der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zum Effizienzvergleich, mit dem dieser im September 2023 die SFA-Methode in ihrer bisherigen Ausgestaltung und den Umgang mit Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet als rechtswidrig bean-

---

<sup>4</sup> BGH, Beschluss vom 26.10.2021, EnVR 17/20, Rn. 54, Juris.

<sup>5</sup> BGH, Beschluss vom 26.10.2021, EnVR 17/20, Rn. 54, Juris.

<sup>6</sup> BGH, Beschluss vom 26.10.2021, EnVR 17/20, Rn. 54, Juris.

standet hat<sup>7</sup>, hat die Beschlusskammer entschieden, zunächst etwaige Auswirkungen dieser Entscheidung auf den Malmquist-Wert und damit auf den Produktivitätsfaktor zu eruieren. Nachdem nun auch der Bundesgerichtshof entschieden hat, dass diese Rechtsprechung im Rahmen des Produktivitätsfaktors keine Auswirkungen hat<sup>8</sup>, konnte die Konsultation rechtzeitig für die Kalkulation der Netzentgelte im September 2024 erfolgen. Mithin ist die Festlegung auch nach dem 01.01.2024 statthaft.

#### **D. Materielle Rechtmäßigkeit**

Die Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors erfolgt entsprechend den Vorgaben des § 9 ARegV. Gemäß § 9 Abs. 1, 3 S. 1 ARegV ist der generelle sektorale Produktivitätsfaktor aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung, jeweils vor Beginn der Regulierungsperiode für die gesamte Regulierungsperiode nach Maßgabe von Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen, zu ermitteln. Die Ermittlung hat nach § 9 Abs. 3 S. 2 ARegV unter Einbeziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet für einen Zeitraum von mindestens vier Jahren zu erfolgen.

##### **I. Auswahl geeigneter Methoden**

Unter Berücksichtigung der vorgenannten Regelungen hat die Beschlusskammer untersucht, welche Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen, zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors geeignet sind. Diese Methoden müssen die Eigenschaft aufweisen, das in § 9 Abs. 1 ARegV beschriebene Vorgehen zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts abzubilden.

Die Messung der Produktivitätsentwicklung eines Sektors oder der Gesamtwirtschaft sind schon seit vielen Jahrzehnten Thema der volkswirtschaftlichen Forschung, weshalb hierzu umfangreiche Literatur vorhanden ist. In Bezug auf die Bestimmung des sektoralen Produktivitätsfortschritts gilt es, insbesondere zwei, schon in der Begründung der Anreizregulierungsverordnung genannte, methodisch anerkannte Ansätze zu unterscheiden: den Törnqvist-Mengenindex und den Malmquist-Produktivitätsindex. Vor der – erstmals durch die Bundesnetzagentur vorgenommenen – Festlegung des Xgen für die dritte Regulierungsperiode hatte das von der Bundesnetzagentur beauftragte WIK in seinem Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors den Törnqvist-Mengenindex und den Malmquist-Produktivitätsindex als geeignete Methoden zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors identifiziert und bewertet. Das Vorgehen wurde vor der Festlegung des Xgen für die vierte Regulierungsperiode von WIK-Consult und Swiss Economics überprüft und im Ergebnis bestätigt.<sup>9</sup> Insofern greift das in der Konsultation geäußerte Argument fehl, die Beschlusskammer hätte die Methodik zur Festlegung des Produktivitätsfaktors der vierten Regulierungsperiode nicht kritisch überprüft.

Während dem Malmquist-Produktivitätsindex Unternehmensdaten eines Sektors als Datengrundlage dienen, die mittels verschiedener Ansätze ausgewertet werden können, z.B. Data

---

<sup>7</sup> Vgl. BGH, Beschlüsse vom 26.09.2023, EnVR 43/22, EnVR 37/21 und EnVR 44/22, Juris.

<sup>8</sup> Vgl. BGH, Beschlüsse vom 30.01.2024, EnVR 32/22, Rn. 114 ff.; EnVR 36/22, Rn. 81 ff., Juris.

<sup>9</sup> Vgl. Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, 2023, S. 95 (Fazit).

Envelopment Analysis (DEA) oder Stochastic Frontier Analysis (SFA), basiert der Törnqvist-Mengenindex auf aggregierten Daten der Branche:

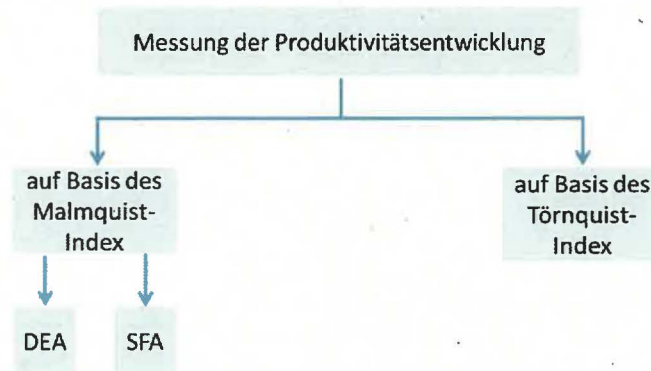


Abbildung 1: Geeignete Methoden zur Messung der Produktivitätsentwicklung

Die Beschlusskammer sieht für die Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors unter den für die vierte Regulierungsperiode geltenden Verhältnissen und in Bezug auf die rechtlichen Rahmenbedingungen, die sich aus der oben unter A.III. begründeten Anwendung der weitergeltenden ARegV ergeben, beide dargestellten Methoden grundsätzlich als geeignet an. Damit ist keine Vorfestlegung für eine künftige Festlegung der Methoden verbunden, die die Bundesnetzagentur in Ansehung des Urteils des Europäischen Gerichtshofes und des zu dessen Umsetzung geänderten EnWG für die fünfte Regulierungsperiode festzulegen hat.

### 1. Törnqvist-Index

Der Törnqvist-Index gehört zu den Indexzahlen<sup>10</sup> und bildet die Produktivität als Verhältnis zwischen Output und Input von Unternehmen mit Hilfe von Daten aus u.a. der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung ab. Dementsprechend werden reale Mengengrößen der In- und Outputfaktoren gewichtet berücksichtigt, um die totale Faktorproduktivität zu messen. Hierzu wird der Outputindex durch den Inputindex des jeweiligen Jahres dividiert<sup>11</sup>:

$$TFP_t = \frac{Q_t^o}{Q_t^i} = \frac{\text{Outputindex}_t}{\text{Inputindex}_t}$$

Die Ermittlung der Output- und Inputindizes erfolgt gemäß der Indexformel nach Törnqvist:

$$Q_t^o = \prod_{m=1}^M \left[ \frac{y_{m,t}}{y_{m,t-1}} \right]^\psi, \text{ mit } \psi = \frac{\omega_{m,t} + \omega_{m,t-1}}{2} \text{ und } \omega_{m,t} = \frac{p_{m,t} y_{m,t}}{\sum_{m=1}^M p_{m,t} y_{m,t}}$$

<sup>10</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 114: „Wenn mehrere Inputs bzw. Outputs zur Berechnung der totalen Faktorproduktivität oder mehrere Preise zur Ermittlung einer generellen Preisentwicklung verdichtet werden sollen, so sind diese Größen jeweils in einer Kennzahl (Index) zusammenzufassen. Ein Index aggregiert mithin verschiedene Einzelinformationen bezüglich Preisen und Mengen“.

<sup>11</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 40 ff.

$$Q_t^i = \prod_{n=1}^N \left[ \frac{x_{n,t}}{x_{n,t-1}} \right]^{\Omega}, \text{ mit } \Omega = \frac{\varphi_{n,t} + \varphi_{n,t-1}}{2} \text{ und } \varphi_{n,t} = \frac{b_{n,t} x_{n,t}}{\sum_{n=1}^N b_{n,t} x_{n,t}}$$

Der Törnqvist-Mengenindex basiert auf der gewichteten geometrischen Durchschnittsbildung der Mengenrelationen der Outputs  $y$  und der Inputs  $x$  in den beiden Perioden, wobei die Gewichtungsfaktoren  $\Psi$  bzw.  $\Omega$  einfache Durchschnitte der Wertanteile  $\omega$  bzw.  $\varphi$  in den jeweiligen Perioden sind. Die Koeffizienten  $a_{m,t}$  und  $b_{n,t}$  sind dabei die entsprechenden Output- und Inputpreise. Für die durchschnittlichen jährlichen Veränderungsrate der totalen Faktorproduktivität wird das geometrische Mittel des Törnqvist-Mengenindex verwendet.

## 2. Malmquist-Index

Der Malmquist-Index basiert auf der Grundidee, die Änderung von statischen Effizienzwerten von Unternehmen (gemessen durch Input- und Output-Distanz-Funktionen) in unterschiedlichen Perioden miteinander zu vergleichen und daraus die Produktivitätsentwicklung abzuleiten. Somit ist der Malmquist-Index ein Maß für die dynamische Effizienzentwicklung im Zeitablauf. Die Effizienzveränderungen werden durch die Veränderung der Distanzen der Effizienzwerte zu den jeweiligen Effizienzgrenzen zweier aufeinander folgenden Perioden erfasst. Ein Unternehmen liegt näher an der Effizienzgrenze, wenn es seine Produktionsmöglichkeiten besser ausnutzt. Das heißt, je mehr Output es bei gleichem Input erzeugt bzw. je weniger Input es bei gleichem Output benötigt.

Die im Vergleich zu anderen Unternehmen effizientesten Unternehmen bilden mit ihren Output-Input-Kombinationen die Effizienzgrenze. Die Effizienzgrenze kann sich von einer zur anderen Periode verschieben. Diese Verschiebung der Effizienzgrenze wird als „Frontier Shift“<sup>12</sup> bezeichnet. Ebenfalls kann in der Betrachtung der Perioden zueinander eine Veränderung der Distanz eines Unternehmens zur Effizienzgrenze erfolgen. Die Veränderung der relativen Effizienz, also des Abstandes vom Effizienzwert eines Unternehmens zur Effizienzgrenze, wird als „Catch-up“<sup>13</sup> (Aufholung) bezeichnet.

Die vorangegangenen Erläuterungen implizieren die Anwendung eines Verfahrens oder mehrerer Verfahren zur Effizienzbestimmung. Für die Durchführung von Effizienzvergleichen bieten sich regelmäßig die Dateneinhüllungsanalyse (DEA) und die Effizienzgrenzenanalyse (SFA) an.

Die DEA ist eine nicht-parametrische, deterministische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Kosten (Input) und Versorgungsaufgabe (Output) aus einer Linearkombination der Vergleichsparameter individuell bestimmt werden. Die individuelle Effizienz eines Unternehmens wird aus der relativen Position des einzelnen Unternehmens gegenüber der gefundenen Effizienzgrenze (Kosten der effizienten Unternehmen) ermittelt. Dabei liegt das Unternehmen näher am effizienten Rand, welches bei geringstem gewichtetem Input zugleich den größten gewichteten Output erzielt. Eine weitergehende Erläuterung der Vorgehensweise bei der Anwendung der DEA erfolgt im Gutachten des WIK, so dass an dieser Stelle auf dieses Gutachten verwiesen wird.<sup>14</sup>

Die SFA ist eine parametrische, stochastische Methode, die einen funktionalen Zusammenhang zwischen Aufwand und Leistung in Form einer Kostenfunktion unterstellt. Dabei werden die Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten

<sup>12</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 29 ff.

<sup>13</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 29 ff.

<sup>14</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 30 ff.

Kosten in einen symmetrisch verteilten Störterm und eine positiv verteilte Restkomponente zerlegt. Die Restkomponente ist Ausdruck von Ineffizienz. Es wird somit von einer schiefen Verteilung der Restkomponente ausgegangen. Die Effizienzgrenze wird von den Unternehmen mit dem besten Verhältnis zwischen wirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet. Eine weitergehende Erläuterung der Vorgehensweise bei der Anwendung der SFA erfolgt im Gutachten des WIK, so dass an dieser Stelle auf dieses Gutachten verwiesen wird.<sup>15</sup> Grundsätzlich stellen Verfahren zur Bestimmung von Effizienzwerten auf unternehmensspezifische Daten einer Vergleichsgruppe aus mehreren Perioden bzw. zu verschiedenen Zeitpunkten ab. Im Rahmen der Anwendung von Verfahren zur Bestimmung der Effizienz wird in der Regel eine Kostentreiberanalyse durchgeführt. Mittels der Kostentreiberanalyse werden die relevanten Eingangsgrößen zur Effizienzbestimmung ermittelt. Das Verfahren zum Malmquist-Index setzt auf die beiden vorgenannten Verfahren zur Effizienzbestimmung auf. Für den Malmquist-Index sind die Veränderungen der Distanzen zwischen den unternehmensspezifischen Effizienzwerten und der Effizienzgrenze relevant. Nachfolgend wird beispielhaft dargestellt, wie die Malmquist-Berechnung funktioniert.

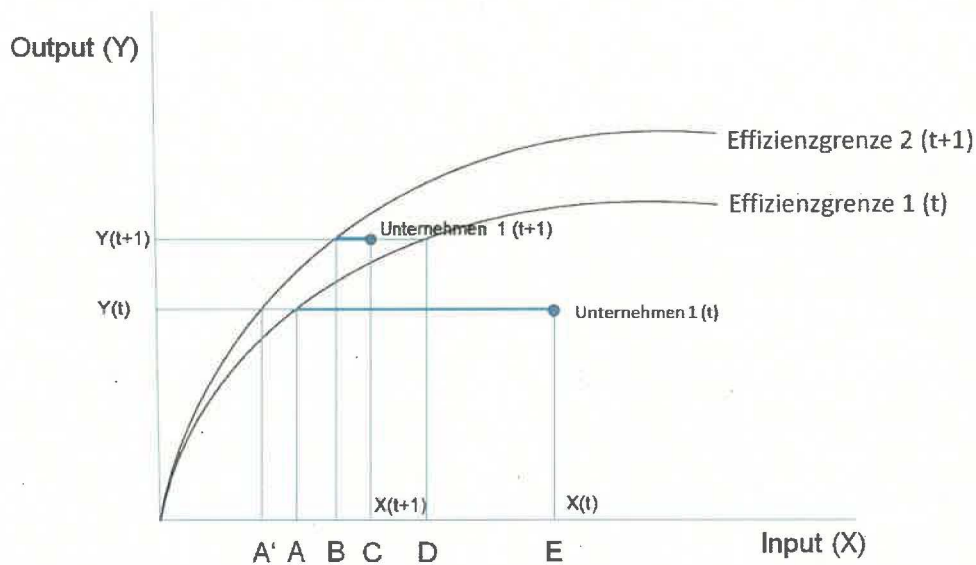


Abbildung 2: Grafische Darstellung zur Erläuterung des Malmquist-Indexes

In der obigen Abbildung produziert ein Unternehmen 1 zum Zeitpunkt t bei einem Input  $X(t)$  einen Output  $Y(t)$ . Das Unternehmen 1 könnte mit einem geringeren Input (A statt E) dieselbe Output-Menge produzieren. Folglich ist das Unternehmen 1 ineffizient und liegt nicht auf der Effizienzgrenze. Die Distanzfunktion  $dt(X_t, Y_t)$  ist gleich  $A/E$ , mit  $A/E < 1$ . Je näher sich der Wert 1 nähert, umso effizienter ist das Unternehmen 1. Wäre das Unternehmen 1 effizient, dann würde es den Input A einbringen, so dass gilt  $A/A = 1$ . Auf gleiche Weise kann man die Distanzfunktion auf den Zeitpunkt t+1 anwenden. Die Distanzfunktion  $dt+1(X_{t+1}, Y_{t+1})$  ist gleich  $B/C$ . Um nun die Veränderung der Effizienz zu bestimmen, können die beiden Distanzfunktionen zueinander ins Verhältnis gesetzt werden (relative Effizienz):  $(B/C)/(A/E)$ . Aus der Abbildung lässt sich noch ableiten, dass eine generelle Produktivitätsverbesserung in der Branche stattgefunden hat, da die Effizienzgrenze 2 links von der Effizienzgrenze 1 verläuft. Für das vorliegende Beispiel kann festgehalten werden, dass zum ei-

<sup>15</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 32 ff. sowie Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, 2023, S. 18 ff.

nen eine Verbesserung der relativen Effizienz (Verringerung des Abstands zur Effizienzgrenze) für das Unternehmen vorliegt und zum anderen das Unternehmen den Produktivitätsfortschritt der Branche mitvollzogen hat.

Zu unterscheiden ist zwischen dem mengenbasierten Produktions-Malmquist-Index (PMI) und dem mengen- und preisdatenbasierten Kosten-Malmquist-Index (KMI). Der klassische Produktions-Malmquist-Index ist mengenbasiert und beurteilt nur die technische Effizienz. Im Rahmen des PMI wird die technische Effizienz des Unternehmens durch einen relativen Vergleich der Distanzen zwischen dem tatsächlichen und dem effizienten Faktoreinsatz berechnet. Wenn man die Referenzperiode  $t$  für den PMI annimmt, dann wäre dies im obigen Beispiel gleichbedeutend mit:  $PMI_t = (D/C)/(A/E)$ . Dies bedeutet, dass  $PMI_t$  die Position C in Periode  $t+1$  und Position E in Periode  $t$  mit der Referenztechnologie (Effizienzgrenze) für Periode  $t$  vergleicht. Umgekehrt vergleicht der PMI mit der Referenzperiode  $t+1$  die Inputmengen C und E aus den beiden Perioden mit der Effizienzgrenze in Periode  $t+1$ :  $PMI_{t+1} = (B/C)/(E/A)$ .

Der PMI wird als das geometrische Mittel im Verhältnis zu beiden Perioden dargestellt. Als Berechnung ergibt sich:  $PMI = [(D/C)/(A/E) * (B/C)/(A/E)]^{1/2}$ .

Im Gegensatz zum PMI benötigt der KMI Mengen- und Preisdaten. Daher erfolgt der Vergleich nicht zur Produktionsgrenze, sondern zu den effizienten Kosten. Somit beinhaltet die Kostenfunktion die minimalen Kosten, um einen gegebenen Output (bei gegebener Produktionsfunktion) bei gegebenen Faktor- bzw. Inputpreisen herzustellen. Anstatt wie beim PMI auf Input-Output-Kombinationen abzustellen, bezieht der KMI die Kosten-Output-Kombinationen in die Betrachtung ein.

Der Malmquist-Index zeichnet sich dadurch aus, dass er in der Lage ist, die Produktivitätsänderung sowohl nach dem Aufhol-Effekt („Catch-up“) als auch nach der Verschiebung der Effizienzgrenze („Frontier Shift“) zu trennen.<sup>16,17</sup> Für die Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors ist die Verschiebung der Effizienzgrenze („Frontier Shift“) relevant.

### 3. Gutachten von Oxera<sup>18</sup>

Im Rahmen der Konsultation des Xgen Strom für die dritte Regulierungsperiode hat der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (im Folgenden: BDEW) die Oxera Consulting LLP (im Folgenden: Oxera) mit der Untersuchung des Vorgehens der Beschlusskammer bei der Ermittlung des Xgen für die dritte Regulierungsperiode beauftragt. Zwar sieht Oxera die Törnqvist- und Malmquist-Methodik ebenfalls grundsätzlich als geeignet an, verweist jedoch auf vermeintliche Schwächen bei der Umsetzung durch die Beschlusskammer, wodurch das ermittelte Ergebnis zu hoch ausgefallen sei. Um zu überprüfen, ob die im Gutachten dargestellte Methodik von Oxera zur Ermittlung eines Xgen für die gesamte Energiewirtschaft auf Grundlage des Törnqvist-Index den von der Beschlusskammer verwendeten Methoden überlegen ist, hat die Bundesnetzagentur WIK-Consult mit der Erstellung eines Gutachtens beauftragt. Im Ergebnis kommen die Gutachter zu dem Schluss, dass die Methodik von Oxera den von der Beschlusskammer verwendeten Methoden nicht überlegen ist. Das Gutachten steht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter Beschlusskam-

---

<sup>16</sup> Die Ermittlung des technologischen Fortschritts anhand von Unternehmensdaten, Studie im Auftrag von Netze BW GmbH, Polynomics, Jacobs University, 2016, S. 33 ff.

<sup>17</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 26 ff. sowie Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, 2023, S. 18.

<sup>18</sup> Wissenschaftlicher Standard zur Ermittlung des Xgen; Eine Studie für den BDEW vor dem Hintergrund des Festlegungsentwurfs der Bundesnetzagentur (BK4-17-093), Oxera, 2017.

mern >> Beschlusskammer 4 >> Produktivitätsfaktor (§ 9 Abs. 3 ARegV) zur Verfügung. Nach Auswertung der Gutachten ist die Beschlusskammer weiterhin der Auffassung, dass die von Oxera vorgeschlagene Methodik nicht überlegen ist. Die Beschlusskammer sieht für die Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors die Törnqvist- und Malmquist-Methodik als geeignet an und wendet diese bei der vorliegenden Festlegung an.

#### 4. Ergebnis

Die Berechnung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode erfolgt, wie bereits für die vorherige Regulierungsperiode, nach dem Törnqvist- und Malmquist-Index. Beide beschriebenen Methoden sind unter den für die vierte Regulierungsperiode geltenden tatsächlichen und rechtlichen Rahmenumständen sowie unter Berücksichtigung des Standes der Wissenschaft geeignet, den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor zu ermitteln. Bereits der Verordnungsgeber hat in seiner Begründung zur Einführung der Anreizregulierung<sup>19</sup> die genannten Methoden als international anerkannte Methoden beschrieben.

Der Bundesgerichtshof hat in seinen Entscheidungen zum Produktivitätsfaktor wiederholt festgehalten, dass der Bundesnetzagentur hinsichtlich der für die Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors anzuwendenden Methoden und deren Ausgestaltung ein weiter Beurteilungs- und Ermessensspielraum zukommt.<sup>20</sup> Bei Ausübung des eingeräumten Ermessens ist die Bundesnetzagentur nicht verpflichtet, im Zweifel eine für die Netzbetreiber günstigere Entscheidung zu treffen, sofern sich nicht aus dem Gesetz etwas anderes ergibt.<sup>21</sup> Der Bundesgerichtshof hat mehrfach bestätigt, dass sowohl die Törnqvist- als auch die Malmquist-Methode wissenschaftlich anerkannt sind.<sup>22</sup> Im Rahmen der Konsultation wurde vorgetragen, dass die Beschlusskammer von der durch den Bundesgerichtshof bestätigten Methodik abweichen dürfe. Dies ist der Beschlusskammer bewusst. Unter Einbeziehung der Erkenntnisse aus dem Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors<sup>23</sup> ist die Beschlusskammer jedoch in Ausübung des ihr zustehenden Beurteilungs- und Ermessensspielraums erneut zu dem Ergebnis gekommen, dass beide Methoden grundsätzlich zur Ermittlung des Xgen geeignet sind. Daran hält die Beschlusskammer für die vierte Regulierungsperiode auch unter Ansehung des Umstandes fest, dass der Regulierungsrahmen für die fünfte Regulierungsperiode gegenwärtig einer grundsätzlichen Neufestlegung unterzogen wird. Die hier getroffene Wertung beinhaltet keine Vorfestlegung für diesen künftigen Regulierungsrahmen. Der im Gutachten von Oxera vorgestellte Ansatz zur Ermittlung des Xgen nach der Törnqvist-Methode ist dem von der Beschlusskammer verwendeten Ansatz nicht überlegen und wird dementsprechend bei der Ermittlung des Xgen nicht angewandt.

## II. Anwendung der geeigneten Methoden

Aus der Anwendung der durch die Beschlusskammer als geeignet angesehenen Methoden zur Ermittlung des Produktivitätsfaktors ergeben sich die nachfolgenden Werte für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor:

---

<sup>19</sup> Vgl. Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung; Drucksache 417/07; 15.06.2007.

<sup>20</sup> BGH, Beschluss vom 26.01.2021, EnVR 7/20 Rn. 20; Beschluss vom 28.06.2022, EnVR 10/20, Rn. 17; Beschluss vom 30.01.2024, EnVR 32/22, Rn. 11 ff., Juris.

<sup>21</sup> BGH, Beschluss vom 26.01.2021, EnVR 72/19, Rn. 25, Juris.

<sup>22</sup> Vgl. zuletzt BGH, Beschluss vom 30.01.2024, EnVR 32/22, Rn. 13, Juris.

<sup>23</sup> Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, 2023.

<b>Törnqvist-Index</b>	<b>Malmquist-Index</b>
1,11 %	0,86 %

Tabelle 1: Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach Törnqvist-/Malmquist-Index

## 1. Törnqvist

Die in Abschnitt I.1. beschriebene Törnqvist-Methode führt in der konkreten Anwendung zu einem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen in Höhe von 1,11 %. Nachfolgend soll das Vorgehen bei der Ermittlung des genannten Wertes beschrieben werden.

Zunächst wird die Datengrundlage dargestellt (siehe a)) und aufgezeigt, wie die eingeflossenen Daten erhoben und plausibilisiert wurden (siehe b)), sowie weitere Datenquellen, die für die vorliegende Entscheidung verwendet wurden, aufgezeigt (siehe unten c)). Sodann wird in den Abschnitten d) – i) die Anwendung der abstrakten Methodik in ihrer konkreten Ausprägung erläutert.

### a) Datengrundlage

Gemäß der Festlegung zur Datenabfrage zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode (BK4-22-084) vom 16.09.2022 waren alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen im Sinne des § 3 Nr. 2 EnWG – mit Ausnahme der Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen im Sinne von § 110 EnWG – verpflichtet, die von der Bundesnetzagentur zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode gemäß § 9 Abs. 3 ARegV benötigten Daten in dem Umfang, in der Struktur und mit dem Inhalt, wie sie in der Anlage zur Festlegung vorgegeben sind, elektronisch an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.

Die Beschlusskammer hat folgende Daten aus der Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) und der Bilanz bei den Elektrizitätsnetzbetreibern für die Jahre 2006 bis 2022 abgefragt (siehe Anlage 1; Tabellenblatt „Ausfüllhilfe“):

- Tatsächlich geleistete Stunden des Personals [in h]
- Anzahl Personal (umgerechnet in Vollzeitkräfte)
- Umsatz [in Euro]
- davon Umsatzsteuer, Stromsteuer, gesetzliche Umlagen [in Euro]
- davon Umsatz aus Konzessionsabgaben [in Euro]
- Umsatz (ohne Umsatzsteuer, ohne Stromsteuer, ohne gesetzlichen Umlagen) [in Euro]
- Bestandsveränderung an unfertigen und fertigen Erzeugnissen aus eigener Produktion [in Euro]
- Aktivierte Eigenleistungen [in Euro]
- Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe [in Euro]
- Davon Aufwendungen für vorgelagerte Netze, falls in „Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe“ verbucht
- davon Aufwendungen für vermiedene Netzentgelte (§ 18 StromNEV) [in Euro]
- Personalaufwand [in Euro]
- Aufwendungen für bezogene Leistungen [in Euro]
- davon Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur [in Euro]
- davon Aufwendungen für vorgelagerte Netze, falls in

„Aufwendungen für bezogene Leistungen“ verbucht [in Euro]

- Sonstige betriebliche Aufwendungen [in Euro]
- davon Konzessionsabgaben [in Euro]
- davon Aufwendungen für Netzkauf [in Euro]
- Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen [in Euro]
- Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge [in Euro]
- Zinsen und ähnliche Aufwendungen [in Euro]
- Sonstige betriebliche Erträge [in Euro]
- davon Subventionen und Fördermittel [in Euro]
- davon Erträge aus Netzverkauf [in Euro]

Bilanzpositionen:

- Eigenkapital [in Euro]
- davon gezeichnetes Kapital [in Euro]
- davon Kapitalrücklage [in Euro]
- davon Gewinnrücklagen [in Euro]
- davon Gewinnvortrag / Verlustvortrag [in Euro]
- davon Jahresüberschuss / Jahresfehlbetrag [in Euro]
- Rückstellungen [in Euro]
- Verbindlichkeiten [in Euro]
- Rechnungsabgrenzungsposten [in Euro]
- Passive latente Steuern [in Euro]
- Verzinliches Fremdkapital (Summe des unter den vorangehenden zehn Positionen enthaltenen verzinlichen Fremdkapitals) [in Euro]

Umlagesachverhalte:

- Für ÜNB: Aufwand für Zahlungen bzw. Zahlungsverpflichtungen an EEG-Anlagenbetreiber, Direktvermarkter und VNB im Netzgebiet [in Euro]
- Für VNB: Aufwand für Zahlungen bzw. Zahlungsverpflichtungen an EEG-Anlagenbetreiber im Netzgebiet [in Euro]
- Ertrag aus Erstattungen der ÜNB an den Netzbetrieb für Auszahlungen an EEG-Anlagenbetreiber im Netzgebiet [in Euro]
- Für ÜNB: EEG-Umlageertrag aus Erhebung der EEG-Umlage von Letztverbrauchern durch den Netzbetrieb, aus Weiterleitung der EEG-Umlage durch Stromlieferanten/VNB an die ÜNB, Vermarktung der einspeisevergüteten EEG-Strommengen [in Euro]
- Für VNB: EEG-Umlageertrag (Erhebung der EEG-Umlage von Letztverbrauchern durch den Netzbetrieb, gilt insb. für die Erhebung der EEG-Umlage von Letztverbrauchern auf Eigenverbrauch (Selbstverbrauch der Anlagenbetreiber) [in Euro]
- EEG-Umlageaufwand (Weiterleitung der erhobenen EEG-Umlage an ÜNB) [in Euro]
- § 19 StromNEV-Umlageertrag (Erhebung der § 19 StromNEV-Umlage durch den Netzbetrieb) [in Euro]
- § 19 StromNEV-Umlageaufwand (Weiterleitung der erhobenen § 19 StromNEV-Umlage an den Übertragungsnetzbetreiber) [in Euro]
- § 19 StromNEV-Aufwand (Aufwand, bspw. bei Forderungsausfall aufgrund von Insolvenz, aus an privilegierte Netzkunden im Netzgebiet gewährten Reduzierungen) [in Euro]
- § 19 StromNEV-Umlageertrag (Ertrag aus Erstattungen der ÜNB an den Netzbetrieb für an privilegierte Netzkunden im Netzgebiet gewährte Reduzierung) [in Euro]
- KWKG-Umlageaufwand (Aufwand aus Auszahlungen an KWK-Anlagenbetreiber

im Netzgebiet) [in Euro]

- KWKG-Umlageertrag (Ertrag aus Erstattungen der ÜNB an den Netzbetrieb für Auszahlungen an KWK-Anlagenbetreiber im Netzgebiet) [in Euro]
- KWKG-Umlageaufwand (Weiterleitung der erhobenen KWKG-Umlage an den Übertragungsnetzbetreiber) [in Euro]
- KWKG-Umlageertrag (Erhebung der KWKG-Umlage durch den Netzbetrieb) [in Euro]
- Offshore-Netzumlageaufwand (Aufwand aus Auszahlungen an Offshore-Netzbetreiber) [in Euro]
- Offshore-Netzumlageertrag (Ertrag aus Erstattungen der ÜNB an den Netzbetrieb für Auszahlungen an Offshore-Netzbetreiber) [in Euro]
- Offshore-Netzumlageaufwand (Weiterleitung der erhobenen Offshore-Netzumlage an den Übertragungsnetzbetreiber) [in Euro]
- Offshore-Netzumlageertrag (Erhebung der Offshore-Netzumlage durch den Netzbetrieb) [in Euro]
- AbLaV-Umlageaufwand (Aufwand aus Auszahlungen an Empfangsberechtigte gem. AbLaV im Netzgebiet) [in Euro]
- AbLaV-Umlageertrag (Ertrag aus Erstattungen der ÜNB an den Netzbetrieb für Auszahlungen an Empfangsberechtigte gem. AbLaV im Netzgebiet) [in Euro]
- AbLaV-Umlageaufwand (Weiterleitung der erhobenen AbLaV-Umlage an den Übertragungsnetzbetreiber) [in Euro]
- AbLaV-Umlageertrag (Erhebung der AbLaV-Umlage durch den Netzbetrieb) [in Euro]

Es wurden sämtliche in Betrieb befindliche Anlagengüter erfasst, welche sich im Eigentum des Netzbetreibers befinden, zudem auch Anlagengüter aus einem Pachtverhältnis. Bereits abgeschriebene, aber noch in Betrieb befindliche Anlagengüter waren ebenfalls Bestandteil der Datenabfrage. Insgesamt wurde der Bestand des Sachanlagevermögens aller folgenden Anlagengruppen für die Jahre 2006 bis 2022 abgefragt (siehe Anlage 1; Tabellenblatt „Ausfüllhilfe“):

- Grundstücke
- Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen (ohne Grundstücke)
- Betriebsgebäude
- Verwaltungsgebäude
- Gleisanlagen, Eisenbahnwagen
- Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen
- Werkzeuge/Geräte
- Lagereinrichtung
- Hardware
- Software
- Leichtfahrzeuge
- Schwerfahrzeuge
- Freileitungen Mittelspannungsnetz
- 380/220/110/30/10 kV-Stationen
- Freileitung 110 - 380 kV
- Kabel 220 kV
- Kabel 110 kV
- Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter
- Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen
- Sonstiges
- Mittelspannungsnetz - Kabel

- Niederspannungsnetz - Kabel 1 kV
- Niederspannungsnetz - Freileitungen 1 kV
- Hauptverteilstationen
- Ortsnetzstationen
- Kundenstationen
- Stationsgebäude
- Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen
- Ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen
- Schalteinrichtungen
- Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen
- Abnehmeranschlüsse - Kabel
- Abnehmeranschlüsse - Freileitungen
- Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrank
- Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger
- Telefonleitungen
- Fahrbare Stromaggregate
- Moderne Messeinrichtungen
- Smart-Meter-Gateway

## **b) Datenplausibilisierung**

Die Beschlusskammer hat bis zum Dezember 2022 insgesamt 848 Netzbetreiber angeschrieben und auf ihre Verpflichtung zur Datenübermittlung zum Zwecke der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode gemäß § 9 Abs. 3 ARegV auf Grundlage der Festlegung vom 16.09.2022 (BK4-22-084) hingewiesen. Bis zur finalen Berechnung haben 845 Netzbetreiber einen vollständig ausgefüllten Erhebungsbogen übermittelt. Drei der angeschriebenen Netzbetreiber haben keinen Erhebungsbogen übermittelt. Die daraufhin seitens der Beschlusskammer erfolgte Überprüfung hat ergeben, dass von diesen einer ein geschlossenes Verteilernetz gemäß § 110 EnWG und einer eine Kundenanlage betreibt und sie deshalb nicht zur Datenlieferung verpflichtet sind. Der dritte ist nach nochmaliger Prüfung als schweizer Netzbetreiber mit einer Minderheit deutscher Kunden zu qualifizieren und entfällt deshalb aus der Betrachtung.

Die von den 845 verpflichteten Unternehmen erhobenen Daten wurden sodann auf ihre Plausibilität hin überprüft. Es erfolgte zunächst eine systematische Überprüfung der Vollständigkeit der Datenlieferung. Hierbei ging es darum, ob der jeweilige Datensatz Lücken aufwies. So wurde überprüft, ob in den einzelnen Betrachtungsjahren überhaupt keine GuV- und Bilanz-Daten vorhanden waren, ob weder in der Position „Sachanlagevermögen-Netzbetreiber“ noch in der Position „Sachanlagevermögen-Verpächter“ Werte ausgewiesen wurden, oder ob die Positionen „Personal“ und „tatsächlich geleistete Arbeitsstunden“ nicht befüllt wurden. Wenn das der Fall war, wurde ein entsprechendes Nachforderungsschreiben an die betroffenen Unternehmen versendet, das Ergebnis der Überprüfung mitgeteilt sowie das Unternehmen aufgefordert, die fehlenden Angaben nachzuholen.

Neben der Vollständigkeitsprüfung erfolgte eine individuelle Plausibilitätsprüfung. Im Bereich der Gewinn- und Verlustrechnung und des Sachanlagevermögens erfolgte auch eine Überprüfung der Daten für die Jahre 2006 bis 2017 anhand von Vergleichsdaten aus der Datenerhebung für die Bestimmung des Xgen der dritten Regulierungsperiode (BK4-17-094). Die

Netzbetreiber wurden aufgefordert, ermittelte Abweichungen zu erläutern und gegebenenfalls Bögen mit korrigierten Werten neu zu übermitteln. Strukturelle Abweichungen zwischen den Abfragen 2018 und 2022 wurden dabei berücksichtigt. Zudem sind Netzübergänge und vergleichbare Fragestellungen explizit in der Plausibilisierungsprüfung abgefragt worden, um sicherzustellen, dass es nicht zu einer Doppelerfassung einzelner Jahre kommt.

Zum anderen erfolgte die Überprüfung der übermittelten Daten durch Plausibilisierung anhand interner und externer zur Verfügung stehender Vergleichsdaten wie Jahres-/Spartenabschlüsse im Bundesanzeiger, Datenabfragen zum Monitoringbericht und den Effizienzvergleichen sowie der Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1 ARegV. Darüber hinaus wurde insbesondere hinsichtlich der Daten der Jahre 2018 bis 2022, die im Rahmen des Verfahrens BK4-22-084 erstmals erhoben wurden, die Entwicklung der Werte im Zeitverlauf betrachtet. Bei deutlichen Abweichungen zu den Vor- und/oder Folgejahren wurden die Netzbetreiber aufgefordert, diese „Ausreißer“ zu erläutern und gegebenenfalls Bögen mit korrigierten Werten neu zu übermitteln. Zudem wurden die übermittelten Daten auf sonstige unplausible oder fehlende Werte überprüft, beispielsweise Abweichungen zwischen Umsatz und Aufwendungen aus Konzessionsabgaben, fehlende Werte für vorgelagerte Netze oder Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, fehlende Werte beim Personal bzw. Personalaufwand, Anstieg der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten gegenüber den Vorjahren, Diskrepanzen zwischen der Position „Verpächter\_Anlagevermögen“ und insoweit fehlenden GuV-Werten für die Position „Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur“.

In einem Konsultationsbeitrag wurde auf negative Anschaffungs- und Herstellungskosten in einer Anlagengruppe für ein Anschaffungsjahr und die Geschäftsjahre 2017 bis 2022 hingewiesen. Grundsätzlich können Anschaffungs- und Herstellungskosten in Ausnahmefällen negativ sein, beispielsweise wenn Zuschüsse mit einer Nettodarstellung abgebildet werden. Im konkreten Fall traf dies jedoch nicht zu, wie sich aus Nachfragen bei zwei Netzbetreibern ergab, die diese Daten eingereicht hatten. Stattdessen handelte es sich um Fehleintragungen, die im Nachgang der Konsultation berichtigt werden konnten.

Die weiteren angeführten Auffälligkeiten in den Daten des Sachanlagevermögens sind gemeldete Werte für Anlagen, deren Anschaffungsjahr in Zukunft des jeweilig abgefragten Geschäftsjahres liegt, so wie positive Eintragungen für Anlagen des Messstellenbetriebs. Erste Auffälligkeit kann in bestimmten Ausnahmefällen plausibel sein, nämlich wenn eine Anlage bereits vor ihrer handelsrechtlichen Aktivierung genutzt wurde. Der zweiten Auffälligkeit ist die Beschlusskammer durch Bereinigung des Sachanlagevermögens um die beiden Anlagengruppen „Moderne Messeinrichtungen“ und „Smart-Meter-Gateway“ begegnet. Diese Auffälligkeiten sind allerdings in der Größe ihrer Wirkung auf das Törnqvist-Ergebnis gänzlich unbedeutend.

Die Eintragungen im Zusammenhang mit Umlagesachverhalten wurden in besonderem Umfang überprüft. Beispielsweise erfolgte ein Abgleich der Umlageerträge mit zeitlich verbundenen Umlageaufwendungen. Die Position „Umsatz ohne Umsatzsteuer, Stromsteuer, gesetzliche Umlagen“ konnte mithilfe der Angaben zu Umsatz aus Konzessionsabgaben und zu Umlageerträgen plausibilisiert werden.

So hat die Beschlusskammer geprüft, ob die im Erhebungsbogen unter G. angegebenen Erträge aus Umlagesachverhalten in Summe niedriger oder gleich dem unter Position B.1.1 angegebenen Betrag sind. Die Position G.2.4 (§ 19 StromNEV-Ertrag aus Erstattungen der ÜNB für an privilegierte Netzkunden gewährte Reduzierung) wurde bei dem Abgleich nicht berücksichtigt, da sie (wie auch in der Ausfüllhilfe beschrieben) nicht aus der Position B.1.1 herausgerechnet wird. Verliefe dieser Test negativ, so wurden Datenkorrekturen bzw. Erläuterungen angefordert. Die Umlagesachverhalte (mit Ausnahme der Position G.2.4) waren schließlich aus der Position B.1.3 auf dem Tabellenblatt „Datenabfrage“ herauszurechnen.

Im Rahmen der Konsultation wurde angeführt, dass der Zusammenhang zwischen den Umsätzen, bereinigten Umsätzen und Umlagen nicht verifiziert werden könne, da die Position B.1.1 in vielen Erhebungsbögen größer als die Summe der Umlagesachverhalte (mit Ausnahme der Position G.2.4) sei.

Die geäußerte Kritik verfängt schon allein deswegen nicht, da die Position B.1.1. zusätzlich zu den Umlagesachverhalten auch die Umsatz- und Stromsteuer enthalten kann. Deswegen kann die Position B.1.1 auch größer als die Summe der genannten Umlagesachverhalte sein. Darüber hinaus war dies auch lediglich ein Prüfschritt bei der umfangreichen Plausibilisierung der Netzbetreibererlöse. So wurde auch die interne Konsistenz der Daten geprüft. Beispielsweise wurde analysiert, ob die Position B.1.3 der Differenz der Positionen B.1 und B.1.1 entspricht.

Weiterhin ist es sachgerecht, die Position G.2.4 nicht aus der Position B.1.3 herauszurechnen. Denn die Erstattungen der Übertragungsnetzbetreiber an den Verteilernetzbetreiber für an privilegierte Netzkunden in dessen Netzgebiet gewährte Reduzierung dienen der Deckung der Netzkosten und fallen nicht unter die Umlagen im eigentlichen Sinne. Ein Herausrechnen dieser Position würde somit den Umsatz unsachgerecht verringern.

Für die Erstattungen aus der § 19-StromNEV-Umlage wurden von den jeweiligen Netzbetreibern Bestätigungen der korrekten Behandlung angefordert, um zu vermeiden, dass diese Erlöse in der Position „Umsatz ohne Umsatzsteuer, Stromsteuer, gesetzliche Umlagen“ unberücksichtigt bleiben.

Ebenfalls achtete die Beschlusskammer darauf, dass die Netzbetreiber die Umlagesachverhalte auch auf der Aufwandsseite wie vorgegeben herausgerechnet haben. Hierfür verglich sie die Position C.1 „Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe“ mit der Position B.1.3 „Umsatz ohne Umsatzsteuer, Stromsteuer, gesetzliche Umlagen“. Beide Positionen waren um Umlagesachverhalte zu bereinigen. Bei auffällig hohen Aufwendungen wurde eine Erläuterung oder Korrektur nachgefordert.

Außerdem wurden von allen Netzbetreibern Bestätigungen angefordert, dass sie die Effekte des Bilanzrichtlinie-Umsetzungsgesetzes (BilRUG) in ihren Datenmeldungen nicht eigenmächtig korrigiert haben und so das tatsächliche Bilanzbild in die Erhebung Eingang fand.

Letztendlich oblag es jedoch den Netzbetreibern, korrekte und belastbare Werte im Rahmen der Datenerhebung einzureichen. Die Beschlusskammer ist nicht dazu verpflichtet, alle von den Netzbetreibern übermittelten Daten bis ins letzte Detail zu überprüfen.<sup>24</sup> Sie darf davon ausgehen, dass die zur Datenlieferung verpflichteten Netzbetreiber nicht vorsätzlich unzutreffende Angaben vornehmen und dass sich versehentlich unzutreffende Einzelangaben unter Berücksichtigung des Umfangs der Daten nicht in nennenswertem Umfang auf das ermittelte Ergebnis auswirken.<sup>25</sup> Die Plausibilisierung durch die Beschlusskammer hatte demnach zum Ziel, offensichtlich unplausible Eintragungen zu identifizieren und zu korrigieren.

Es konnten bis zur Festlegung im Ergebnis 821 von 845 Datensätzen als plausibel, endgültig (testierter Jahresabschluss) und vollständig eingestuft werden. Dies stellt in Bezug auf die Unternehmensanzahl einen Anteil von 97 % dar und in Bezug auf die Umsatzerlöse eine Marktabdeckung in Höhe von 98 %. Es wird also nahezu der gesamte deutsche Stromnetz-

---

<sup>24</sup> Vgl. BGH, Beschluss vom 21.01.2014, Az. EnVR 12/12, Rn. 84, Juris.

<sup>25</sup> Vgl. BGH, Beschluss vom 21.01.2014, Az. EnVR 12/12, Rn. 41; Juris; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17.02.2016, Az. VI-3 Kart 245/12 [V], Rn. 41, Juris.

bereich abgedeckt. Die Beschlusskammer hat sämtliche Ergänzungen und Korrekturen der Netzbetreiber, die bis zum Zeitpunkt der finalen Berechnung vorlagen, berücksichtigt. Während der Konsultation bemühte sich die Beschlusskammer weiterhin, die bei einigen Netzbetreibern noch fehlenden finalen Daten einzuholen. Einigen kleineren Netzbetreibern liegen für das Geschäftsjahr 2022 zum Zeitpunkt der Festlegung jedoch weiterhin keine testierten Jahresabschlüsse vor. Für die Konsultation wurden insoweit vorläufige Daten mit in die Berechnung einbezogen. Für die Festlegung wurden Einreichungen mit vorläufigen Daten oder Plandaten des Jahres 2022 im Sinne einer möglichst belastbaren und validen Datengrundlage nicht mehr berücksichtigt, auch wenn dies bedeutet, dass letztlich weniger Datensätze in die Berechnung eingehen. Die in die Berechnung des Xgen eingeflossenen Daten der Gewinn- und Verlustrechnung sowie die Daten des Anlagevermögens können der Anlage 1 (Tabellenblatt „00\_GuV“ sowie „00\_SAV“) entnommen werden.

Im Rahmen der Stellungnahmen wurde in Bezug auf die erhobenen Daten der Gewinn- und Verlustrechnung, die aus Sicht der Beschlusskammer die tatsächlichen Gegebenheiten widerspiegeln, teilweise gefordert, dass insoweit seitens der Beschlusskammer Anpassungen im Hinblick auf Sondersachverhalte vorgenommen werden sollten. So seien Forderungen gegen die Regulierungskonten mit Neueinführung des § 21b EnWG in den Umsätzen des Jahres 2022 enthalten, müssten aber herausgerechnet werden. Es wären auch Forderungen aus früheren Jahren periodenfremd in den 2022er-Daten enthalten. Außerdem sei nur die Bildung, nicht aber die Auflösung dieser Ansprüche vom Stützintervall abgedeckt. Die Erfassung in den Umsatzerlösen und die Auswirkung auf die Netzentgelte fielen auseinander.

Die geforderte Anpassung von Daten, die auf testierten Jahresabschlüssen basieren und als plausibel eingestuft worden sind, wären der Beschlusskammer jedoch nicht möglich gewesen, weil sich nur Teile bestimmter Positionen verlagert haben, deren Umfang der Beschlusskammer in diesem Detailgrad nicht bekannt waren und sogar so eindeutig nicht hätten ermittelt werden können. Insoweit hätte jedwede pauschalisierende Anpassung durch die Beschlusskammer zu einer Verzerrung der Abbildung der Veränderungen und Entwicklungen der Gegebenheiten in der Gesamtbranche geführt. Es ist auch deswegen sachgerecht, von einer Bereinigung der testierten und plausibilisierten Unternehmensdaten der Netzbetreiber abzusehen, weil andernfalls weitergehende Sondereffekte ebenso einer nachträglichen Korrektur durch die Beschlusskammer bedurft hätten. Das Ziel ist es jedoch im Rahmen des Törnqvist-Index, die tatsächliche Welt der Netzbetreiber realitätsgenau abzubilden, während die Ausgestaltung des Malmquist-Index auf der kalkulatorischen Welt fußt. Jedwede Korrektur der testierten und plausibilisierten Daten würde dieses Ziel unterminieren.

Eine Sonderkonstellation, die eine abweichende Handhabung erforderlich macht, bildet jedoch der Umgang mit Offshore-Kosten der anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber. Seit dem Jahr 2019 sind Übertragungsnetzbetreiber nach § 17f Abs. 5 EnWG a.F. (nunmehr § 17f Abs. 1 EnWG i.V.m. § 12 Energiefinanzierungsgesetz) berechtigt, die Kosten für geleistete Entschädigungszahlungen und für die Errichtung und den Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen als Aufschlag auf die Netzentgelte („Offshore-Netzumlage“) gegenüber Letztverbrauchern geltend zu machen. Damit fließen seit dem Jahr 2019 auch die Kosten der Offshore-Netzanbindung separiert in eine eigene Umlage ein und werden nicht mehr über die Netzentgelte refinanziert. Diese Kosten sind also nicht mehr Bestandteil der Netzentgelte, wodurch die Netzentgelte im Betrachtungszeitraum entlastet wurden. Dadurch findet der Produktivitätsfaktor auch auf die Offshore-Kosten keine Anwendung mehr. Deshalb ist es aus Sicht der Beschlusskammer für die Festlegung des Xgen für die vierte Regulierungsperiode sachgerecht, die Offshore-Kosten herauszurechnen.

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die Anbindung von Offshore-Windparks in ihren Gesellschaftsstrukturen unterschiedlich um. Während in einem Fall eine einzige eigenständige Tochtergesellschaft sämtliche Offshore-Aktivitäten bündelt, sind die Offshore-Aktivitäten bei einem anderen Übertragungsnetzbetreiber sowohl durch eigen-

ständige Beteiligungsgesellschaften als auch durch eine durch Pachtvertrag sehr eng verbundene Schwestergesellschaft organisiert.

Zur Herausrechnung der Offshore-Kosten aus den der Entscheidung zugrundeliegenden Kosten wurden die Angaben der Offshore-Gesellschaften unter Berücksichtigung dieser Strukturen vollständig aus dem Datensatz eliminiert. Dieses Vorgehen ist aus Sicht der Beschlusskammer zur Berücksichtigung der tatsächlichen Verhältnisse sachgerecht und führt im Ergebnis zu einem für die Netzbetreiber günstigeren Törnqvist-Wert.

In der Konsultation wurde vorgetragen, dass der Törnqvist-Wert nur für Verteilernetzbetreiber bestimmt werden müsse. Ohne Übertragungsnetzbetreiber betrage der Törnqvist-Xgen 0,52 %. Verteilernetzbetreiber dürften aber nicht durch eine kleine Gruppe atypischer Netzbetreiber, die Übertragungsnetzbetreiber, schlechter gestellt werden. Dieser Argumentation kann aus mehreren Gründen nicht gefolgt werden. Zunächst ist bereits die Ermittlung des in der Konsultation vorgetragenen Wertes nicht belastbar. Der von den Konsultationsteilnehmern berechnete Törnqvist-Wert von 0,52 % ergibt sich bei Ausschluss der vier Übertragungsnetzbetreiber aus den erhobenen und für die Konsultation veröffentlichten Daten. Diese Berechnung ist aber für die Bestimmung eines Törnqvist-Ergebnisses nur basierend auf den Daten der Verteilernetzbetreiber fehlerhaft. Konsequenterweise müssten auch die Deflatoren um Effekte der Übertragungsnetzbetreiber bereinigt werden, was nicht erfolgt ist. Zudem wurde in dieser Betrachtung das Höchstspannungsgeschäft eines Verteilernetzbetreibers vernachlässigt, welches für einen reinen Verteilernetzbetreiber-Törnqvist ebenfalls ausgeschlossen werden müsste. Selbst wenn ein belastbarer Törnqvist-Wert nur für Verteilernetzbetreiber vorläge, so ist die Einstufung der Übertragungsnetzbetreiber als „kleine Gruppe von atypischen Netzbetreibern“ fernliegend. Mit der Törnqvist-Methode soll die Entwicklung der gesamten Netzbetreiberbranche lückenlos abgebildet werden. Eine Nichtberücksichtigung der Übertragungsnetzbetreiber ist vor diesem Hintergrund nicht sachgerecht. Denn ihr Anteil an der Position „Umsatz ohne Umlagen“ macht in den Jahren 2018 bis 2022 durchschnittlich 31 % aus. Allgemein kann sich, anders als bei einer Stichprobe, in einer Gesamterhebung die Repräsentativität nur verschlechtern, wenn Gruppen von Netzbetreibern ausgeschlossen werden. Speziellen Sonderkonstellationen wie der Behandlung der Offshore-Kosten hat die Beschlusskammer wie oben dargestellt Rechnung getragen.

### **c) Weitere Datenquellen**

Bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors mit Hilfe des Törnqvist-Mengenindex wurden neben den beschriebenen Daten zudem folgende Daten verwendet:

- Netzentgelte Strom inkl. Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb (BNetzA und BKartA)
- Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, Deutschland (BMWK)
- Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte, Sonderpositionen (Destatis)
- Erzeugerpreisindizes gewerblicher Produkte, 9-Steller (Destatis)
- Arbeitskostenindizes (Destatis)
- Erzeugerpreisindizes für Dienstleistungen (Destatis)
- Verbraucherpreisindex (Destatis)
- Index der Großhandelsverkaufspreise (Destatis)
- Durchschnittshebesätze der Realsteuern, Gewerbesteuer (Destatis)

- Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / Anleihen der öffentlichen Hand (Bundesbank)
- Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / Anleihen von Unternehmen (Bundesbank)
- Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / Hypothekendarlehen (Bundesbank)
- Indexreihen nach § 6a StromNEV
- Eigenkapitalzinssätze für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen (§ 7 StromNEV und Bundesnetzagentur)
- Angaben zu den handelsrechtlichen Jahresabschlüssen aus der Kostenprüfung für die vierte Regulierungsperiode (Bundesnetzagentur)

Nachfolgend wird beschrieben, in welche Einzelrechnungen einerseits die abgefragten Daten sowie die aufgeführten externen Daten andererseits eingeflossen sind.

#### **d) Residualbetrachtung**

Gemäß § 9 Abs. 3 ARegV hat die Bundesnetzagentur ab der dritten Regulierungsperiode den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor jeweils vor Beginn der Regulierungsperiode nach Maßgabe von Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen, zu ermitteln. Dabei wird der generelle sektorale Produktivitätsfaktor gemäß § 9 Abs. 1 ARegV aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung ermittelt. Wie bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Gas- und Elektrizitätsversorgungsnetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode wendet die Beschlusskammer bei der Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Bestandteile des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors eine sog. Residualbetrachtung an und hält an den in den bisherigen Verfahren angestellten und höchststrichterlich bestätigten Erwägungen fest. Nach Auffassung der Beschlusskammer ist die individuelle Ermittlung der Einzelbestandteile des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, aus deren Differenzen der generelle sektorale Produktivitätsfaktor anschließend ermittelt wird, nicht zwingend geboten. Im Gegenteil spricht die Problematik, dass es keinen einheitlichen Einstandspreisfaktor für die Gesamtwirtschaft gibt, sogar gegen diese Vorgehensweise – und somit für die residuale Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Bestandteile.

Der Verordnungsgeber hat der Regulierungsbehörde hinsichtlich der für die Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors anzuwendenden Methoden einen Beurteilungsspielraum eingeräumt, welchen der Bundesgerichtshof in seinen Entscheidungen zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor wiederholt bestätigt hat.<sup>26</sup> Die methodische Vorgehensweise ist weder durch Gesetz noch durch Verordnung in § 9 Abs. 1 und 3 ARegV in allen Details punktgenau vorgegeben.

---

<sup>26</sup> Vgl. (u.a.) BGH, Beschlüsse vom 03.03.2020, EnVR 26/18 Rn. 37; 26.10.2021, EnVR 17/20, Rn. 20 und 27.06.2023, EnVR 30/22 Rn. 18, Juris; Beschluss vom 30.01.2024, EnVR 32/22, Rn. 11 ff., Juris.

Aus Sicht der Beschlusskammer ist die Residualbetrachtung von dem – insoweit offenen – Wortlaut des § 9 Abs. 1 ARegV gedeckt. Nach Einschätzung der Beschlusskammer ist nicht ersichtlich, dass der Wortlaut von § 9 Abs. 1 ARegV zwingend vorgibt, dass die einzelnen Komponenten für die Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors individuell zu berechnen seien und aus diesen beiden Differenzen schließlich der generelle sektorale Produktivitätsfaktor abzuleiten wäre. Denn für die Begründung eines in methodischer Hinsicht zwingenden Charakters einer Vorschrift ist der Detailgrad einer Vorschrift entscheidend. Nur mit einem hohen Detailgrad lässt sich für den Verordnungsgeber sicherstellen, dass im Rahmen der Rechtsanwendung möglichst wenige Abweichungen erfolgen. Vorliegend jedoch schweigt der Wortlaut des § 9 Abs. 1 ARegV zu derartigen Details.

Der Verordnungsgeber benennt lediglich die Komponenten, die nach seiner Einschätzung im Verhältnis zueinander untersucht werden müssen, um unter anderem zu ermitteln, ob in der Netzwirtschaft Produktivitätssteigerungen ebenso nachvollzogen werden, wie dies in der wettbewerblich organisierten Gesamtwirtschaft der Fall ist – oder ob insoweit ein regulierungsbedürftiger Unterschied besteht. Dementsprechend hat der generelle sektorale Produktivitätsfaktor in der Erlösobergrenzenformel widerzuspiegeln, inwieweit sich im Verhältnis zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft die Produktivitätsentwicklung und die Einstandspreisentwicklung voneinander für die Dauer der Regulierungsperiode unterscheiden werden. In der Sache drückt dies aus, inwiefern bei der Anpassung der Erlösobergrenze an die allgemeine Geldwertentwicklung durch den VPI ein Korrekturbedarf besteht.

§ 9 Abs. 3 S. 1 und 2 ARegV gibt diesbezüglich nur vor, dass der generelle sektorale Produktivitätsfaktor unter Einbeziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet für einen Zeitraum von mindestens vier Jahren zu ermitteln ist. In methodischer Hinsicht verlangt der Verordnungsgeber, dass nur solche Methoden angewendet werden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Diese Voraussetzung ist vorliegend erfüllt.

Die Residualmethode entspricht dem Stand der Wissenschaft. Bei Anwendung der Residualmethode werden im Hinblick auf die beiden gesamtwirtschaftlichen Komponenten im Rahmen der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors dem Grunde nach – wie bei der Differenzmethode – alle vier vorgegebenen Komponenten tatsächlich verwendet.

Auf dieser Grundlage wird sich lediglich eines anerkannten volkswirtschaftlichen Zusammenhangs zwischen gesamtwirtschaftlicher Produktivitätsentwicklung und Einstandspreisentwicklung bedient, so dass sich die beschriebene Vorgehensweise in methodischer Hinsicht in einer Umstellung der ursprünglichen Formel mittels Äquivalenzumformungen erschöpft. So drückt die allgemeine Inflationsrate bei einer wettbewerblich organisierten Volkswirtschaft die Differenz zwischen der Wachstumsrate der Inputpreise der Gesamtwirtschaft und der Rate des gesamtwirtschaftlichen technologischen Fortschritts aus. Diese Zusammenhänge können vorliegend genutzt werden, um die Änderung der gesamtwirtschaftlichen Inputpreise residual aus der Inflationsrate und dem allgemeinen Produktivitätsfortschritt (gemessen als Änderung der totalen Faktorproduktivität der Gesamtwirtschaft) abzuleiten.

Der im Rahmen dieser residualen Betrachtungsweise verwendete Verbraucherpreisindex (VPI) ist ein seit langem installierter und weltweit anerkannter Index, der vom Statistischen Bundesamt regelmäßig veröffentlicht wird.<sup>27</sup> Ein entsprechender deutschlandweiter Inputpreisindex, der alle relevanten Inputfaktoren umfasst und somit für die Einzelermittlung der in § 9 Abs. 1 ARegV benannte gesamtwirtschaftliche Einstandspreisentwicklung zu ermitteln wäre, existiert hingegen nicht.

---

<sup>27</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 44 f.

So umfasst der Erzeugerpreisindex für gewerbliche Produkte zwar die Preisentwicklungen von Rohstoffen und Industrieerzeugnissen, die in Deutschland hergestellt und im Inland verkauft werden. Nicht enthalten sind aber z.B. die Löhne, die in nachgelagerten Wertschöpfungsstufen gezahlt werden. Etwas vereinfachend gesprochen: Während der Endkunde am Ende der gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfungskette steht und somit alle Output-Preise von Zwischenprodukten (zumindest teilweise) eingehen, gibt es kein entsprechendes Pendant für den Anfang.

Daher ist die Verwendung des Erzeugerpreisindex in verwandten Studien auch sehr einheitlich. Teilweise wird er als gesamtwirtschaftlicher Inputpreisindex angesehen, teilweise als Preis für Vorleistungen, um nur zwei Beispiele zu nennen.<sup>28</sup> Die Residualbetrachtung umgeht diese Schwierigkeit, wodurch mögliche Fehlerquellen bei der Ermittlung des Xgen vermieden werden können. Insbesondere deshalb hält die Beschlusskammer die Residualmethode für vorzugswürdig gegenüber der sog. Differenzmethode.

Hinsichtlich der Anwendbarkeit der Residualmethode ist schließlich zu berücksichtigen, dass sie an die Prämisse anknüpft, dass die Gesamtwirtschaft als wettbewerblich organisiert anzusehen ist. Dies ist mit Blick auf die Bundesrepublik Deutschland der Fall. Hieran ändert sich im Ergebnis auch nichts dadurch, dass es in Deutschland Wirtschaftszweige gibt, die (teilweise) monopolistische Strukturen aufweisen. Denn die Bundesrepublik Deutschland wird grundsätzlich als wettbewerblich organisierte Volkswirtschaft angesehen, wobei sich deren wettbewerbliche Ausgestaltung im Hinblick auf die Gesamtwirtschaft bereits aus dem europäischen und nationalen Rechtsrahmen ergibt. Selbst wenn teilweise noch natürliche Monopole existieren, wird durch die Regulierung gerade eine Wettbewerbsanalogie hergestellt. Überdies nehmen die betreffenden Wirtschaftsbereiche nur einen marginalen Anteil an der gesamten Wertschöpfung ein. Dementsprechend geht die Beschlusskammer davon aus, dass die Veränderungen der Inputpreise (auch tatsächlich) an die Kunden weitergegeben werden und daher die Residualmethode sachgerecht angewendet werden kann.

Gegen die Anwendung der Residualmethode wurde im Rahmen der Festlegungen des Xgen für die dritte Regulierungsperiode seitens der Netzwirtschaft vorgebracht, dass diese nicht dem Stand der Wissenschaft entspreche und das Vorgehen der Beschlusskammer damit gegen § 9 Abs. 1 ARegV verstoße. Stattdessen sei ein sogenannter Differenzenansatz anzuwenden, der die beiden Bestandteile separat ermittle. Darüber hinaus wurde die Annahme vollkommener Konkurrenz für die deutsche Volkswirtschaft kritisiert.

Das Oberlandesgericht Düsseldorf und der Bundesgerichtshof haben die Anwendung der Residualmethode nicht beanstandet.<sup>29</sup> Vielmehr sei das Vorgehen der Beschlusskammer mit § 9 Abs. 1 und 3 S. 1 ARegV vereinbar und rekurre auf wissenschaftlich anerkannte Zusammenhänge. Eine systematische Verzerrungswirkung sei nicht feststellbar. Im Zusammenhang mit dem von der Netzwirtschaft geforderten Differenzenansatz spricht der vom Oberlandesgericht Düsseldorf beauftragte Sachverständige von einer „vermeintlichen“ Kompensationswirkung in Hinblick auf mögliche Fehlerquellen. Da eine Überlegenheit des Differenzenansatzes nicht erkennbar sei, sieht der Bundesgerichtshof den Verzicht auf eine Plausibilisierung der Ergebnisse der Residualmethode durch den Differenzenansatz als zulässig an.

Obwohl die Residualmethode seitens der Gerichte uneingeschränkt bestätigt worden ist, hat die Beschlusskammer diese durch den von ihr beauftragten Gutachter insbesondere im Hinblick auf die zwei wesentlichen Kritikpunkte der Branche (nicht Stand der Wissenschaft, Annahme vollkommener Konkurrenz nicht sachgerecht für Deutschland) noch einmal kritisch

---

<sup>28</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 44 f.

<sup>29</sup> Vgl. etwa BGH, Beschluss vom 26.01.2021, EnVR 7/20., Rn. 33 ff., Juris.

überprüfen lassen. Der Gutachter kommt nach Auswertung der wissenschaftlichen Literatur und der internationalen Regulierungspraxis zu dem Ergebnis, dass die Residualmethode weiterhin dem Stand der Wissenschaft entspricht. Eine Auswertung der wesentlichen Wettbewerbsindikatoren bestätigt zudem die hohe Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Volkswirtschaft.<sup>30</sup>

Durch die beschriebene Residualbetrachtung ist es somit möglich und aus Sicht der Beschlusskammer auch sachgerecht, den Xgen auf Grundlage der Entwicklung der Faktorproduktivität und der Inputpreise der Elektrizitätsnetzwirtschaft sowie aus den Veränderungsraten des Verbraucherpreisindex zu ermitteln.

#### e) Stützintervall

Nach § 9 Abs. 3 S. 2 ARegV hat die Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors unter Einbeziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet für einen Zeitraum von mindestens vier Jahren zu erfolgen. Die Beschlusskammer ist weiterhin davon überzeugt, dass bei der Ermittlung ein möglichst langer Zeitraum zugrunde gelegt werden sollte, um einmalige temporäre Effekte zu glätten und eine möglichst belastbare Prognosegrundlage für die zukünftige Entwicklung zu gewährleisten und wendet diese Methode daher auch für die Bestimmung des Xgen Strom für die vierte Regulierungsperiode an.

Mit der Festlegung zur Datenerhebung (BK4-22-084) hat die Beschlusskammer den Erhebungszeitraum auf einen Zeitraum von 17 Jahren (2006 bis 2022) erstreckt, wodurch sich insgesamt 16 Veränderungspunkte ergeben.

Die so erhobenen Daten sind aus Sicht der Beschlusskammer nach der umfassenden Plausibilisierung hinreichend belastbar, sodass die Berechnung des Xgen anhand des Törnqvist-Index auf diese Daten gestützt werden kann. Dieser Befund gilt auch für das Jahr 2006 als Startjahr.

Die Beschlusskammer hat das Jahr 2006 als Startjahr für die Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors anhand der Törnqvist-Methode gewählt. Diese Entscheidung fußt darauf, dass die Verpflichtung zur Erstellung eines separaten Tätigkeitsberichts gemäß § 10 EnWG a.F. i.V.m. § 114 EnWG a.F. erst ab dem ersten vollständigen Geschäftsjahr nach Inkrafttreten des EnWG galt, so dass ein Jahresabschluss erstmalig für das Jahr 2006 von allen Netzbetreibern anzufertigen war.

In Konsultationsbeiträgen wurde – wie bereits bei der Konsultation zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die dritte Regulierungsperiode und den sich anschließenden Gerichtsverfahren – die Wahl des Stützintervalls, insbesondere die Einbeziehung der Daten des Jahres 2006, kritisiert. Die Kritik bezieht sich zum einen auf die Qualität der Datengrundlage und zum anderen auf vermeintliche Verzerrungen durch regulatorische Effekte.

Aus den Reihen der Konsultationsteilnehmer wurde das im Stützintervall enthaltene Jahr 2006 als auffällig bzw. sogar als nicht plausibel bezeichnet, da die Daten des Jahres 2006 als erstes Jahr der Regulierung stark von denen der Folgejahre abweichen würden.

In einigen Törnqvist-Positionen gäbe es deutliche Rückgänge von 2006 zu 2007, die nicht plausibel seien. Dies betreffe insbesondere die Werte der Positionen „geleistete Arbeitsstunden“, „Anzahl Personal“, „Personalaufwand“ und „Abschreibungen“ und „durchschnittlicher

---

<sup>30</sup> Vgl. Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, 2023, S. 38 ff.

Stundenlohn“. So ginge etwa der durchschnittliche Stundenlohn von 2006 zu 2007 um 20 % zurück.

Die insoweit vorgetragene Kritik verfängt insgesamt weiterhin nicht. Es liegt in der Natur der Sache, dass Aufwandspositionen und Personalkennzahlen von Jahr zu Jahr schwanken können. Wie zu erwarten wäre, verläuft die Entwicklung der Position „Anzahl Personal“ von 2006 zu 2007 parallel zur Position „geleistete Arbeitsstunden“. Für beide Positionen ist ein Rückgang erkennbar. Auch der Personalaufwand ist deutlich zurückgegangen. Jedoch kann darin keine Unplausibilität festgestellt werden. Denn in diesem Zeitraum kam es vermehrt zunächst zur Gründung von sogenannten kleinen und anschließend wieder großen Netzgesellschaften. Aufgaben, die vor dem Jahr 2007 vom eigenen Personal des jeweiligen Netzbetreibers wahrgenommen wurden, wurden im Folgejahr vermehrt durch bei verbundenen Unternehmen eingekaufte Dienstleistungen ersetzt. Die Entwicklung des durchschnittlichen Stundenlohns, der aus diesen Variablen berechnet wird, ist ebenfalls plausibel. Auch bei den Abschreibungen des Jahres 2006 kann – bei Vergleich zu den übrigen Jahren – keine Unplausibilität festgestellt werden.

Es wurde zudem auf die Differenz der Position „Umsatz ohne Umlagen“ des Jahres 2006 zwischen der Törnqvist-Berechnung für die dritte Regulierungsperiode und der konsultierten Berechnung für die vierte Regulierungsperiode hingewiesen. Allerdings sind Differenzen in dieser Position nicht grundsätzlich ein Anzeichen für qualitative Mängel der erhobenen Daten. Zunächst ist festzuhalten, dass dieser Vergleich auf dem Datenstand zu Beginn der Konsultation beruht. Nach Konsultationsbeginn konnten noch zusätzliche Ergänzungen im dreistelligen Millionenbereich eingepflegt werden. Hiervon unabhängig können die unterschiedlichen Werte teilweise mit von den Netzbetreibern vorgenommenen Korrekturen erklärt werden, die im Ergebnis zu einer Verbesserung der Datengrundlage führen. Trotz eingehender Plausibilitätsprüfung im Jahr 2018 haben verschiedene Netzbetreiber ihre Daten für die Jahre 2006 bis 2017 aus Anlass der Datenerhebung für die vierte Regulierungsperiode korrigiert. Hierzu ein wertgewichtiges Beispiel. Ein sehr großer Verteilnetzbetreiber hat nach intensiver Überprüfung festgestellt, dass die Schlüsselung eines seiner Vorgängerunternehmen zwischen einer Gesamtunternehmenssparte und dem Stromnetz nicht korrekt war. Damit flossen zunächst die gesamten handelsrechtlichen Positionen dieses Teilnetzes in die Datenabgabe ein, was somit höhere Werte in der Ausgangsbasis 2006 bedingte. Diese Sonderkonstellation zog ebenfalls Änderungen im dreistellige Millionenbereich nach sich. Insgesamt sind die Abweichungen aber gemessen an der Gesamtgröße überschaubar, d.h. der ermittelte Festlegungswert bleibt robust gegenüber derartigen Nachschärfungen.

Soweit sich die Konsultationsteilnehmer darauf berufen, dass die Datengrundlage durch regulatorische Effekte, wie etwa den Beginn der Regulierung im Jahr 2006, den sog. Basisjahreffekt sowie die Mehrerlösabschöpfung verzerrt sei, ist diese Kritik weiterhin zurückzuweisen. Die Beschlusskammer verkennt nicht, dass das Jahr 2006 den Beginn der Regulierung markiert und zugleich mit Blick auf die Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber auch als Basisjahr der ersten Regulierungsperiode fungierte. Wie bereits ausgeführt, dient der generelle sektorale Produktivitätsfaktor dazu, im Rahmen der Erlösbergrenzenformel den VPI hinsichtlich etwaiger Besonderheiten der Netzbranche zur Einstands- und Produktivitätsentwicklung zu korrigieren. Es wäre daher mit der Funktion des Xgen als Korrekturterm grundlegend unvereinbar, wenn die Daten der Netzbetreiber gerade von solchen Effekten bereinigt würden, die für diese regulierten Unternehmen im Gegensatz zu Unternehmen, die im Wettbewerb stehen, typisch sind. Erst recht gilt dies für die Forderung nach dem vollständigen Verzicht auf das Jahr 2006.

Demnach liegt es in der Natur der Sache, dass regulatorische Entscheidungen und ihre Auswirkungen auf die handelsrechtlichen Daten der Netzbetreiber bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors berücksichtigt werden, indem sie gerade nicht „herausgerechnet“ bzw. die entsprechenden Daten als – im Vergleich über die Jahre – unplausibel eingestuft werden. Hierbei handelt es sich ebenso um exogene Faktoren wie etwa

eine höhere Stromnachfrage, die sich auf die entsprechende Netznutzung auswirken. Auch diese Entwicklungen sind dem Einflussbereich der Netzbetreiber entzogen. Gleichwohl erscheint es wenig sachgerecht, die Betrachtung auch um diese Effekte zu bereinigen. Denn solche Entwicklungen sind dem Geschäftsbetrieb eines regulierten Elektrizitätsversorgungsnetzbetreibers immanent. Die geforderte Datenbereinigung wäre daher als künstlich einzustufen und würde ihrerseits im Ergebnis zu wenig sachgerechten Ergebnissen führen. Im Rahmen einer sachgerechten Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors können diese Faktoren nicht losgelöst voneinander betrachtet werden, soweit ein sachgerechtes Ergebnis gefunden werden soll. Es wäre vielmehr sachwidrig, das Jahr 2006 aus den genannten Gründen aus der Betrachtung auszunehmen. Der Bundesgerichtshof hat im Rahmen seiner Rechtsprechung zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor die Einbeziehung des Jahres 2006 in das Stützintervall für die Ermittlung wiederholt bestätigt.<sup>31</sup>

Soweit im Rahmen der Konsultation darauf verwiesen wurde, dass die niederländische Regulierungsbehörde ACM sich zwar allgemein für einen möglichst langen Zeitraum ausspreche, aber explizit die ersten Jahre nach Einführung der Regulierung ausschliesse, weil in dieser Zeit möglicherweise noch Auswirkungen einer starken anfänglichen Effizienzsteigerung enthalten und diese Jahre daher weniger repräsentativ seien, steht dies nicht im Widerspruch zur vorliegend von der Beschlusskammer gewählten Vorgehensweise. Die niederländische Regulierungsbehörde führt in ihrem Beschluss vielmehr aus, dass sie vorzugsweise möglichst viele verfügbare Messjahre in die Berechnung mit einbezieht, da dies zur Robustheit der Messung beiträgt.<sup>32</sup>

Dass die ersten Jahre der Regulierung ausgeschlossen wurden, bedeutet lediglich, dass die niederländische Regulierungsbehörde ACM zu dem Ergebnis gekommen ist, dass diese Jahre für die Niederlande keine ausreichende Repräsentativität besitzen, obgleich es grundsätzlich wünschenswert gewesen wäre, sie einzubeziehen. Dies ist eine spezifische Entscheidung für die Niederlande und widerspricht nicht dem generellen Bestreben, möglichst lange Zeiträume heranzuziehen, um die Robustheit der Schätzung zu erhöhen. Dies entspricht auch der gutachterlichen Einschätzung zu der vorliegenden Festlegung.<sup>33</sup>

Die Beschlusskammer hat im Rahmen der vorliegenden Entscheidung von ihrem Entscheidungsspielraum Gebrauch gemacht und die Jahre nach Einführung der Regulierung als hinreichend vergleichbar für die Prognose des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors betrachtet und erachtet die Einbeziehung des Jahres 2006 aus den oben dargestellten Gründen für sachgerecht. Das abstrakte methodische Vorgehen beider Regulierungsbehörden ist vergleichbar und kommt lediglich in Ansehung der unterschiedlichen Gegebenheiten in Deutschland und den Niederlanden zu unterschiedlichen Ergebnissen.

Insgesamt bleibt in Bezug auf die von den Marktteilnehmern als kritisch betrachteten Daten des Jahres 2006 zusätzlich festzustellen, dass es sich bei allen in die Berechnung eingehenden Daten – wie oben bereits dargestellt – um umfangreich plausibilisierte Daten aus den Jahresabschlüssen der Stromnetzbetreiber handelt. Mögliche strukturelle Veränderungen bilden daher – unabhängig davon, ob sie die Produktivität möglicherweise erhöhen oder senken – die tatsächlichen Gegebenheiten der Netzbetreiberbranche ab. Auch deshalb ist unter diesem Gesichtspunkt ein möglichst großes Stützintervall zu bevorzugen. Der willkürliche Ausschluss einzelner Jahre lässt sich hingegen nicht rechtfertigen.

---

<sup>31</sup> Vgl. BGH, Beschlüsse vom 26.01.2021, EnVR 7/20, Rn. 58 ff. (Gas) und 27.06.2023, EnVR 30/22, Rn. 11 ff. sowie vom 30.01.2024, EnVR 32/22, Rn. 16 ff., (Strom), Juris.

<sup>32</sup> Vgl. ACM, Methodebesluit regionale netbeheerders gas 2022-2026, Besluit van de Autoriteit Consument & Markt als bedoeld in artikel 81, eerste lid, van de Gaswet.

<sup>33</sup> Vgl. Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, Überarbeitete Fassung, 2024., S. 7 f.

Durch die Herausnahme aus dem Stützintervall würden die Ereignisse und Entwicklungen des Jahres 2006 aus der Betrachtung ausgeschlossen und die tatsächliche Produktivitätsentwicklung dadurch unterschätzt werden. Sondereffekte infolge wesentlicher Änderungen des Aufsichtsregimes oder externer Faktoren werden auch künftig auftreten. Die Beschlusskammer ist vor diesem Hintergrund weiterhin der Auffassung, dass es nicht sachgerecht ist, die Datengrundlage um Sondersachverhalte – wie etwa auch den sogenannten Basisjahreffekt – zu bereinigen.

Dennoch hat die Beschlusskammer den Einfluss der Daten des Jahres 2006 auf den mit Hilfe des Törnqvist-Index ermittelten Xgen vor dem Hintergrund der Stellungnahmen erneut überprüft. In Bezug auf die Robustheit des mit Hilfe des Törnqvist-Indexes errechneten Xgen wurden die Ergebnisse im Hinblick auf die – unter Beachtung des § 9 Abs. 3 S. 2 ARegV – möglichen Stützintervalle untersucht. Unter der Beachtung eines Mindestzeitraums von vier Jahren lassen sich mit dem Excel-Tool Xgen-Werte für verschiedene Zeitintervalle berechnen. Ließe man bei dem Stützintervall – wie von den Netzbetreibern gewünscht – das Jahr 2006 unberücksichtigt, so ergäbe sich zunächst ein Xgen in Höhe von 0,18 %. Unter der Maßgabe eines Mindestzeitraums von vier Jahren ergeben sich weiterhin 13 verschiedene, theoretisch mögliche Zeiträume (siehe Tabelle 2). Dabei benennt das Jahr immer die Veränderungsrate von diesem Jahr zum Vorjahr, das Jahr 2011 benennt also die Veränderung zum Jahr 2010. Die Analyse der Ergebnisse unter Berücksichtigung der genannten Zeiträume hat ergeben, dass alle in den genannten Zeiträumen ausgewiesenen Ergebnisse für den Xgen in einem positiven Bereich von 0,18 % bis zu 6,05 % lägen.

Zeitraum	Xgen in %
2007 bis 2010	6,05
2007 bis 2011	3,33
2007 bis 2012	3,17
2007 bis 2013	2,11
2007 bis 2014	1,68
2007 bis 2015	1,10
2007 bis 2016	0,82
2007 bis 2017	0,69
2007 bis 2018	0,53
2007 bis 2019	0,83
2007 bis 2020	0,54
2007 bis 2021	0,61
2007 bis 2022	0,18
Mittelwert	1,66

Tabelle 2: Ergebnisse für den Xgen nach Zeitraum in Prozent

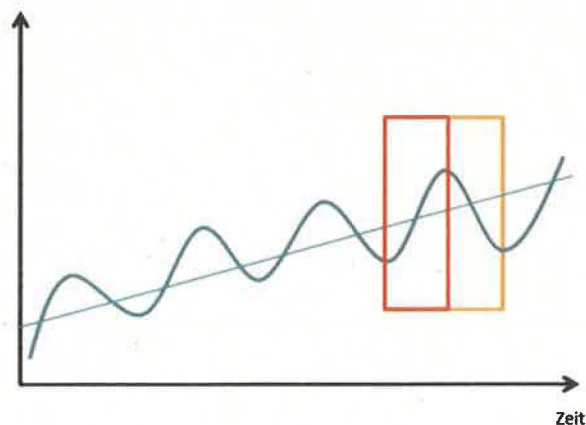
Der mit Hilfe des Törnqvist-Indexes unter Berücksichtigung des vollständigen Stützintervalls ermittelte Xgen von 1,11 % liegt insoweit unterhalb des oben genannten Mittelwertes für die 13 Zeiträume in Höhe von 1,66 %.

Im Rahmen der Konsultation wurde darüber hinaus gefordert, es müsse für die Plausibilisierung zusätzlich die Vorgehensweise ähnlich wie im Gassektor konsultiert erfolgen. Hier wurde bei einer alternativen Plausibilisierung des Stützintervalls den näher an der Gegenwart liegenden Zeiträumen ein stärkeres Gewicht eingeräumt. Das Endjahr 2022 bleibt dann fixiert, während die Anfangsjahre im Zeitablauf steigen. Um derartige Erwägungen vollständig transparent zu machen, sind im beigefügten Excel-Tool Schaltflächen für die Auswahl des Stützintervalls vorgesehen. Die Konsultationsteilnehmerinnen haben richtig erkannt, dass sich bei kürzeren Stützintervallen, welche die am längsten zurückliegenden Jahre auslassen,

ein niedriger Törnqvist-Wert ergäbe. Aus Sicht der Beschlusskammer begründet ein für die Netzbetreiber günstigeres Ergebnis nicht den Ausschluss bestimmter Betrachtungsjahre. Vielmehr werden anhand aller vorliegenden Daten die tatsächlichen langfristigen Entwicklungen abgeschätzt. Eine Darstellung der möglichen Stützintervalle mit Endpunkt 2022 wäre nicht geeignet, um die dargelegten Gründe für ein möglichst langes Stützintervall zu entkräften und wird daher an dieser Stelle mangels Relevanz nicht gezeigt. Gleichwohl können die verschiedenen Stützintervalle mit Hilfe des veröffentlichten Törnqvist-Tools leicht nachvollzogen werden, was auch im Rahmen der Konsultation erfolgt ist.

Die durchgeführte Plausibilisierung stützt die Einschätzung der Beschlusskammer, dass der festgelegte generelle sektorale Produktivitätsfaktor unter Ansatz der vollständigen und ungekürzten Zeitreihe (2006 – 2022) auch im Vergleich mit um das Jahr 2006 verkürzten Stützintervallen als robust anzusehen ist. Die Beschlusskammer erachtet es daher als sachgerecht, die Daten für das Jahr 2006 ebenfalls in die Törnqvist-Berechnung einzubeziehen, um so einen möglichst langen Zeitraum abzudecken, der dem auf Grundlage der bestandskräftigen Festlegung BK4-22-084 abgefragten Zeitraum entspricht. Das Stützintervall aufgrund der aufgezeigten Schwankungen zu verkürzen, wäre demgegenüber willkürlich. Aus diesem Grund erachtet die Beschlusskammer es als geboten, die Jahre 2006 bis 2022 zu berücksichtigen und somit zugunsten eines möglichst langen Stützintervalls auf die gesamten zur Verfügung stehenden Daten abzustellen. Auch bei einer Betonung der jüngeren Jahre in einem längeren Stützintervall würden die beschriebenen Glättungseffekte reduziert. Ein sachlicher Grund für eine Verengung des Betrachtungszeitraumes ist unter Berücksichtigung der genannten Ausführungen nicht erkennbar. Dieses Ergebnis hat auch in Ansehung der Ausführungen im Rahmen der Konsultation Bestand, wonach in den aktuelleren Jahren im Hinblick auf den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor ein sinkender Trend zu erkennen sei.

Einige Konsultationsteilnehmer meinen in den Daten einen Strukturbruch zu erkennen, dem durch den Ausschluss älterer Daten und einer Verkürzung des Stützintervalls begegnet werden müsse. Dies vermag nicht zu überzeugen. Die Feststellung eines (vermeintlichen) Strukturbruchs erfolgt ausschließlich auf der Basis einer Betrachtung der Entwicklung der totalen Faktorproduktivität von Jahr zu Jahr, die zunächst ansteigt und dann wieder absinkt. Anhand dieser verkürzten Betrachtung lässt sich jedoch nicht erkennen, ob es sich tatsächlich um einen Strukturbruch oder um die Abwärtsbewegung in einem längerfristigen Zyklus handelt. Die folgende Abbildung verdeutlicht die Problematik.



Es ist vereinfacht die Entwicklung einer Variable im Zeitablauf dargestellt (dunkelblaue Linie). Wie erkennbar ist, verläuft deren Entwicklung in Wellenbewegungen bzw. Zyklen. Folgte man der in der Konsultation geäußerten Ansicht, kann eine Abwärtsbewegung, wie sie im schraffierten, orangenen Rechteck dargestellt ist, als Strukturbruch gewertet werden. Es müsste dann davon ausgegangen werden, dass in allen nachfolgenden Perioden eine weitere Abwärtsentwicklung folgt. Diese Schlussfolgerung ist allerdings dann unzulässig, wenn man

die Möglichkeit entsprechender Zyklen in Betracht zieht. Dann müsste der längerfristige Trend (hellblaue Gerade), zumindest aber der verfügbare Zeitabschnitt mit positiver Wachstumsrate (rotes Rechteck) mit in Betracht gezogen werden. Dass solche Zyklen in der Stromwirtschaft existieren, zeigt zum Beispiel eine Untersuchung von Proettel, Streb und Streb aus dem Jahr 2009. Dort wird Folgendes festgestellt:

„Zusammenfassend wird sich zeigen, dass die langfristige Entwicklung der Gesamtfaktorproduktivität in der deutschen Stromwirtschaft einen U-förmigen Verlauf aufweist, mit sehr hohen Wachstumsraten in den 1950er Jahren, einem Tiefstand in den frühen 1980er Jahren und sich wiederbeschleunigendem Produktivitätswachstum in den 1990er Jahren. Dies hat zur Folge, dass, je nachdem welche historische Periode man für die Berechnung des X-Faktors zugrunde legt, dieser sehr unterschiedliche Werte annehmen kann.“<sup>34</sup>

Allein aus dieser Überlegung heraus lässt sich das von der Beschlusskammer herangezogene Stützintervall rechtfertigen, da ein Strukturbruch nicht eindeutig aufgezeigt werden kann.

Ebenfalls wurde in den Stellungnahmen vorgebracht, dass es fehlerhaft sei, die in der dritten Regulierungsperiode verwendete Methodik fortzuführen, da der Produktivitätsfaktor in der dritten Regulierungsperiode zu hoch gewesen sei. Dies lasse sich verifizieren, wenn man im jetzt veröffentlichten Törnqvist-Tool den Produktivitätsfaktor für den Zeitraum der dritten Regulierungsperiode ausrechne. Zur „empirischen“ Überprüfung der Xgen-Prognosen vergleichen die Netzbetreiber den prognostizierten Xgen der Festlegung der dritten Regulierungsperiode mit dem realisierten Xgen seit der Festlegung der dritten Regulierungsperiode und leiten daraus eine methodisch bedingte Überschätzung des Xgen ab.

Dieser Argumentation ist aus mehreren Gründen zu widersprechen. Ein solcher „ex-post-Abgleich“ ist hinsichtlich des Xgen in der Anreizregulierungsverordnung schon nicht vorgesehen. Damit ist auch der von den Netzbetreibern vorgetragene Umkehrschluss, dass der „ex-post“-Abgleich zeige, dass die der Prognose zugrundeliegenden Methoden und/oder die Datengrundlage zu beanstanden wäre, unzulässig. Die Beschlusskammer hat mit der vorliegenden Festlegung eine Prognoseentscheidung unter Berücksichtigung der im § 9 Abs. 1 ARegV genannten Vorgaben zu treffen. Diese Prognose hat nach den Vorgaben des § 9 Abs. 3 S. 2 ARegV auf Basis von Daten der Vergangenheit zu erfolgen. In § 9 Abs. 3 ARegV ist ein auf Vergangenheitswerte gegründeten retrospektiven Ansatz als Instrument zur Prognose der zu erwartenden Produktivitätsentwicklung angelegt.<sup>35</sup> Einem solchen Ansatz ist es immanent, dass die Werte nicht zwingend wie prognostiziert eintreten müssen. Unter anderem, um diesen einer Prognose immanenten Unsicherheiten Rechnung zu tragen, orientiert sich die Beschlusskammer am unteren Rand der noch plausiblen Bandbreite zweier methodischer Ansätze.

Damit ist aber keine Aussage über die generelle Geeignetheit der für die Prognose herangezogenen Methoden verbunden.

Aus Sicht der Beschlusskammer hat eine Überprüfung des vorgetragenen Prognosefehlers über einen Zeitraum von nur einer Regulierungsperiode nahezu keine Aussagekraft. Eine generelle Über- oder Unterschätzung des Xgen kann aus einer einzigen Regulierungsperiode nicht beurteilt werden. Der Xgen misst, wie sich die sektorspezifischen Inputpreise und Produktivität gegenüber der Gesamtwirtschaft verändert haben. Er kann sowohl von positiven als auch negativen Schocks beeinflusst sein, welche in der Referenzperiode aufgetreten

---

<sup>34</sup> Vgl. Proettel, Streb, Streb, Die Produktivitätsentwicklung in der deutschen Stromwirtschaft in langfristiger Perspektive, in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik 2009 10(3): 309–332 (311).

<sup>35</sup> Vgl. BGH, Beschluss vom 26.01.2021, EnVR 101/19, Rn. 129, Juris; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 16.03.2022, Az. VI-3 Kart 637/19 [V], Rn. 230 ff., [www.justiz.nrw.de](http://www.justiz.nrw.de).

sind. Ein positiver Schock ist beispielsweise ein technologischer Durchbruch, ein negativer Schock beinhaltet substanzielle sektorspezifische Lieferkettenengpässe oder Inputpreiserhöhungen, welche die Netzwirtschaft in besonderem Maße betreffen. Solche Schocks treten in der Regel nur in einer bestimmten Regulierungsperiode auf und können die kurzfristige Produktivitätsveränderung in der Gesamtwirtschaft und der Netzwirtschaft unterschiedlich betreffen. Liegen diese im Stützintervall, werden diese Schocks in der Berechnung des resultierenden Xgen als Differenz der Netzwirtschaft zur Gesamtwirtschaft berücksichtigt. Das Gewicht einzelner Schocks ist dabei größer, je kürzer das Stützintervall ist.

Die dritte Regulierungsperiode war von verschiedenen unerwarteten Ereignissen geprägt, welche insbesondere die Inputpreisänderungen im Stromsektor anders beeinflusst haben als in der Gesamtwirtschaft. Beispielhaft seien hier die Coronapandemie, der Anstieg der Rohstoffpreise sowie einsetzende Lieferkettenprobleme genannt. Das aktuelle Schätzergebnis deutet darauf hin, dass die Netzwirtschaft von den aufgetretenen Schocks etwas stärker betroffen war als die Gesamtwirtschaft, was naturgemäß mit einer entsprechenden Differenz zur früheren Prognose einhergeht. Wie nachfolgend ausgeführt, spricht dies jedoch nicht gegen die von der Beschlusskammer gewählte Methodik.

Vor diesem Hintergrund ist die Bewertung der Prognosegüte des Ansatzes der Beschlusskammer durch die Netzbetreiber allein aufgrund einer „ex-post“-Evaluation der Prognose der dritten Regulierungsperiode nicht sinnvoll. Für eine sachgerechte empirische Auswertung der Prognosegüte müsste in einem größeren Datensatz (d.h. mehr Zeitperioden) sowohl der durchschnittliche Prognosefehler als auch die Streuung der Prognosefehler (Abweichung einzelner Prognosefehler vom durchschnittlichen Prognosefehler) geschätzt werden. Die bisherigen Resultate mit einer Unterschätzung des Xgen für die Festlegung der zweiten Regulierungsperiode und einer Überschätzung des Xgen für die Festlegung der dritten Regulierungsperiode (vgl. Tabelle 27 in Abschnitt D.II.2.c)) deuten nicht auf einen systematischen Fehler in der verwendeten Methodik hin.

Die in der dritten Regulierungsperiode eingetretenen negativen Schocks relativ zur Gesamtwirtschaft (negative „relative Schocks“) fließen nun für die vierte Regulierungsperiode in die Schätzung ein und verringern den prognostizierten Xgen im Sinne der Netzwirtschaft. Die alleinige Verwendung dieser Zeitperiode würde den Xgen höchstwahrscheinlich unterschätzen, da nicht im selben Ausmaß negative relative Schocks zu erwarten sind. Genauso könnte zukünftig die alleinige Betrachtung der letzten Regulierungsperiode zu einer Überschätzung des Xgen führen, wenn in der zur Prognose verwendeten Periode keine negativen oder sogar positive relative Schocks eingetreten sind. Negative (positive) relative Schocks in einer Regulierungsperiode führen daher tendenziell zu einem positiven (negativen) Prognosefehler in dieser Periode sowie einem negativen (positiven) Prognosefehler in der folgenden Regulierungsperiode. Über die lange Frist gleichen sich die Effekte von positiven und negativen relativen Schocks aus. Die Betrachtung eines langen Stützintervalls führt dazu, dass der prognostizierte Xgen am wenigsten von einzelnen Schocks beeinflusst wird.

Auf Basis dieser Erwägungen hat die Beschlusskammer mit dem Zeitraum 2006 bis 2022 das längstmögliche Stützintervall zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors auf Grundlage des Törnqvist-Index gewählt.

Soweit in der Konsultation vorgebracht wurde, der Zeitraum 2006 bis 2022 stelle gar nicht das längstmögliche Stützintervall dar, da man Daten für das Jahr 2023 hätte erheben können, ist dem entgegenzuhalten, dass der Produktivitätsfaktor nach § 9 Abs. 3 S. 1 ARegV grundsätzlich bereits vor Beginn der Regulierungsperiode zum 01.01.2024 hätte ermittelt sein sollen. Mit der Festlegung zur Datenerhebung (BK4-22-084) vom 16.09.2022 hat die Beschlusskammer die Datenerhebung auf den Zeitraum von 2006 bis 2022 erstreckt und den adressierten Netzbetreibern eine Frist zur Datenlieferung bis spätestens 15.12.2022, für die testierten Daten des Jahres 2022 bis zum 31.07.2023, gesetzt. Schon die testierten Daten für das Jahr 2022 waren bis zum Festlegungszeitpunkt teilweise nur sehr schwer und mit

Verzögerungen bei den Netzbetreibern zu ermitteln. Selbst im Zeitpunkt der Festlegung liegen noch nicht sämtliche testierten Jahresabschlüsse für das Jahr 2022 vor. So ist es nicht zu erwarten, dass die Netzbetreiber zeitnah testierte Daten für 2023 liefern könnten. Aus diesem Grund ist es auch nicht widersprüchlich, dass für den Xgen für Stromnetze das Jahr 2022 einbezogen wird, im Konsultationsentwurf des Xgen für Gasnetze (BK4-22-085) hingegen nicht. Denn in beiden Verfahren werden die Daten aller Jahre berücksichtigt, die für die jeweiligen Datenerhebungen gesichert verfügbar waren. Die Regulierungsperiode Gas begann bereits zum 01.01.2023, sodass das Vorgehen gerade konsistent ist.

#### **f) Entwicklung der Faktorproduktivität der Elektrizitätsnetzwirtschaft**

Die Produktivitätsentwicklung der Elektrizitätsnetzwirtschaft wird durch die Veränderung der totalen Faktorproduktivität abgebildet, die durch die Division von Output- durch Inputfaktoren berechnet wird.

##### **(i) Outputfaktor**

Die Berechnung der Produktivität der Elektrizitätsnetzwirtschaft erfolgt mit Hilfe der abgefragten Daten. Wie in den Verfahren zur Festlegung des Xgen für die dritte Regulierungsperiode hat die Beschlusskammer auf den Bruttoproduktionswert zurückgegriffen. Im Rahmen des Konsultationsverfahrens zur Festlegung des Xgen für die dritte Regulierungsperiode haben die Marktteilnehmer bestätigt, dass der Produktionswert als Outputfaktor grundsätzlich sachgerecht ist. Im begleitenden Gutachten zur Festlegung des Xgen für die vierte Regulierungsperiode wurden verschiedene Optionen – auch die teilweise von der Branche geforderte Verwendung physischer Outputfaktoren – geprüft und ihre Vor- und Nachteile beleuchtet. Nach Auswertung der wissenschaftlichen Literatur und der internationalen Regulierungspraxis kommt der Gutachter zu dem Ergebnis, dass die Verwendung des Bruttoproduktionswerts dem wissenschaftlichen Stand entspricht und keine überlegenen Methoden gegeben sind.<sup>36</sup> In Ausübung des ihr zustehenden Ermessens zieht die Beschlusskammer daher auch für die vorliegende Festlegung den Bruttoproduktionswert heran.

Der Bruttoproduktionswert wird als Outputgröße durch die Summe der abgefragten „Umsatzerlöse“, der „Bestandsveränderung“ sowie der „aktivierten Eigenleistungen“ abgebildet. Die einzelnen Bestandteile (beispielsweise „Umsatzerlöse“) stellen jedoch keine reine Mengengröße dar, da diese sowohl eine Mengen- als auch eine Preiskomponente beinhalten. Aus diesem Grund ist eine Preisbereinigung der genannten Bestandteile notwendig, weil der Törnqvist-Index ein Mengenindex ist.

Als Deflator für die „Umsatzerlöse“ zieht die Beschlusskammer wie bereits in der Festlegung für die dritte Regulierungsperiode die durchschnittlichen Netzentgelte der Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden der Jahre 2006 bis 2022 (vgl. Tabelle 3) heran, da die Netzentgelte den wesentlichen Einflussfaktor für die Umsatzerlöse darstellen. Dieser Index beruht auf den Zahlen, die dem Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m § 35 EnWG zugrunde liegen (fortan: Monitoring-Index).

---

<sup>36</sup> Vgl. Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, 2023, S. 55.

	Haushaltskunde	Gewerbekunde	Industriekunde
2006	7,30	6,37	1,65
2007	6,34	5,49	1,51
2008	5,92	5,08	1,46
2009	5,80	4,99	1,43
2010	5,81	4,89	1,54
2011	5,75	4,89	1,46
2012	6,04	5,11	1,68
2013	6,52	5,61	1,79
2014	6,47	5,65	1,90
2015	6,51	5,77	2,12
2016	6,71	5,85	2,06
2017	7,30	6,19	2,26
2018	7,11	6,27	2,36
2019	7,19	6,31	2,33
2020	7,59	6,46	2,70
2021	7,19	6,64	2,67
2022	8,15	6,85	2,96

Tabelle 3: Gewichtete Netzentgelte Strom inkl. Messung, Abrechnung, MSB in ct/kWh<sup>37</sup>

Diese durchschnittlichen Netzentgelte werden mit dem jeweiligen Verbrauchsanteil gewichtet. Hiernach ergibt sich eine Gewichtung von rund 26,2 % für die Haushaltskunden, 30,4 % für die Gewerbekunden und 43,3 % für die Industriekunden.<sup>38</sup> Die Methodik der Bestimmung der Gewichtung, die bereits der Ermittlung des Xgen für die dritte Regulierungsperiode zugrunde lag, wird mangels Anhaltspunkten für eine abweichende Entwicklung beibehalten.

Der Monitoring-Index bildet die Netzentgelte sachgerecht ab und gewährleistet eine vollständige Abbildung der Kundengruppen. Von den Marktteilnehmern wurde in der Vergangenheit wiederholt die Verwendung der Indexreihe „Netznutzungsentgelte Strom“ (Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte; nachfolgend: Destatis-Index) des Statistischen Bundesamtes als Alternative zur Deflationierung der Umsatzerlöse mit Hilfe der durchschnittlichen Netzentgelte aus den Monitoringberichten im Törnqvist-Index vorgeschlagen. Dieses Vorgehen wurde im Rahmen der Konsultation der vorliegenden Festlegung wiederholt. Ebenfalls wurde die Verwendung des sogenannten BMT-Netzentgeltdeflators angeregt, wodurch sich ein erheblich niedrigerer Produktivitätsfaktor ergebe. Auch wurde in der Konsultation kritisiert, dass die Beschlusskammer keine eigene Erhebung der Netzentgelte durchgeführt habe, obwohl Daten zu weniger relevanten Bereichen abgefragt worden seien.

Die Beschlusskammer hält – für die spezifische Aufgabe der Festlegung des Xgen – den Monitoring-Index unverändert für besser geeignet als den nach allgemeinen, nicht nach Besonderheiten der einzelnen Wirtschaftssektoren differenzierenden Grundsätzen ermittelten Destatis-Index oder den BMT-Netzentgeltdeflator. Dies beruht auf folgenden Erwägungen:

Der BMT-Netzentgeltdeflator beruht zunächst auf einer Datenerhebung aus der Branche. Die Prozesse zur Datenerhebung, -plausibilisierung und -verarbeitung sind somit für Externe nicht unmittelbar nachvollziehbar. Dies spricht bereits gegen seine Verwendung im vorlie-

<sup>37</sup> Vgl. Monitoringberichte, Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt (2017, S. 127; 2018, S. 286; 2019, S. 298; 2020, S. 284; 2021, S. 293; 2022, S. 191, 310).

<sup>38</sup> Quelle: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, BMWK, 2024 (Anteile Stromverbrauch Industrie; Gewerbe und Verkehr; Haushalte; Mittelwert 2006 bis 2022).

genden Verfahren. Darüber hinaus basiert der Index auf einer Stichprobe, wohingegen der Monitoringbericht auf einer Kompletterhebung basiert und alle Netzbetreiber in Deutschland berücksichtigt.

Auch der Destatis-Index bildet die jährliche Preisentwicklung bei den Netzentgelten lediglich mittels einer Stichprobe der Netzbetreiber in Deutschland ab. Demgegenüber basieren die durchschnittlichen Netzentgelte aus den Monitoringberichten auf Datenabfragen bei allen Lieferanten in Deutschland. Mit Hilfe dieser Vollerhebung werden sämtliche Netzbetreiber in Deutschland berücksichtigt.

Die Beschlusskammer hält eine Vollerhebung gegenüber einer stichprobenbasierten Erhebung für vorzuzugswürdig, weil sie Stichprobenfehler ausschließt.

Der Destatis-Index wird auf Grundlage von Verbrauchsfällen für die einzelnen Spannungsebenen gebildet und berücksichtigt auch die Spannungsebenen Höchst- bis Hochspannung. Im Vergleich hierzu werden im Monitoring-Index die Netzentgelte der Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zunächst „nur“ der Mittel- bis Niederspannung berücksichtigt. Deshalb wurde im Rahmen der Konsultation – wie bereits für die Festlegung der dritten Regulierungsperiode und in den sich anschließenden Gerichtsverfahren – kritisiert, dass die Netzentgelte der höheren Spannungsebenen durch den Monitoring-Index nicht berücksichtigt würden. Jedoch bildet die Entwicklung der vom Monitoring-Index erfassten Netzentgelte der Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden der Mittel- bis Niederspannung die Entwicklung der Netzentgelte der Ebenen oberhalb der Mittelspannung mit ab.<sup>39</sup> Denn die Netzentgelte der oberen Spannungsebenen werden weitestgehend durch die Kunden der Mittel- und Niederspannungsebene bezahlt (Entgeltbildungskonvention der sog. Kaskadierung).

Damit ist für die Stromnetzbranche die Besonderheit maßgeblich, dass Netzentgelte für Nutzungen höherer Ebenen nicht direkt den Kunden der höheren Ebenen, sondern Kunden der Mittel- und Niederspannungsnetzbetreiber in Rechnung gestellt werden. Für das Jahr 2022 entfallen etwa 96 % des Netzentgeltvolumens der Übertragungsnetzbetreiber nicht auf direkte Kunden der Übertragungsnetzbetreiber, sondern auf Kunden der nachgelagerten Ebenen, insbesondere die der Mittel- und Niederspannungsebene.

Das von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichte Standardpreissystem kommt zudem zwar für die in der Kaskadierung stehenden Weiterverteiler regelmäßig zur Anwendung, den direkt angeschlossenen Letztverbrauchern in der Höchst- und Hochspannungsebene kommen jedoch u.a. Rabattierungen und andere Sondereffekte zugute, so dass für diese Kunden in der Regel Sonderpreise gelten. Ein Großteil der in den Übertragungsnetzebenen angeschlossenen Letztverbraucher sind Sondervertragskunden. Diese rabattierten oder entgeltbefreiten Kunden machen 93 % der durch Letztverbraucher der Übertragungsnetze entnommenen Jahresarbeit aus. Für sie sind im Zeitablauf Rabatte in Höhe von 50 %, 80 % oder sogar 100 % gewährt worden. Aktuell werden (nach der Methode des physikalischen Pfads) individuelle Rabattierungen in Höhe von circa 82 % gewährt. Besonders gewichtige Letztverbraucher wie Pumpspeicherkraftwerke oder Batteriespeicher sind oftmals zu 100 % von den Netzentgelten befreit. Die Preisentwicklung der Netzentgelte der an der Übertragungsnetzebene angeschlossenen Letztverbraucher kann jedenfalls nicht einfach – ohne die gewichtigen tatsächlich vorhandenen Individualisierungen zu berücksichtigen – aus einem Standardpreisblatt abgeleitet werden.

Die Umsatzerlöse, die vorliegend deflationiert wurden, sind somit fast ausschließlich in den unteren Spannungsebenen erzielt worden. In den Netzentgelten, die diesen Umsätzen zugrunde gelegen haben, haben die Verteilernetzbetreiber die Entwicklung der Netzentgelte auf den vorgelagerten Spannungsebenen eingepreist, sodass über die Kosten für vorgela-

---

<sup>39</sup> Vgl. BGH, Beschluss vom 27.06.2023, Az. EnVR 30/22, Rn. 41, Juris.

gerte Netze eine umfassende Berücksichtigung der Entwicklung der Netzentgelte auf den höheren Spannungsebenen sichergestellt wird. Denn die weiterverteilenden Netzbetreiber geben die Kosten für die vorgelagerte Netznutzung, also die Netzentgelte, die an den vorgelagerten Netzbetreiber oberhalb der Mittelspannung zu zahlen sind, eins-zu-eins an ihre Kunden weiter. Die Veränderungen der Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber gehen somit in die Netzentgeltveränderung der Mittel- und Niederspannung mit ein.

Die Gewichtung der Verbrauchsfälle und damit der Spannungsebenen wird im Destatis-Index alle fünf Jahre angepasst und erfolgt wiederum auf Grundlage der Erlöse der einzelnen Spannungsebenen in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Die Gewichtung basiert daher nicht auf der Stichprobe, sondern auf einer erweiterten Datenbasis. Die Erlöse für die Gewichtung beinhalten auch die Erlöse, die durch die Weiterverteilung an nachgelagerte Netzbetreiber erzielt werden. Im Vergleich hierzu basiert die Gewichtung im Monitoringbericht auf dem durchschnittlichen Verbrauchsanteil der relevanten Verbrauchsfälle der Jahre 2006 bis 2022.

Eine Konsultationsteilnehmerin weist darauf hin, dass die Beschlusskammer an einer Reform der Netzentgelte für Sondervertragskunden arbeite und in ihrem dazu veröffentlichtem Eckpunktepapier<sup>40</sup> den 01.01.2026 als möglichen Startzeitpunkt für eine Nachfolgeregelung erwähne. Die aktuell bestehende Regelung der Industrienetzentgelte solle also für drei der fünf Jahre der vierten Regulierungsperiode nicht mehr gelten und könne daher die konsultierte Behandlung der Industriekunden im Monitoring-Index nicht begründen. Allerdings fanden die bestehenden Regelungen zu Industrienetzentgelten in den Jahren 2012 bis 2022 und darüber hinaus Anwendung und sind somit für die Deflationierung der Erlöse in den Jahren bis 2022 relevant und nicht eine etwaige zukünftige, noch gar nicht veröffentlichte Nachfolgeregelung.

Weiterhin wurde in der Konsultation vorgebracht, dass es inkonsistent sei, einerseits die § 19 StromNEV-Umlage (Position G.2.4 im Erhebungsbogen) nicht aus dem bereinigten Umsatz (Position B.1.3) herauszurechnen, während andererseits im Monitoring-Index der Preisverlauf der § 19 StromNEV-Umlage bzw. die Netzentgelte der höheren Spannungsebenen nicht herangezogen werden. Wie bereits beschrieben, werden die Netzentgelte der höheren Spannungsebenen auf die Kunden der Mittel- bis Niederspannung durchgereicht. Wie schon für die Festlegung des Produktivitätsfaktors der dritten Regulierungsperiode für Stromnetze waren die Netzbetreiber in ihren Datenmeldungen angewiesen, die Ausschüttungen aus der § 19 StromNEV-Umlage nicht aus der Position „Umsatz ohne Umlagen“ herauszurechnen. Ebenfalls entspricht das Vorgehen für die Deflationierung der Umsatzerlöse der bereits in der vorherigen Festlegung gewählten Methode. Die Frage, ob dieses Vorgehen sachgerecht ist, wurde in den anschließenden Gerichtsverfahren bereits umfassend beleuchtet. Im Ergebnis wurde die auch im Rahmen der vorliegenden Festlegung von der Beschlusskammer für sachgerecht erachtete Vorgehensweise der Deflationierung höchstrichterlich bestätigt.<sup>41</sup>

Im Übrigen orientiert sich – wie auch anderweitig hier dargelegt – die Beschlusskammer am unteren Rand der für die Festlegung des Produktivitätsfaktors plausiblen Werte, um etwaigen Ungenauigkeiten in der Datengrundlage Rechnung zu tragen. Darüber hinaus hat die Beschlusskammer bei der Ermittlung des Törnqvist-Index den einer Prognoseentscheidung immanenten Unsicherheiten bereits zugunsten der Netzbetreiber Rechnung getragen. Beispielsweise hat sie zur Berechnung des Xgen den Bruttoproduktionswert anstelle der Bruttowertschöpfung herangezogen und sich – wie unten noch ausgeführt wird – für eine konservative Berücksichtigung der Eigenkapitalverzinsung entschieden.

---

<sup>40</sup> Bundesnetzagentur, 2024. Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich. Geschäftszeichen BK4-24-027.

<sup>41</sup> Vgl. zuletzt BGH, Beschluss vom 30.01.2024, Az. EnVR 32/22, Rn. 82, Juris.

Weiterhin basiert der Destatis-Index auf dem Standardpreissystem der Netzbetreiber und berücksichtigt daher die gemäß Preisblatt im Wesentlichen zu zahlenden Netzentgelte. Diese Vorgehensweise soll sich daher auch gerade nicht von der Vorgehensweise in anderen Wirtschaftszweigen unterscheiden, um eine konsistente Ermittlung des Gesamtindex gewerblicher Erzeugerpreise zu generieren. Insofern muss naturgemäß von individuelleren Betrachtungen Abstand genommen werden.

Der Monitoring-Index stellt hingegen auf die Angaben der Lieferanten zu den tatsächlich gezahlten Netzentgelten insgesamt ab. Wegen des Abstellens auf die tatsächlichen Umsätze laut Jahresabschluss und den Besonderheiten des deutschen Netzentgeltsystems, in dem nominelle Netzentgelte wegen Privilegierungstatbeständen und korrespondierenden Umlagen nicht den tatsächlich von einer Kundengruppe gezahlten Netzentgelten entsprechen, hält die Beschlusskammer dies für einen wesentlichen Vorteil in der hier anzustellenden Betrachtung.

Auch soweit im Rahmen der Konsultation die Datengrundlage des Monitoring-Index wegen unterjährigen Netzentgeltanpassung insbesondere im Jahr 2006 als verzerrt dargestellt wird, vermögen diese Ausführungen die Validität der Datengrundlage und die Geeignetheit des Monitoring-Index für die Deflationierung nicht zu erschüttern. Der Bundesgerichtshof hat auch hierzu bereits entschieden, dass die Kritik der Netzbetreiber an der Datengrundlage des Monitoring-Index zurückzuweisen ist.<sup>42</sup>

Die erneute Kritik der Konsultationsteilnehmerinnen ist vor diesem Hintergrund unverändert zurückzuweisen. Diese erschöpft sich zu weiten Teilen in den Ausführungen, die bereits aus der Konsultation für die dritte Regulierungsperiode sowie den sich anschließenden Gerichtsverfahren bekannt sind. Dementsprechend ist auch vorliegend festzuhalten, dass die Bedeutung der Netzentgeltabsenkung im Jahr 2006 deutlich zu relativieren ist, sodass von einer Verzerrung der Datengrundlage für den Monitoring-Index bereits keine Rede sein kann. Bis zum Ende des Jahres 2006 wurden insgesamt 76 Genehmigungen (von rund 247 Netzbetreibern in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur inkl. Organleihe) erteilt. So konnte ein echter Prüfungsfortschritt erst im November des Jahres 2006 realisiert werden. Bereits die bundesweit allererste Netzentgeltgenehmigung konnte erst im Sommer des Jahres 2006 auf den Weg gebracht werden. Erst nachdem das gegen diese Erstentscheidung vor dem erkennenden Senat geführte Eilverfahren zum Aktenzeichen VI-3 Kart 289/06 [V] mit Beschluss vom 21.07.2006 beendet wurde, nahm die Entgeltprüfung wieder Fahrt auf. In der Folge sind Netzentgeltsenkungen erst in bedeutenderem Umfang ab November bzw. Dezember 2006 erfolgt, sodass sich die in Rede stehenden abgesenkten Netzentgelte nur auf einen verhältnismäßig kleinen Teil des Jahres 2006 ausgewirkt haben können. Ferner sind die Absenkungen auch dahingehend zu untersuchen, ob diese tatsächlich gegenüber der Ist-Kalkulation der Kosten eingetreten sind oder gegenüber dem Netzentgeltantrag. Diese Anträge sahen in der überwiegenden Anzahl der Fälle bereits eine Steigerung der kalkulierten Kosten und Entgelte vor. Ist letzteres der Bezugspunkt der Absenkungen gewesen, verringert sich die aus den vorstehend skizzierten Gründen bereits reduzierte Bedeutung der unterjährigen Netzentgeltreduktionen mit Blick auf die vom Monitoringbericht erfassten Netzentgelte zum Stichtag 01.04.2006 noch weiter.

Ferner bildet die Darstellung der Netzentgelte im Monitoringbericht 2006 für das Jahr 2006 die tatsächlichen Gegebenheiten zum Stichtag korrekt ab. Die genannten unterjährigen Anpassungen der Netzentgelte des Jahres 2006 spielen demnach nur eine untergeordnete Rolle. Im Ergebnis sind die Daten, die dem Monitoringbericht zugrunde gelegen haben, die geeignetste Datenquelle für die Bildung des Netzentgeltdeflatoren.

---

<sup>42</sup> Vgl. zuletzt BGH, Beschluss vom 30.01.2024, Az. EnVR 32/22, Rn. 82, Juris.

Der Destatis-Index basiert insgesamt auf einer differierenden Erhebung und ist wegen der aufgezeigten Differenzen zum Monitoring-Index für die Ermittlung des Xgen mit Hilfe der Törnqvist-Methode aus Sicht der Beschlusskammer nicht zu verwenden. Die Auswahl eines Preisindex zur Deflationierung der Umsatzerlöse der Stromnetzbetreiber ist von hoher Bedeutung, da der ermittelte Xgen sehr sensitiv hierauf reagiert. Insoweit ist eine möglichst an den tatsächlichen Gegebenheiten orientierte Ermittlung der Preisentwicklungen notwendig. Der Monitoring-Index ist tatsächlich in der Lage, realitätsgerechte, regional unterschiedliche Spannbreiten der Netzentgelte in der für die Ermittlung des Xgen nötigen Granularität abzubilden. Insofern sollte im Hinblick auf die vorliegende Fragestellung die aus Sicht der Beschlusskammer geeignetste Quelle für die Ermittlung des Xgen Anwendung finden. Dies ist vorliegend bei dem Monitoring-Index der Fall, der aufgrund der Vollerhebung sowohl die regionalen Preisveränderungen als auch die tatsächlich gezahlten Netzentgelte und auch die Netzentgeltsteigerung der vorgelagerten Netzebenen abbildet. In Bezug auf die Gewichtung der einzelnen Spannungsebenen im Destatis-Index bleibt festzustellen, dass die Gewichte der einzelnen Spannungsebenen auf Grundlage der Erlöse insgesamt ermittelt wurden und es daher zu Unschärfen bei der ausgewiesenen Preissteigerung in den oberen Spannungsebenen kommen kann. Insgesamt kann daher nicht festgestellt werden, dass der Destatis-Index im Vergleich zum Monitoring-Index für die Ermittlung des Xgen besser geeignet wäre. Aufgrund der dargestellten Unterschiede ist vielmehr der Monitoring-Index als Preisindex zur Deflationierung der Umsatzerlöse für die Ermittlung des Xgen mit Hilfe der Törnqvist-Methode zu bevorzugen. Durch diesen Preisindex wird die Entwicklung im Stromnetzmarkt im Xgen sachgerecht abgebildet. Durch die Fokussierung auf die im Monitoring-Index verwendeten Kundengruppen lässt sich die Entwicklung in sachgerechter Weise abbilden. Der sachgerechten Entwicklung der Netzentgelte dieser Kundengruppen und deren Gewichte als Abbildung des Gesamtmarktes misst die Beschlusskammer deshalb bei der Frage der Deflationierung der Umsätze ein besonders hohes Gewicht bei.

Auch würde bei Verwendung des Destatis-Index spiegelbildlich zum Kaskadierungseffekt bei den Netzentgelten eine Übergewichtung der Netzentgelte der vorgelagerten Netzebenen drohen, und wäre damit nachteilig gegenüber der Verwendung des Monitoring-Index.

Hinsichtlich der im Rahmen der Konsultation geforderten Verwendung eines Netzentgeltdeflators auf Grundlage von eigens hierfür erhobenen Daten der Netzbetreiber ist zu berücksichtigen, dass – wie vorstehend ausgeführt – der vorliegend zur Deflationierung der Umsatzerlöse herangezogene Monitoring-Index belastbar ist und zu sachgerechten Ergebnissen führt. Es wäre vor diesem Hintergrund ein unverhältnismäßiger Aufwand sowohl auf Seiten der Beschlusskammer als auch auf Seiten der Netzbetreiber, eine vollständige Datenerhebung für einen Zeitraum von 17 Jahren bei allen Netzbetreibern rückwirkend durchzuführen, obwohl die Datengrundlage für einen sachgerechten Deflator bereits vorliegt. Hierbei ist der für alle Beteiligten – auch im Hinblick auf die durchzuführende Plausibilisierung, etwaige Rechtsvorgängerproblematiken usw. – zu betreibende Aufwand bei einer über ein Jahrzehnt in die Vergangenheit führenden Datenabfrage zu berücksichtigen. Schließlich ist diese Forderung auch mit Blick auf eine Erweiterung der ursprünglichen Datenerhebung für den Törnqvist-Index abzulehnen, da unter Berücksichtigung der Belastbarkeit des Monitoring-Index eine weitergehende Datenerhebung auch mit Blick auf den Grundsatz der Datensparsamkeit und hinsichtlich des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes fragwürdig erscheint.

Als Deflator für die „Bestandsveränderungen“ als zweite Komponente des Bruttoproduktionswertes dient der Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Vorleistungsgüter und Investitionsgüter) des statistischen Bundesamtes.

Jahr	Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Mittelwert der Indizes für Vorleistungsgüter und Investitionsgüter)
2006	89,42
2007	91,46
2008	93,10
2009	90,89
2010	92,84
2011	95,97
2012	96,59
2013	96,34
2014	96,09
2015	95,68
2016	95,26
2017	97,72
2018	99,67
2019	100,22
2020	100,00
2021	106,83
2022	120,52

Tabelle 4: Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte<sup>43</sup>

Die „aktivierten Eigenleistungen“ werden analog zur Inputpreisentwicklung für den Faktor Arbeit mit einem Personalkostenindex preisbereinigt, der sich aus der Division des durch die Beschlusskammer abgefragten Personalaufwandes durch die geleisteten Arbeitsstunden ergibt. Hierdurch wird gewährleistet, dass die tatsächliche Personalkostenentwicklung der Elektrizitätsnetzbranche bei den aktivierten Eigenleistungen als Deflator berücksichtigt wird.

---

<sup>43</sup> Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Destatis, Tabelle 61241-0003, abgerufen am 29.04.2024.

	Personalkostenindex
2006	53,18
2007	44,32
2008	48,65
2009	46,18
2010	46,43
2011	47,74
2012	47,48
2013	47,76
2014	48,08
2015	49,62
2016	52,51
2017	51,15
2018	53,59
2019	54,76
2020	53,56
2021	55,61
2022	62,47

Tabelle 5: Personalkostenindex<sup>44</sup>

Mit Hilfe der genannten Deflatoren können die „Umsatzerlöse“ sowie die „Bestandsveränderungen“ und die „aktivierten Eigenleistungen“ um die Preiskomponenten bereinigt werden und stellen sodann eine reine Mengengröße dar, die als Bruttoproduktionswert der Elektrizitätsnetzbranche verwendet werden kann.

Um die Verwendung der Bruttowertschöpfung als mögliche Outputgröße zu ermöglichen, ist der Abzug der Vorleistungen nötig. Hierzu zählen folgende Positionen:

- Aufwendungen für Roh-, Hilf-, und Betriebsstoffe (RHB)
- Aufwendungen für bezogene Leistungen
- Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die „Aufwendungen für RHB“ müssen als Abzugsposition ebenfalls mit Hilfe eines Deflators preisbereinigt werden. Die Position besteht aus Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie, Betriebsverbrauch, für den Differenzbilanzkreis und das Einspeisemanagement sowie sonstigen Positionen. Aus diesem Grund werden der Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Vorleistungsgüter und Investitionsgüter; vgl. Tabelle 4)<sup>45</sup> sowie der Index Elektrischer Strom an Weiterverteiler<sup>46</sup> des Statistischen Bundesamtes verwendet und mit den Kostenanteilen<sup>47</sup> aus der Kostenprüfung gewichtet.

---

<sup>44</sup> Quelle: Berechnet aus Datenabfrage der Beschlusskammer 4.

<sup>45</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 87 ff.

<sup>46</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 88.

<sup>47</sup> Basis sind die Daten der Kostenprüfung des Basisjahres 2021 (Mittelwert der Jahre 2017 bis 2021).

Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie, Betriebsverbrauch, Differenzbilanzkreis, Einspeisemanagement	20%
Sonstiges	80%

Tabelle 6: Aufteilung der Position „Aufwendungen für RHB“<sup>48</sup>

	Index Elektrischer Strom an Weiterverteiler		Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte
2006	93,2	2006	89,42
2007	88,7	2007	91,46
2008	107,2	2008	93,10
2009	91,5	2009	90,89
2010	89,9	2010	92,84
2011	92,1	2011	95,97
2012	81,8	2012	96,59
2013	70,6	2013	96,34
2014	64,1	2014	96,09
2015	57,6	2015	95,68
2016	52,5	2016	95,26
2017	55	2017	97,72
2018	62,7	2018	99,67
2019	72,7	2019	100,22
2020	72,1	2020	100,00
2021	100,0	2021	106,83
2022	263,3	2022	120,52

Tabelle 7 (links): Index Elektrischer Strom an Weiterverteiler<sup>49</sup>

Tabelle 8 (rechts): Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Vorleistungs- und Investitionsgüter)

Auf Grundlage der Kostenprüfung ergibt sich eine durchschnittliche Verteilung von rund 20 % für den Index Elektrischer Strom an Weiterverteiler sowie rund 80 % für den Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Vorleistungsgüter und Investitionsgüter).

Die Position „Aufwendungen für bezogene Leistungen“ exklusive der Positionen vorgelagerte Netzkosten sowie den Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur besteht aus Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung sowie Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen und auch aus Aufwendungen für Blindstrom gegenüber Dritten. Aus diesem Grund erscheint der Ansatz des Arbeitskostenindex Produzierendes Gewerbe und Dienstleistungsbereich (arithmetisches Mittel der Quartalswerte) sowie dem Index Elektrischer Strom an Weiterverteiler (vgl. Tabelle 7) des Statistischen Bundesamtes mit dem Kostenprüfungsanteil als sachgerecht.

<sup>48</sup> Basis sind die Daten der Kostenprüfung des Basisjahres 2021 (Mittelwert der Jahre 2017 bis 2021).

<sup>49</sup> Erzeugerpreisindizes gewerblicher Produkte: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis (GP2019 2-/3-/4-/5-/6-/9-Steller/ Sonderpositionen), Destatis; 2024.

Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung	14,19 %
Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen	19,73 %
Aufwendungen für Blindstrom gegenüber Dritten	0,17 %
Sonstiges	65,91 %

Tabelle 9: Aufteilung der Position „Aufwendungen für bezogene Leistungen“<sup>50</sup>

	Arbeitskostenindex Produzierendes Gewerbe und Dienstleistungsbereich
2006	72,06
2007	72,54
2008	74,45
2009	76,45
2010	77,38
2011	79,46
2012	81,97
2013	82,66
2014	84,78
2015	87,10
2016	89,11
2017	91,61
2018	94,41
2019	97,31
2020	100,00
2021	101,36
2022	107,11

Tabelle 10: Arbeitskostenindex Produzierendes Gewerbe und Dienstleistungsbereich<sup>51</sup>

Auf Grundlage der Kostenprüfung ergibt sich eine Verteilung von 100 % für den Arbeitskostenindex Produzierendes Gewerbe und Dienstleistungsbereich sowie von 0 % für den Index Elektrischer Strom an Weiterverteiler.

Die Preisbereinigung bei den „sonstigen betrieblichen Aufwendungen“ erfolgt ebenfalls nach Analyse der wesentlichen Positionen dieser Aufwandsart und deren Gewichtung auf Basis der Kostenprüfungsdaten (siehe Tabelle 11). Wesentliche Treiber dieser Aufwandsart sind Aufwendungen für Mieten, Rechts- und Beratungsdienstleistungen, sowie IT-Dienstleistungen.<sup>52</sup> Die für die genannten Positionen angesetzten Preisindizes sind den einzelnen Positionen des Verbraucherpreisindexes zu entnehmen. Zudem wurden der Erzeugerpreisindizes für unternehmensnahe Dienstleistungen sowie der Arbeitskostenindex Produzierendes Gewerbe und Dienstleistungsbereich des statistischen Bundesamtes verwendet. Die sonstigen Positionen unter den sonstigen betrieblichen Aufwendungen wurden mit dem Mittelwert der übrigen Preisindizes angesetzt, hierdurch wird der Durchmischung der genannten Position hinreichend genügt. Insgesamt ergeben sich nachfolgende Preisindizes inklusive der dazugehörigen Gewichte.

<sup>50</sup> Basis sind die Daten der Kostenprüfung des Basisjahres 2021 (Mittelwert der Jahre 2017 bis 2021).

<sup>51</sup> Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Destatis, Tabelle 62421-0001, abgerufen am 26.11.2024.

<sup>52</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 89 ff.

	Gew.	'06	'07	'08	'09	'10	'11	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22
IT-Dienstleistungen	5,0%	112	105	102	101	101	100	100	100	99	99	99	99	99	100	100	101	102
Tatsächliche Wohn- ungsmiete	8,0%	84	85	86	87	88	89	90	91	92	94	95	96	97	99	100	101	103
Versicherungs- dienstleistungen	1,0%	79	82	85	86	89	90	91	92	94	95	97	99	98	100	100	101	103
Großh.m. Papier, Pappe, Schreib-, Bürobedarf usw.	0,4%	75	76	79	82	83	86	87	89	90	92	94	95	98	100	100	103	129
Brief- und Paket- dienstleistungen	0,8%	82	81	81	82	83	83	83	84	86	88	92	93	93	97	100	100	103
Rechts- u. Steuerbe- ratung, Wirtschafts- prüfung usw.	3,3%	81	83	84	84	84	85	86	90	92	93	94	95	96	97	100	103	106
Werbung	0,2%	86	88	89	88	89	89	89	91	92	92	94	96	99	100	100	100	102
Pauschalreisen*	1,0%	86	88	89	93	91	93	96	98	99	99	97	100	103	103	100	104	114
Gaststätten-	0,2%	74	76	78	79	80	81	83	85	87	89	91	93	95	98	100	103	111
Arbeitskostenindex	2,1%	72	73	74	76	77	79	82	83	85	87	89	92	94	97	100	101	107
Konzessionsabgaben	33,4%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Sonstiges	44,6%	83	84	85	86	87	88	89	90	92	93	94	96	97	99	100	102	108

Tabelle 11: Zusammensetzung des Mischindex für sonstige betriebliche Aufwendungen<sup>53</sup>

Die Preisentwicklung der Position „Sonstige betriebliche Aufwendungen“ wird somit insgesamt mit einem Mischindex abgebildet, der den arithmetischen Mittelwert der aufgeführten Indizes darstellt. Aus der beschriebenen Rechnung ergibt sich für die Position „Sonstige betriebliche Aufwendungen“ folgender Deflator:

<sup>53</sup> Quellen: Erzeugerpreisindex für Dienstleistungen nach Wirtschaftszweigen; Erzeugerpreisindex für Dienstleistungen nach Dienstleistungsarten; Verbraucherpreisindex nach Verwendungszwecken; Aus dem Index der Großhandelsverkaufspreise nach Wirtschaftszweigen WZ08-46494 Großh. m. Papier, Pappe, Schreib-, Bürobedarf usw.; Arbeitskostenindex Produzierendes Gewerbe und Dienstleistungsbereich. Destatis. Tabellen 61111-0003, 61281-0003, 61311-0003, 61311-0005, 62421-0001. Abgerufen von 27.09.2023 bis 26.11.2024.

2006	89,8
2007	89,9
2008	90,5
2009	91,2
2010	91,6
2011	92,2
2012	92,9
2013	93,9
2014	94,7
2015	95,4
2016	96,3
2017	97,2
2018	98,2
2019	99,3
2020	100,0
2021	101,1
2022	104,6

Tabelle 12: Deflator für die Position „Sonstige betriebliche Aufwendungen“

Die Position „Aufwendungen für Konzessionsabgaben“ wird nicht preisbereinigt, da die Preiskomponente innerhalb dieser Position als nicht schwankend angesehen werden kann. Für die Aufwendungen für einen Netzkauf wird ebenfalls keine Preisbereinigung durchgeführt, da diese Sachverhalte lediglich temporäre Sondersachverhalte mit marginaler Bedeutung darstellen.

Eine Netzbetreiberin trägt im Rahmen der Konsultation vor, dass im Mischindex für sonstige betriebliche Aufwendungen die Position „Sonstiges“ zu groß sei und daher spezifischere Preisreihen nötig wären. Diese Einschätzung teilt die Beschlusskammer nicht. Die Positionen des Mischindex haben bereits einen hohen Detailgrad. Für weiter aufgeschlüsselte Einzelpositionen liegt keine einheitliche Kategorisierung vor. Es werden aber unter anderem IT-Kosten, Gastronomie und Dienstleistungen erwähnt. Im Übrigen ist das Gewicht der Position „Sonstiges“ kleiner als in der Festlegung des Produktivitätsfaktors für Stromnetze für die dritte Regulierungsperiode. Die gewählte Mittelwertbildung für diese Position aus den anderen Reihen ist unter diesen Umständen ein geeigneter Ansatz, um die Preisentwicklung der Position „Sonstiges“ abzubilden.

Die Beschlusskammer hält die Anwendung des preisbereinigten Bruttoproduktionswertes für sachgerecht (vgl. oben Abschnitt II.1.f)). Durch die Berücksichtigung der Vorleistungen wird der Output vollständig berücksichtigt. Durch Division der einzelnen Jahre im Vergleichszeitraum ergeben sich Outputindizes der Jahre 2006 bis 2022, dabei gibt beispielsweise der Outputindex des Jahres 2007 die Veränderung des Outputs des Jahres 2007 im Vergleich zum Jahr 2006 wieder, so dass sich insgesamt 16 Indizes ergeben. Aus der Entwicklung des Bruttoproduktionswertes ergibt sich folgender Outputfaktor:

2006 zu 2007	1,098
2007 zu 2008	1,029
2008 zu 2009	1,077
2009 zu 2010	1,047
2010 zu 2011	1,007
2011 zu 2012	0,963
2012 zu 2013	0,955
2013 zu 2014	0,958
2014 zu 2015	1,023
2015 zu 2016	1,022
2016 zu 2017	1,020
2017 zu 2018	1,002
2018 zu 2019	1,004
2019 zu 2020	0,979
2020 zu 2021	1,152
2021 zu 2022	1,257

Tabelle 13: Entwicklung des Outputfaktors im Törnqvist-Index

## (ii) Inputfaktor

Beim Inputfaktor werden – anders als beim Outputfaktor – mehrere Faktoren benötigt. Hier ist es notwendig, die Faktoren Arbeit, Kapital und Vorleistungen abzubilden. Die Inputdaten für die Berechnung der Produktivität der Elektrizitätsnetzwirtschaft bestehen aus dem Bruttoanlagevermögen, den geleisteten Arbeitsstunden sowie den Vorleistungen. Hierdurch werden die Faktoren Kapital, Arbeit und Vorleistungen durch die abgefragten Daten berücksichtigt.

Die Preisbereinigung beim „Bruttoanlagevermögen“ erfolgt auf Basis der in § 6a StromNEV genannten Preisindizes zur Ermittlung der Tagesneuwerte. Die Tagesneuwerte wurden mit Hilfe der abgefragten Anschaffungs- und Herstellungskosten jeweils jahres- und anlagengruppenscharf berechnet. Die Anschaffungs- und Herstellungskosten von eventuell noch in Betrieb befindlichen Anlagen und vor dem Jahr 1930 angeschafften Anlagegüter wurden von den Netzbetreibern in das Jahr 1930 verbucht. Basis für die Preisbereinigung ist das Jahr 2020, da dieses Jahr auch in allen anderen Preisbereinigungen, so auch bei den vom Statistischen Bundesamt übernommenen Daten, angesetzt wurde.

Der Faktor Arbeit wird durch die abgefragten tatsächlichen Arbeitsstunden repräsentiert. Durch den Ansatz dieser reinen Mengengröße erübrigt sich eine Preisbereinigung, so dass der aggregierte Wert aus der Datenabfrage unmittelbar verwendet werden konnte.

Der Inputfaktor Vorleistungen wird verwendet, wenn bei der Berechnung der Faktorproduktivität im Zähler der Produktionswert angewendet wird. Diese Vorleistungen wurden als „Aufwendungen für Roh-, Hilf-, und Betriebsstoffe (RHB)“, „bezogene Leistungen“, „sonstige betriebliche Aufwendungen“ sowie als „Aufwendungen für Netzkauf“ abgefragt. Die genannten Vorleistungen wurden entsprechend der Preisbereinigung der Outputgrößen in Kapitel II.1.f)(i) deflationiert. Aus der Entwicklung der Inputfaktoren ergeben sich folgende Veränderungsraten:

2006 zu 2007	0,984
2007 zu 2008	1,003
2008 zu 2009	1,005
2009 zu 2010	0,973
2010 zu 2011	1,055
2011 zu 2012	0,959
2012 zu 2013	1,004
2013 zu 2014	0,980
2014 zu 2015	1,064
2015 zu 2016	1,038
2016 zu 2017	1,029
2017 zu 2018	0,994
2018 zu 2019	0,993
2019 zu 2020	1,031
2020 zu 2021	1,154
2021 zu 2022	1,113

Tabelle 14: Entwicklung des Inputfaktors im Törnqvist-Index

### **(iii) Totale Faktorproduktivität der Elektrizitätsnetzwirtschaft**

Die beschriebenen Inputfaktoren (Arbeitsstunden, Kapital (Anlagevermögen) und Vorleistungen) werden bei der Berechnung der totalen Faktorproduktivität der Elektrizitätsnetzwirtschaft gewichtet angesetzt. Durch den Ansatz von drei Inputfaktoren wird eine Gewichtung dieser Faktoren zwingend notwendig. Der Faktor Arbeit wird durch die so genannte Lohnquote gewichtet, diese ergibt sich aus der Division des „Personalaufwandes“ durch den Bruttoproduktionswert. Analog hierzu ergibt sich die so genannte Vorleistungsquote aus der Division der Vorleistungen durch den Bruttoproduktionswert. Die Profitquote ergibt sich als Residualgröße nach Ansatz der Lohn- und der Vorleistungsquote und gewichtet den Faktor Kapital (Anlagevermögen) als Inputfaktor. Durch den Ansatz der Lohn-, Profit- sowie ggf. der Vorleistungsquote werden die eingesetzten Inputfaktoren gewichtet. Der Inputindex der einzelnen Jahre ergibt sich durch Division der Inputfaktoren der Vergleichsjahre unter Berücksichtigung der beschriebenen Gewichtung. Hierbei werden die Gewichte des jeweiligen Vergleichspaares als arithmetischer Mittelwert angesetzt.

Die Totale Faktorproduktivität der Elektrizitätsnetzwirtschaft ergibt sich gemäß Abschnitt I.1 durch Division des zuvor ermittelten Outputindex durch den Inputindex, so dass sich 16 Veränderungswerte hierfür im Zeitraum 2006 bis 2022 ergeben. Diese Werte ergeben sodann unter Verwendung eines geometrischen Mittels über die genannten Veränderungsraten mit dem geometrischen Mittel der Totalen Faktorproduktivität das Produktivitätsdifferenzial. Aus der beschriebenen Rechnung ergibt sich folgende Entwicklung der totalen Faktorproduktivität für die Elektrizitätsnetzwirtschaft:

2006 zu 2007	1,116
2007 zu 2008	1,025
2008 zu 2009	1,071
2009 zu 2010	1,075
2010 zu 2011	0,954
2011 zu 2012	1,005
2012 zu 2013	0,951
2013 zu 2014	0,977
2014 zu 2015	0,961
2015 zu 2016	0,984
2016 zu 2017	0,991
2017 zu 2018	1,009
2018 zu 2019	1,011
2019 zu 2020	0,950
2020 zu 2021	0,998
2021 zu 2022	1,129

Tabelle 15: Entwicklung der totalen Faktorproduktivität der Elektrizitätsnetzbranche

Die durchschnittliche Veränderungsrate der totalen Faktorproduktivität der Elektrizitätsnetzwirtschaft (TFNNetz) der Jahre 2006 bis 2022 beträgt 1,16 %.

### g) Inputpreisentwicklung

Für die Berechnung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors ist neben der Ermittlung der totalen Faktorproduktivität ebenfalls die Entwicklung der Inputpreise der Elektrizitätsnetzwirtschaft zu betrachten. Diese Inputpreise werden durch die Entwicklung von Preisindizes für die einzelnen Kostenbestandteile der Elektrizitätsnetzwirtschaft abgebildet. Als Kostenbestandteile der Elektrizitätsnetze gelten hierbei folgende Aufwendungen:

- Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe
- Personalaufwand
- Aufwendungen für bezogene Leistungen
- Sonstige betriebliche Aufwendungen
- Zinsen und ähnliche Auswendungen
- Abschreibungen
- Eigenkapitalzinsen
- Gewerbesteuer

Die Preisentwicklung bei den „Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe“ werden durch den Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Vorleistungsgüter und Investitionsgüter)<sup>54</sup> sowie durch den Index Elektrischer Strom an Weiterverteiler<sup>55</sup> des Statistischen

<sup>54</sup> Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Destatis, Tabelle 61241-0003, abgerufen am 29.04.2024.

Bundesamtes abgebildet (vgl. Abschnitt II.1.f)(i) Outputfaktor). Diese Preisindizes werden mit 80 % bzw. 20 % gewichtet<sup>56</sup> und ergeben einen Gesamtindex. Der Ansatz und die Gewichtung dieser beiden Preisindizes ist sachgerecht, da die Position Aufwendungen für Verlustenergie, Betriebsverbrauch, den Differenzbilanzkreis sowie Einspeisemanagement beinhaltet<sup>57</sup>, die mit dem Index Elektrischer Strom an Weiterverteiler abgebildet werden können. Zudem ist auch der Ansatz des Indexes der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Vorleistungsgüter und Investitionsgüter) für die verbleibenden sonstigen Positionen sachgerecht, da dieser Index zur Abbildung der Preisentwicklung der übrigen Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe geeignet ist. Aus der beschriebenen Rechnung ergibt sich für die Position „Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe“ folgender Inputpreisindex:

2006	97,39
2007	97,77
2008	104,21
2009	98,09
2010	99,21
2011	102,33
2012	99,97
2013	96,66
2014	94,66
2015	92,52
2016	90,77
2017	93,43
2018	97,13
2019	100,34
2020	100,00
2021	113,21
2022	169,45

Tabelle 16: Entwicklung der Inputpreise in der Position „Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe“

Die Preisentwicklung beim „Personalaufwand“ wird durch einen Preisindex abgebildet, der sich aus dem abgefragten Personalaufwand der Elektrizitätsnetzbetreiber und den analog zur Berechnung der Faktorproduktivität angesetzten geleisteten Arbeitsstunden im jeweiligen Jahr ergibt. Aus der beschriebenen Rechnung ergibt sich für die Position „Personalaufwand“ folgender Inputpreisindex:

---

<sup>55</sup> Erzeugerpreisindizes gewerblicher Produkte: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis (GP2019 2-/3-/4-/5-/6-/9-Steller/ Sonderpositionen), Destatis; 2024.

<sup>56</sup> Basis sind die Daten der Kostenprüfung des Basisjahrs 2021 (Mittelwert der Jahre 2017 bis 2021).

<sup>57</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 87 ff.

2006	53,18
2007	44,32
2008	48,65
2009	46,18
2010	46,43
2011	47,74
2012	47,48
2013	47,76
2014	48,08
2015	49,62
2016	52,51
2017	51,15
2018	53,59
2019	54,76
2020	53,56
2021	55,61
2022	62,47

Tabelle 17: Entwicklung der Inputpreise in der Position „Personalaufwand“<sup>58</sup>

Die Position „Aufwendungen für bezogene Leistungen“ wurde um die Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur bereinigt, da die Pachtnetze stringent so behandelt werden, als wären sie im Eigentum des Netzbetreibers. Der Preisindex für die bezogenen Leistungen besteht aus dem Arbeitskostenindex Produzierendes Gewerbe und Dienstleistungsbereich (arithmetisches Mittel der Quartalswerte)<sup>59</sup> sowie dem Index „Elektrischer Strom an Weiterverteiler“<sup>60</sup>. Der erstgenannte Index wurde mit 100 % gewichtet angesetzt, da die genannte Position sich im Wesentlichen aus den Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung sowie aus Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen und sonstigen Positionen zusammensetzt<sup>61</sup> (vgl. Abschnitt II.1.f)(i) Outputfaktor). Auf die in der Position bezogene Leistungen enthaltenen Aufwendungen für Blindstrom gegenüber Dritten entfällt lediglich ein vernachlässigbar kleiner Anteil. Aus der beschriebenen Rechnung ergibt sich für die Position „Aufwendungen für bezogene Leistungen“ folgender Inputpreisindex:

---

<sup>58</sup> Quelle: Berechnet aus Datenabfrage der BK4.

<sup>59</sup> Arbeitskostenindizes: Deutschland, Quartale, Wirtschaftsbereiche, Original- und bereinigte Daten. Destatis, Tabelle 62421-0001, abgerufen am 07.08.2023

<sup>60</sup> Erzeugerpreisindizes gewerblicher Produkte: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis (GP2009 2-/3-/4-/5-/6-/9-Steller/ Sonderpositionen), Destatis; 2018.

<sup>61</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 88 f.

2006	72,06
2007	72,54
2008	74,45
2009	76,45
2010	77,38
2011	79,46
2012	81,97
2013	82,66
2014	84,78
2015	87,10
2016	89,11
2017	91,61
2018	94,41
2019	97,31
2020	100,00
2021	101,36
2022	107,11

Tabelle 18: Entwicklung der Inputpreise in der Position „Aufwendungen für bezogene Leistungen“

In einigen Konsultationsbeiträgen wurde angeführt, dass die Wachstumsraten der Inputpreissreihen für Arbeit unplausibel niedrig wären. Hierzu wurden durchschnittliche Wachstumsraten von 2006 bis 2022 von Preisreihen des Statistischen Bundesamts als Vergleichsdaten hinzugezogen. Diese Vergleichsdaten beziehen sich auf den Wirtschaftszweig „WZ08-D Energieversorgung“. Dazu gehören neben dem Betrieb von Stromnetzen allerdings auch Energieerzeugung und -handel, Gasverteilung und Wärmeversorgung.<sup>62</sup> Die im Wirtschaftszweig enthaltenen Branchen sind mit dem Stromnetzbetrieb also nur bedingt vergleichbar. Die Personalanforderungen beispielsweise zwischen einem Stromnetz und einem Gashändler sind so unterschiedlich, dass nicht grundsätzlich von einer parallelen Entwicklung der Kosten für Personal ausgegangen werden kann. Die von der Beschlusskammer erhobenen Daten hingegen bilden speziell den Stromnetzbetrieb ab. Daher sind Abweichungen zu den Vergleichsdaten plausibel.

Zur Abbildung der Preisentwicklung der „sonstigen betrieblichen Aufwendungen“ wird auf einen Mischindex zurückgegriffen, der die genannten Positionen abbildet. Dieser beinhaltet analog zur Verteilung der Unterpositionen in der Kostenprüfung mit Basisjahr 2021 (Mittelwert der Jahre 2017 bis 2021) folgende Indizes:

- IT-Dienstleistungen (Erzeugerpreisindizes für Dienstleistungen) 5,0 %
- Tatsächliche Wohnungsmiete (Verbraucherpreisindex) 8,0 %
- Versicherungsdienstleistungen (Verbraucherpreisindex) 1,0 %
- Großhandel mit Karton, Papier, Pappe, Schreibwaren, Bürobedarf, Büchern, Zeitschriften und Zeitungen, (Index der Großhandelsverkaufspreise) 0,4 %

<sup>62</sup> Vgl. Statistisches Bundesamt, 2008. Klassifikation der Wirtschaftszweige. Bestellnummer 3100100089004. S. 334-336.

- Brief- und Paketdienstleistungen (Verbraucherpreisindex) 0,8 %
- Rechts- u. Steuerberatung, Wirtschaftsprüfung usw. (Erzeugerpreisindizes für Dienstleistungen) 3,3 %
- Werbung (Erzeugerpreisindizes für Dienstleistungen) 0,2 %
- Pauschalreisen (Verbraucherpreisindex) 1,0 %
- Gaststättendienstleistungen (Verbraucherpreisindex) 0,2 %
- Arbeitskostenindex Produzierendes Gewerbe und Dienstleistungsbereich 2,1 %
- Sonstiges (Mischindex) 44,6 %
- Konzessionsabgaben (konstant) 33,4 %

Für die Abbildung der Preisentwicklung in der Position Sonstiges wird auf einen Mischindex (vgl. Tabelle 11) zurückgegriffen, der den arithmetischen Mittelwert der aufgeführten Indizes darstellt (vgl. Abschnitt II.1.f) (i) Outputfaktor). Die Aufwendungen für Konzessionsabgaben gehen unverändert in die Preisentwicklung ein (vgl. Abschnitt II.1.f)). Aus der beschriebenen Rechnung ergibt sich für die Position „Sonstige betriebliche Aufwendungen“ folgender Inputpreisindex:

2006	89,8
2007	89,9
2008	90,5
2009	91,2
2010	91,6
2011	92,2
2012	92,9
2013	93,9
2014	94,7
2015	95,4
2016	96,3
2017	97,2
2018	98,2
2019	99,3
2020	100,0
2021	101,1
2022	104,6

Tabelle 19: Entwicklung der Inputpreise in der Position „Sonstige betriebliche Aufwendungen“

Die Entwicklung des Kostenblocks der „Zinsen und ähnlichen Aufwendungen“ wird durch die Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / Anleihen der öffentlichen Hand (Monatsdurchschnitte), der Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / Hypothekendarlehen (Monatsdurchschnitte) sowie den Umlaufrenditen inländischer

Inhaberschuldverschreibungen / Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)<sup>63</sup> abgebildet. Aus der beschriebenen Rechnung ergibt sich für die Position „Zinsen und ähnlichen Aufwendungen“ folgender Inputpreisindex:

2006	3,90
2007	4,57
2008	4,93
2009	3,97
2010	2,97
2011	3,13
2012	2,13
2013	2,00
2014	1,63
2015	1,07
2016	0,77
2017	0,73
2018	1,07
2019	0,77
2020	0,37
2021	0,13
2022	2,10

Tabelle 20: Entwicklung der Inputpreise in der Position „Zinsen und ähnliche Aufwendungen“

Die Beschlusskammer erachtet den Ansatz eines jährlich aktualisierten Wertes anstatt eines rollierenden Mittelwertes bei Ermittlung der Fremdkapitalzinsen im Rahmen der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung weiterhin für sachgerecht. Das Ziel der Ermittlung der Fremdkapitalzinsen im Rahmen der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung besteht darin, die Entwicklung der Finanzierungskosten sämtlicher Stromnetzbetreiber während des betrachteten Stützintervalls abzubilden und nicht wie bei der Kostenprüfung, die absoluten, zu diesem Zeitpunkt höchstens ansatzfähigen Fremdkapitalzinsen zu ermitteln.<sup>64</sup> Hierzu ist es gerade nicht erforderlich, das Finanzierungsverhalten des einzelnen Netzbetreibers möglichst realitätsgerecht abzubilden.

Auf die tatsächlichen Gegebenheiten im Fremdkapital-Portfolio der einzelnen Netzbetreiber kommt es im Rahmen der Ermittlung der Einstandspreisentwicklung für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor nicht an. Es geht vorliegend nicht um die Berücksichtigung der individuellen, tatsächlich angefallenen Kosten der Netzbetreiber für Fremdkapital. Im Rahmen der Einstandspreisentwicklung ist vielmehr abzubilden, wie sich die Kosten für Fremdkapital an dem Markt über den Betrachtungszeitraum entwickelt haben, auf dem sich die Netzbetreiber mit Fremdkapital versorgen.

Der jährliche Zinssatz der Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / Anleihen der öffentlichen Hand (Monatsdurchschnitte), der Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / Hypothekendarlehen (Monatsdurchschnitte) sowie den Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) spiegelt die tatsächlichen Gegebenheiten am Kapitalmarkt während des betrachteten Stützintervalls wider.

<sup>63</sup> Quelle: Deutsche Bundesbank, 2024.

<sup>64</sup> Vgl. BGH, Beschluss vom 26.01.2021, EnVR 7/20, Rn. 107 ff., Juris (Gas).

In Konsultationsbeiträgen wurde bemängelt, dass der Rückgriff auf die drei Umlaufrenditen aus § 7 Abs. 7 StromNEV a.F. aufgrund der aktuellen Kapitalmarktverhältnisse nicht geeignet sei, denn die Prognose für den Produktivitätsfaktor müsse auch berücksichtigen, dass sich die tatsächlichen Verhältnisse für die Aufnahme von Fremdkapital in der vierten Regulierungsperiode erheblich geändert hätten. Die schematische Fortschreibung der Preisentwicklung aus der Vergangenheit sei nicht sachgerecht. Zumindest sei die aktuelle Regelung des § 7 Abs. 7 StromNEV bzw. für den Kapitalkostenaufschlag heranzuziehen.

Diesem Vorbringen steht entgegen, dass die Neuregelungen im relevanten Betrachtungszeitraum kaum bzw. gar nicht zum Tragen kamen. § 7 Abs. 7 StromNEV ist erst zum 31.07.2021 in Kraft getreten.<sup>65</sup> Nach der Übergangsregelung in § 32 Abs. 11 StromNEV galt § 7 Abs. 7 StromNEV in der bis zum 31.07.2021 geltenden Fassung bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode (31.12.2023) weiter. Wie bereits ausgeführt besteht das Ziel der Ermittlung der Fremdkapitalzinsen im Rahmen der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung darin, die Entwicklung der Finanzierungskosten sämtlicher Stromnetzbetreiber während des betrachteten Stützintervalls abzubilden. Genau dieses Ziel wird mit der Heranziehung der Umlaufrenditen aus § 7 Abs. 7 StromNEV a.F. erreicht. Die vorliegend herangezogenen drei Umlaufrenditen aus § 7 Abs. 7 StromNEV a.F. galten für den gesamten bzw. einen weit größeren Anteil des relevanten Betrachtungszeitraums und bilden die Zinsentwicklung in diesem Zeitraum daher besser ab.

Die genannten Zinsreihen beinhalten Anleihen am Kapitalmarkt mit unterschiedlichen Laufzeiten. Damit ist sichergestellt, dass dieser jährliche Durchschnitt sowohl langfristige als auch kurzfristige Verbindlichkeiten widerspiegelt. Dies entspricht der tatsächlichen Situation, dass Unternehmen am Kapitalmarkt gerade entscheiden können, ob sie sich lang- oder kurzfristig verschulden. Hierdurch wird die Veränderung des Zinsniveaus – in der Form des Preises für Fremdkapital – sachgerecht abgebildet. Zudem kommt es nicht auf die absolute Zinshöhe, sondern auf die Veränderungsraten im Zeitraum von 2006 bis 2022 an. Insofern bildet der beschriebene Ansatz die Veränderung der Inputpreise in Bezug auf die Fremdkapitalzinsen sachgerecht ab.

Die Entscheidung der Beschlusskammer für den Ansatz eines jährlich aktualisierten Werts für die Fremdkapitalzinsen anstelle eines Mittelwerts hat der Bundesgerichtshof in seinen Entscheidungen zum Xgen für die dritte Regulierungsperiode bestätigt.<sup>66</sup>

Zur Verwirklichung eines konsistenten handelsrechtlichen Ansatzes wird analog zu den linearen Abschreibungsverläufen des Handelsrechts die Veränderungsrate der Kostenposition Abschreibungen konstant angesetzt (mit durchgehend 1). Der Ansatz der genannten konstanten Veränderungsrate für die Abschreibungen ist sachgerecht, da die handelsrechtlichen Abschreibungen linear und ohne Berücksichtigung eines Preisfaktors ermittelt werden. Zunächst sind die §§ 6, 6a StromNEV vorliegend nicht anzuwenden, weil die Beschlusskammer keine Kostenprüfung durchführt, sondern den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor auf Grundlage von § 9 ARegV ermittelt. Die Beschlusskammer hat sich im Rahmen des ihr zustehenden Beurteilungsspielraums für eine handelsrechtliche Ausgestaltung des Törnqvist-Index entschieden, um neben dem kalkulatorisch geprägten Malmquist-Index auch aus handelsrechtlicher Sicht die Unterschiede zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft im Hinblick auf die Produktivitäts- und Einstandspreisentwicklung zu untersuchen. Es besteht daher keine Verpflichtung, die Preisentwicklung für Abschreibungen an den Vorgaben in §§ 6, 6a StromNEV auszurichten. Ferner führt die vorliegende, handelsrechtlich geprägte Vorgehensweise auch zu sachgerechten Ergebnissen, während die kalkulatorische Ausge-

<sup>65</sup> Vgl. Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung, BGBl. I 2021 vom 30.07.2021, S. 3229.

<sup>66</sup> Vgl. BGH, Beschluss vom 26.01.2021, EnVR 7/20, Rn. 107 ff., Juris (Gas); Beschluss vom 09.05.2023, EnVR 16/20, Rn. 18 m.w.N., Juris.

staltung gemäß § 6, 6a StromNEV im Ergebnis zu einer doppelten Berücksichtigung der Preisentwicklung, einmal in den Abschreibungen und ein weiteres Mal im Rahmen der Abbildung des Eigenkapitalzinses, führen würde. Beim vorliegend angewendeten Prinzip der Realkapitalerhaltung werden im Ergebnis etwaige Preissteigerungen von notwendigen Wiederbeschaffungen durch entsprechend höhere Eigenkapitalzinssätze berücksichtigt. Diese Gewinnrücklage bildet sich im Rahmen der Nettosubstanzerhaltung nicht in besserer oder geeigneterer Weise als hier heraus. Bei der Nettosubstanzerhaltung wird schlicht ein höheres betriebsnotwendiges Vermögen bestimmt, wodurch sich – unter Berücksichtigung von Preissteigerungen – höhere Abschreibungen und Realverzinsungen auf Wiederbeschaffungswertbasis ergeben würden. Da die Unterscheidung zwischen Alt- und Neuanlagen schließlich bei der nominellen Ausgestaltung der Eigenkapitalverzinsung (mit Inflation) berücksichtigt worden ist, wäre eine weitergehende Berücksichtigung bei den Abschreibungen im Hinblick auf das Sachanlagevermögen nicht sachgerecht. Denn solch eine zusätzliche besondere Ausgestaltung der Abschreibungen liefe auf eine ungerechtfertigte Besserstellung der Netzbetreiber – durch eine Mehrfachberücksichtigung der Preissteigerung – im betreffenden Zeitraum hinaus. Zudem wird hierdurch die für die konsistente Betrachtung der Einstandspreisentwicklung gebotene Gleichbehandlung von Eigen- und Fremdkapital, welches die zukünftige Inflationserwartung bereits antizipiert, gesichert. Ferner fallen Ermittlungsprobleme hinsichtlich einzelner Preisindizes und schwierige Ermittlungen kalkulatorischer Wertgrößen nicht so sehr ins Gewicht.

Der Bundesgerichtshof hat in seinen Entscheidungen zum Xgen für die dritte Regulierungsperiode klargestellt, dass der von der Beschlusskammer gewählte Ansatz, bei der Berechnung der Abschreibungen auf Anlagegüter handelsrechtliche Grundsätze anzuwenden, nicht zu beanstanden ist und es insoweit keine gesetzlichen Vorgaben zur Anwendung regulatorischer Grundsätze gibt.<sup>67</sup>

Die Entwicklung der Position „Eigenkapitalzinsen“ wurde zunächst mit Hilfe des 10-jährigen Durchschnitts der Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / Insgesamt (Monatsdurchschnitte)<sup>68</sup> dargestellt. Nach Konsultation der Marktteilnehmer im Rahmen der Festlegung des Xgen für die dritte Regulierungsperiode und gesonderter gutachterlicher Überprüfung hat die Beschlusskammer entschieden, die festgelegten bzw. die vom Verordnungsgeber vorgegebenen Eigenkapitalzinssätze als konservative Abbildung der Inputpreisentwicklung der Elektrizitätsnetzwirtschaft anzusetzen. Hieran wird im Rahmen der gegenständlichen Festsetzung festgehalten. Die Entwicklung der Inputpreise in der Position „Eigenkapitalzinsen“ stellt sich demnach wie folgt dar:

---

<sup>67</sup> Vgl. BGH, Beschluss vom 26.01.2021, EnVR 7/20, Rn. 92 ff., Juris; Beschluss vom 09.05.2023, EnVR 16/20, Rn. 51 ff., Juris.

<sup>68</sup> Quelle: Deutsche Bundesbank.

2006	7,91
2007	7,91
2008	7,91
2009	9,29
2010	9,29
2011	9,29
2012	9,29
2013	9,29
2014	9,05
2015	9,05
2016	9,05
2017	9,05
2018	9,05
2019	6,91
2020	6,91
2021	6,91
2022	6,91

Tabelle 21: Entwicklung der Inputpreise in der Position „Eigenkapitalzinsen“

Im Rahmen der Konsultation wurde vorgetragen, dass entweder die Abschreibungen oder die Eigenkapitalzinsen die Preisentwicklung der eingesetzten Kapitalgüter gesondert berücksichtigen müssten. Die Beschlusskammer hat hinsichtlich der Abbildung der Eigenkapitalzinsen vor dem Hintergrund der im Rahmen der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Gasversorgungsnetze für die dritte Regulierungsperiode geführten Diskussionen um den sachgerechten Ansatz im Rahmen der Eigenkapitalverzinsung bei der Inputpreisentwicklung zusätzlich eine gesonderte gutachterliche Überprüfung durchführen lassen. Die Einschätzung des Sachverständigen hat ergeben, dass es vertretbar und konsistent ist, die von der Bundesnetzagentur festgelegten Eigenkapitalzinssätze bzw. die vor diesen Festlegungen vom Verordnungsgeber kodifizierten Eigenkapitalzinssätze anzusetzen. Ein zusätzliches Einbeziehen von Tagesneuwerten ist demnach nicht geboten und würde der handelsrechtlichen Betrachtungsweise bei der Ermittlung des Törnqvist-Index entgegenlaufen. Darüber hinaus ist festzuhalten, dass es sich bei den festgelegten Eigenkapitalzinsen um nominale Zinssätze handelt. D.h., die festgelegten Eigenkapitalzinssätze beinhalten bereits einen Inflationsausgleich, der Preissteigerungen bei Kapitalgütern ausgleicht.

Soweit einige Konsultationsbeiträge darauf verweisen, dass der Beschluss des Oberlandesgerichts Düsseldorf vom 30.08.2023 zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die vierte Regulierungsperiode fälschlicherweise unberücksichtigt geblieben ist, ist zunächst darauf hinzuweisen, dass dieser Beschluss noch nicht rechtskräftig ist. Zudem bezieht sich die Festlegung auf die Zinssätze für die vierte Regulierungsperiode, die der Ermittlung des Produktivitätsfaktors auf Grundlage des Törnqvist-Index nicht zugrunde gelegt worden sind, da sie während des Stützintervalls nicht zur Anwendung gekommen sind.

Auf dem Preisindex für die Eigenkapitalzinsen aufbauend wird die Kostenposition Gewerbesteuer mit Hilfe von durchschnittlichen Gewerbesteuerhebesätzen (Destatis) dargestellt. Aus der beschriebenen Rechnung ergibt sich folgende Zeitreihe:

2006	391
2007	389
2008	388
2009	387
2010	390
2011	392
2012	393
2013	395
2014	397
2015	399
2016	400
2017	402
2018	402
2019	403
2020	400
2021	403
2022	403

Tabelle 22: Entwicklung der Inputpreise in der Position „Gewerbsteuer“

Die beschriebenen Preisindizes der einzelnen Aufwandsarten bilden die Inputpreisentwicklung der Elektrizitätsnetzbranche ab und werden kostengewichtet bei der Entwicklung des gesamthaften Inputpreisindex angesetzt. Der nachfolgenden Gewichtung für die einzelnen Jahre liegen die abgefragten Daten zugrunde, die Gewichte in der Position Eigenkapitalzinsen sowie Gewerbesteuer wurden jedoch als Residualpositionen (Umsatzerlöse abzgl. Aufwandspositionen) ermittelt:

Aufwandsart	'06	'07	'08	'09	'10	'11	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	22	24	28	29	26	27	24	23	22	21	22	24	23	23	23	29	37
Personalkosten	13	9	10	9	9	11	11	13	14	14	16	14	15	16	16	16	13
Aufwendungen für bezogene Leistungen	27	28	27	26	23	26	23	20	20	24	24	22	25	24	24	26	25
Sonstige betriebliche Aufwendungen	22	23	27	22	21	23	22	22	22	21	21	18	17	17	17	17	12
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	0	0	0	1	1	2	1	2	2	4	1	2	4	2	3	3	3
Abschreibungen	10	7	8	7	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	8	8	6
Eigenkapitalzinsen	5	8	0	6	11	4	11	13	12	8	9	12	8	10	8	2	3
Gewerbsteuer	1	1	0	1	2	1	2	2	2	1	1	2	1	1	1	0	0

Tabelle 23: Gewichtung der einzelnen Aufwandsarten in Prozent (gerundete Werte)<sup>69</sup>

Hierbei wird die Gewerbesteuer als kalkulatorische Gewerbesteuer nach § 8 StromNEV ermittelt. Sie basiert auf dem in § 7 StromNEV festgelegten kalkulatorischen Eigenkapitalzins.

<sup>69</sup> Quelle: Datenabfrage der BK4, Eigenkapitalzinsen und Gewerbesteuer residual ermittelt.

Wie beschrieben, berechnet die Beschlusskammer den Aufwand für Eigenkapitalzinsen im Törnqvist-Tool als Differenz aus den Ertrags- und Aufwandspositionen, welche nach handelsrechtlichen Richtlinien von den Netzbetreibern erhoben wurden. Im Törnqvist-Tool wird diese Differenz „Eigenkapitalzinsen“ genannt. Auf deren Basis wird anschließend die kalkulatorische Gewerbesteuer berechnet. In der Konsultation kritisierten die Netzbetreiber diese Berechnung. Demnach stelle die berechnete Differenz bereits die Summe aus Eigenkapitalverzinsung und kalkulatorischer Gewerbesteuer dar, d.h., die Gewerbesteuer müsse nicht hinzuaddiert werden.

Die Beschlusskammer schließt sich dieser Kritik nicht an und erachtet die Berechnungsweise als korrekt. Im Wesentlichen ergibt sich die Berechnungsweise aus der Notwendigkeit, sowohl eine handelsrechtliche als auch eine kalkulatorische Perspektive einzunehmen: Von den Netzbetreibern wurden handelsrechtliche Daten abgefragt. Jedoch ist die Gewerbesteuer eine kalkulatorische Kostenposition, die nach dem in § 7 StromNEV festgelegtem Eigenkapitalzins ermittelt werden muss und in den handelsrechtlichen Daten nicht abgebildet ist. Die Rechnung der Beschlusskammer dient dazu, diese Inkonsistenz zu überbrücken.

Konkret wird die Eigenkapitalverzinsung im Törnqvist-Tool als Differenz aus den Ertrags- und Aufwandspositionen berechnet. Damit entspricht sie dem handelsrechtlichen Gewinn. Allerdings weicht die so berechnete Eigenkapitalverzinsung stark von der Größe ab, die sich in einer kalkulatorischen Betrachtungsweise ergeben würde. Der Grund liegt in der unterschiedlichen Länge der Abschreibungsdauern, die im Handelsrecht ungefähr halb so lang wie im Rahmen einer kalkulatorischen Betrachtungsweise sind, in welcher die tatsächlichen Nutzungsdauern von Anlagegütern angesetzt werden. Somit ist der handelsrechtliche Gewinn merklich niedriger als der kalkulatorische Gewinn. Würde man der vorgeschlagenen Berechnungsweise der Netzbetreiber folgen und die Gewerbesteuer als Teil der Eigenkapitalverzinsung betrachten, so käme der Gewerbesteuer im Vergleich zu einer kalkulatorischen Sichtweise tendenziell ein zu geringes Gewicht zu. Um diesen Effekt pragmatisch auszugleichen, wird die kalkulatorische Gewerbesteuer im Törnqvist-Tool auf Basis der (wie oben beschrieben ermittelten) Eigenkapitalverzinsung berechnet.

In der für die Eigenkapitalzinsen und Gewerbesteuer verwendeten Residualgröße sind indes ebenfalls Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur enthalten. Damit entfallen Teilbereiche der Residualgröße auf Abschreibungen. Demnach wäre eigentlich die Residualgröße aufzusplitten und nicht in Gänze der Eigenkapitalzinssatz und Gewerbesteuerposition zuzuordnen. Gleichwohl findet der pauschalierende Ansatz wie auch der Ansatz in der Gewichtung vereinfacht Anwendung.

In die beschriebenen Preisindizes für die acht Kostenarten ist jeweils der arithmetische Mittelwert der einzelnen Vergleichsjahre (beispielsweise Mittelwert 2006 und 2007 beim Veränderungswert von 2006 auf 2007) eingeflossen. Die Inputpreisentwicklung der Elektrizitätsnetzbranche insgesamt ergibt sich hiernach wie folgt:

2006 zu 2007	0,984
2007 zu 2008	1,035
2008 zu 2009	0,990
2009 zu 2010	1,005
2010 zu 2011	1,020
2011 zu 2012	0,998
2012 zu 2013	0,996
2013 zu 2014	0,996
2014 zu 2015	0,994
2015 zu 2016	1,004
2016 zu 2017	1,010
2017 zu 2018	1,037
2018 zu 2019	0,985
2019 zu 2020	0,983
2020 zu 2021	1,013
2021 zu 2022	1,277

Tabelle 24: Entwicklung der Inputpreise der Elektrizitätsnetzbranche

Die durchschnittliche Veränderungsrate der Inputpreise der Elektrizitätsnetzwirtschaft (PNetz) der Jahre 2006 bis 2022 beträgt 1,85 %.

## h) Verbraucherpreisindex

Als letzte Komponente für die Berechnung des Xgen wird bei der Berechnung mittels Residualbetrachtung (vgl. Abschnitt II.1.d)) der „Verbraucherpreisindex“ benötigt. Aus dem Verbraucherpreisindex der Jahre 2006 bis 2022 lässt sich die Veränderungsrate dieses Zeitraumes berechnen, so dass in die beschriebene Gleichung zur Berechnung des Xgen das geometrische Mittel des relevanten Zeitraumes einfließen kann. Aus der beschriebenen Rechnung ergibt sich für den Verbraucherpreisindex folgende Veränderungsreihe:

2006 zu 2007	1,023
2007 zu 2008	1,026
2008 zu 2009	1,003
2009 zu 2010	1,010
2010 zu 2011	1,022
2011 zu 2012	1,019
2012 zu 2013	1,015
2013 zu 2014	1,010
2014 zu 2015	1,005
2015 zu 2016	1,005
2016 zu 2017	1,015
2017 zu 2018	1,018
2018 zu 2019	1,014
2019 zu 2020	1,005
2020 zu 2021	1,031
2021 zu 2022	1,069

Tabelle 25: Entwicklung des Verbraucherpreisgesamtindex<sup>70</sup>

Die durchschnittliche Veränderungsrate des Verbraucherpreisindex (VPI) der Jahre 2006 bis 2022 beträgt 1,80 %.

## i) Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

Die in Abschnitt II.1.d) beschriebene Residualbetrachtung ermöglicht, mit Hilfe der ermittelten einzelnen Bestandteile den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Elektrizitätsnetzbetreiber zu ermitteln<sup>71</sup>:

$$X_{Gen,t} = (\Delta TF_t^{Netz} - \Delta P_{Input,t}^{Netz}) + \Delta VPI_t$$

Durch den Ansatz der zuvor berechneten durchschnittlichen Veränderungsrate der totalen Faktorproduktivität (TFNetz) in Höhe von 1,16 % (siehe Abschnitt II.1.f)), der durchschnittlichen Inputpreisentwicklung (PNetz) in Höhe von 1,85 % (siehe Abschnitt II.1.g)) sowie der durchschnittlichen Veränderungsrate beim Verbraucherpreisindex (VPI) in Höhe von 1,80 %

<sup>70</sup> Ermittelt aus Entwicklung des Verbraucherpreisindex für Deutschland, Destatis, Tabelle 61111-0001, abgerufen am 08.08.2023.

<sup>71</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 44 f. sowie Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, 2023, S. 37.

(siehe Abschnitt II.1.h)) ergibt sich auf Basis der Törnqvist-Methode ein genereller sektoraler Produktivitätsfaktor ( $X_{gen}$ ) in Höhe von 1,11 %.<sup>72</sup>

## 2. Malmquist

Die unter I.2. beschriebene Malmquist-Methode führt zu einem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor in Höhe von 0,86 %. Nachfolgend soll das Vorgehen bei der Ermittlung des genannten Wertes beschrieben werden.

### a) Grundansatz

Ziel der Anwendung des Malmquist-Index ist ebenfalls die Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors. Gemäß den Vorgaben der ARegV beschreibt der generelle sektorale Produktivitätsfaktor die Abweichung des netzwirtschaftlichen vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und die Abweichung der gesamtwirtschaftlichen von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung folgendermaßen:

$$X_{Gen,t} = (\Delta TF_t^{Netz} - \Delta TF_t^{GW}) + (\Delta P_{Input,t}^{GW} - \Delta P_{Input,t}^{Netz})$$

Die Ausgestaltung der Malmquist-Methode zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode orientiert sich an dem methodischen Vorgehen der Bundesnetzagentur in der dritten Regulierungsperiode.<sup>73</sup> Demnach ergibt sich der generelle sektorale Produktivitätsfaktor aus den intertemporalen Verschiebungen der Effizienzgrenze (Frontier Shift) über die bisherigen Regulierungsperioden hinweg unter Zugrundelegung der zwecks Ermittlung des Produktivitätsfaktors im Zeitverlauf plausibilisierten Daten aus den statischen Effizienzvergleichen sowie der dabei angewendeten Berechnungsmethoden der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis, DEA) und der stochastischen Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis, SFA). Von dem geschätzten Frontier Shift, der die Entwicklung der Kosten der jeweils effizientesten Netzbetreiber der Branche abbilden soll, lassen sich durch die Anwendung der Malmquist-Methode zudem die sog. netzbetreiberspezifischen Aufholeffekte (Catch-up) separieren, die den Abstand der Kosteneffizienz jedes einzelnen Unternehmens zu der entsprechenden Effizienzgrenze wiedergeben und für die Ermittlung des Produktivitätsfaktors als regulatorische Größe nicht relevant sind. Der wesentliche Vorteil der Malmquist-Methode besteht somit darin, dass die Veränderung der Produktivität in unternehmensindividuelle Aufholeffekte und die Verschiebung der Effizienzgrenze getrennt werden kann.

Vorliegend kommt ein nominaler Kostenmalmquist (vgl. Abschnitt I.2.) zur Anwendung, da wie bei den statischen Effizienzvergleichen die Gesamtkosten der Netzbetreiber verglichen werden und nicht die Inputmengen. Konkret wird die Verschiebung der Effizienzgrenze auf Basis der Gesamtkosten (TOTEX<sup>74</sup>) ermittelt, wobei die Outputmengen bekannt sind, und anstatt der Inputmengen und Inputpreise das Produkt dieser Inputparameter in Form der Gesamtkosten in die Betrachtung eingeht. Die Gesamtkosten werden durch die Aufwandsparameter abgebildet.

<sup>72</sup> Dargestellt wird das exakt gerundete Ergebnis aus dem Törnqvist-Tool (siehe Anlage).

<sup>73</sup> Vgl. Festlegungen vom 21.02.2018 für den Gasbereich (BK4-17-093) und vom 28.11.2018 für den Strombereich (BK4-18-056).

<sup>74</sup> TOTEX bedeutet total expenditures und ergibt sich als Summe aus den capital expenditures (CAPEX) und operational expenditures (OPEX).

Aufgrund dessen muss bei der Bestimmung der Effizienzgrenzenverschiebung auf der Inputseite allokativer Effizienz angenommen werden, da die aus den statischen Effizienzvergleichen vorliegenden Aufwandsparmater nicht weiter in Inputpreise und Inputmengen aufgeteilt werden können. Diese Annahme allokativer Effizienz auf der Inputseite bedeutet, dass die Unternehmen ihren Inputeinsatz an die auf den Faktormärkten herrschenden Preisverhältnisse anpassen. Würden Netzbetreiber hingegen überbeuerte Preise auf den Faktormärkten akzeptieren und so allokativer Ineffizienzen auf der Inputseite aufbauen, bestünde die Möglichkeit, dass die betrachteten Netzbetreiber bewusst Entscheidungen treffen, die zu überhöhten Netzkosten führen. Würde ein Netzbetreiber für gegebene Faktorpreise eine ineffiziente Kombination an Inputfaktoren nutzen, würde dies zu überhöhten Inputkosten und somit auch überhöhten Netzkosten führen. Dies steht im Widerspruch zu der Idee einer effizienten Leistungsbereitstellung und auch der Annahme wettbewerblich organisierter Märkte. Auch wenn bei der Verwendung der Aufwandsparmater aus den statischen Effizienzvergleichen keine Separierung zwischen Inputmengen und Inputpreisen möglich ist, lässt sich der generelle sektorale Produktivitätsfaktor auf Basis der Gesamtkosten unverzerrt ermitteln. Denn die regulierten Netzbetreiber unterliegen auf den Faktormärkten bei ihren Investitionsentscheidungen keiner anderen Systematik als Unternehmen, die sich im Wettbewerb befinden, so dass Netzbetreiber auf den Vorleistungsmärkten auch analog zu im Wettbewerb stehenden Unternehmen agieren, d.h., sie werden ihr Verhalten optimal an den Faktorpreisen ausrichten.<sup>75</sup>

Bei der Anwendung eines Kostenmalmquist auf Basis nominaler Preise kann auf die Ermittlung der Veränderung der sektoralen Einstandspreise verzichtet werden, da der Kostenmalmquist die Änderung der sektoralen Faktorpreise bereits beinhaltet. Mathematisch entspricht der Logarithmus des nominalen Frontier Shift der Änderung des technischen Fortschritts des Netzsektors abzüglich der Änderung der Inputpreise:

$$\ln(FS^{nom}) = \Delta TF^{Netz} - \Delta P_{Input}^{Netz}$$

Der so berechnete nominale Frontier Shift beinhaltet neben dem technologischen Fortschritt auch die Inputpreisveränderungen des Sektors und bildet somit genau das ab, was vorliegend für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor als Abweichung zum Verbraucherpreisindex (VPI) relevant ist und berechnet werden muss.

Für den sektoralen Produktivitätsfaktor bedeutet dies, dass neben der Berechnung der netzwirtschaftlichen Bestandteile anhand der Malmquist-Methode, die in Anlehnung an die statischen Effizienzvergleiche ausgestaltet ist, nur noch die Entwicklung der Outputpreise in der Gesamtwirtschaft benötigt wird, die in Form des VPI aus der amtlichen Statistik verfügbar ist. Die Inflationsrate stellt die Änderung des VPI dar. In wettbewerblich organisierten Märkten können Preissteigerungen nicht in Höhe der Steigerung der Inputpreise, sondern nur gemindert um den technologischen Fortschritt, an die Endkunden weitergegeben werden.

$$\Delta VPI_t = \Delta P_{Input,t}^{GW} - \Delta TF_t^{GW}$$

Die Formel für den sektoralen Produktivitätsfaktor lässt sich damit zu

$$X_{Gen,t} = \ln(FS^{nom}) + \Delta VPI_t$$

---

<sup>75</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 3.

umformen. Der sektorale Produktivitätsfaktor ergibt sich also aus der Summe des ermittelten Wertes des Kostenmalmquist-Index und der Änderung der Verbraucherpreise.

#### **b) Rückgriff auf die Effizienzvergleiche bei der Umsetzung der Malmquist-Methode**

Grundlage für die Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors anhand der Malmquist-Methode bilden die Effizienzvergleiche der Stromverteilernetzbetreiber der ersten vier Regulierungsperioden mit den Basisjahren 2006, 2011, 2016 und 2021. Betrachtet wird die jeweilige Veränderung zwischen zwei Basisjahren (Stützpunkten), welche somit einen Zeitraum von fünf Jahren überspannt, in denen die Produktivitätsentwicklung der Stromnetzbranche abgebildet wird. Über alle Regulierungsperioden hinweg wird im Ergebnis ein Betrachtungszeitraum von insgesamt 16 Jahren zugrunde gelegt. Im Gegensatz zu den Effizienzvergleichen in den einzelnen Basisjahren (statischer Effizienzvergleich) erfolgt im Rahmen der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors die Abschätzung der Effizienzwertentwicklung der Stromverteilernetzbranche über die Zeit (dynamischer Effizienzvergleich). Eingang in die Analysen finden daher nur die an den Effizienzvergleichen teilnehmenden Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren.

Bei der Umsetzung der Malmquist-Methode auf Basis der Effizienzvergleiche macht die Beschlusskammer von der in § 9 Abs. 3 S. 3 ARegV vorgesehenen Möglichkeit Gebrauch, bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors anhand der Malmquist-Methode auf die Verwendung der Daten von Verteilernetzbetreibern zu verzichten, die die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach § 24 Abs. 2 ARegV gewählt haben.

Diese Ermessensentscheidung gründet auf dem bereits in der dritten Regulierungsperiode gewählten Vorgehen der Malmquist-Methode, anders als beim Törnqvist-Index, der nicht auf regulatorischen, sondern auf handelsrechtlichen Daten beruht, regulatorische Eingangsgrößen aus den Effizienzvergleichen für dessen Berechnung heranzuziehen. Dazu gehören die von der Regulierungsbehörde intensiv geprüften und genehmigten Kostendaten (Aufwandsparameter) sowie zahlreiche Strukturdaten (Vergleichsparameter), die zum Zwecke der statischen Effizienzvergleiche erhoben und umfassend plausibilisiert wurden. Diese Eingangsgrößen liegen für die Basisjahre für die an den Effizienzvergleichen teilnehmenden Netzbetreiber vor, jedoch nicht für die Basisjahre, in denen Netzbetreiber Teilnehmer am vereinfachten Verfahren waren bzw. sind. Die Bereitstellung der Kosten- und Strukturdaten von Teilnehmern des vereinfachten Verfahrens in der gleichen Qualität und im selben Umfang wie die von Teilnehmern des Regelverfahrens erhobenen Daten wäre sowohl für die betroffenen Netzbetreiber als auch für die Regulierungsbehörde ein unverhältnismäßig hoher regulatorischer Aufwand. Im Rahmen der statischen Effizienzvergleiche hat der Verordnungsgeber in Ausübung seiner Einschätzungsprärogative zudem entschieden, dass für die Teilnehmer am vereinfachten Verfahren ein einheitlicher Effizienzwert heranzuziehen ist. Seit der zweiten Regulierungsperiode wird dieser Wert als gewichteter durchschnittlicher Wert aller in dem bundesweiten Effizienzvergleich nach den §§ 12, 13 und 14 ARegV für die vorangegangene Regulierungsperiode ermittelten und nach § 15 Abs. 1 ARegV bereinigten Effizienzwerte gebildet. Der Verordnungsgeber unterstreicht hiermit die Situation, in welcher aus einer hinreichenden und repräsentativen Stichprobe (die Netzbetreiber aus dem Regelverfahren) Erkenntnisse für die übrigen Netzbetreiber (kleine Netzbetreiber) gewonnen und übernommen werden können. Gründe, weshalb bei der Ermittlung des Frontier Shift diese Repräsentativität in Frage gestellt werden kann, sind an dieser Stelle nicht ersichtlich. Im Gegenteil wird die Repräsentativität der Netzbranche durch die Unternehmen im Regelverfahren zusätzlich durch die hinreichende Marktabdeckung im Bereich der Stromverteilernetze sichergestellt. Dies untermauern nicht zuletzt die Netzstrukturdaten, welche dem Monitoringbericht 2022 zugrunde liegen. Demnach entfielen im Jahr 2021 ca. 62 % der Gesamtnetzlänge (inkl. Hausanschlussleitungen), rund 89 % der Gesamtanzahl der Messlokationen im Netz und knapp 85 % der Anschlusspunkte auf die im Regelverfahren für die vierte Regulierungsperiode teilnehmenden Stromverteilernetzbetreiber. Auch die entnommene Energie-

menge wird weitgehend durch die Stromverteilernetzbetreiber im Regelverfahren abgedeckt (363 TWh von insgesamt 428 TWh, was einem Anteil von 85 % entspricht).

Der Bundesgerichtshof hat das bereits im Rahmen der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für die dritte Regulierungsperiode gewählte Vorgehen der Bundesnetzagentur sowohl im Hinblick auf die Basisjahr Betrachtung als auch im Hinblick auf den Verzicht auf die Verwendung der Daten von Netzbetreibern, die die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach § 24 Abs. 2 ARegV gewählt haben, bestätigt.<sup>76</sup>

Für die Ermittlung des Frontier Shift anhand der Malmquist-Methode sind Input- und Outputfaktoren erforderlich. Die Bestimmung des benötigten Inputfaktors erfolgt analog zu den Maßgaben im statischen Effizienzvergleich. Demnach ergibt sich der Aufwandparameter TOTEX aus den Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Maßgabe der Bestimmungen des Ausgangsniveaus der Kostenprüfung abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Es ist zu beachten, dass der Prüfansatz für die Kostenprüfung in den Basisjahren gemäß § 6 Abs. 2 ARegV so angelegt ist, dass Kosten, die dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des geprüften Geschäftsjahres beruhen, bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt bleiben. Durch dieses Vorgehen werden die genehmigten Kosten im Basisjahr um Sondereffekte bereinigt und sind folglich für die Bestimmung der Erlösobergrenze in den Folgeperioden aussagekräftiger.

Neben dem Aufwandparameter TOTEX erfolgen ebenfalls wie im statischen Effizienzvergleich die Berechnungen mit standardisierten Kosten (sTOTEX). Durch die Standardisierung der Kapitalkosten soll die Vergleichbarkeit zwischen Netzbetreibern erhöht und mögliche Verzerrungen, die sich aus unterschiedlichen Altersstrukturen der Anlagen und unterschiedlichen Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken ergeben können, vermieden werden.<sup>77</sup> Vorgaben zur Bestimmung der sTOTEX ergeben sich aus § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. § 14 Abs. 2 ARegV.

Im Gegensatz zum Törnqvist-Index, der auf der handelsrechtlichen Welt aufsetzt, ist die Bestimmung des Frontier Shift anhand der Malmquist-Methode durch den Rückgriff auf die Daten der Kostenprüfung nach der StromNEV der kalkulatorischen Welt zuzuordnen. Hierbei kommt es unmittelbar dazu, dass sich regulatorische Entscheidungen und Änderungen in der Regulierungspraxis zwangsläufig auf die mit der Malmquist-Methode gefundenen Ergebnisse auswirken.<sup>78</sup> Konsistenzgesichtspunkte gebieten es daher, dass sich die regulatorische Prägung des Netzbetriebs in der Datengrundlage widerspiegelt.

Auf der Outputseite stellt sich bei der Ermittlung des Frontier Shift anhand der Malmquist-Methode vorrangig die Frage, welche Vergleichsparameter zugrunde zu legen sind, denn die für die statischen Effizienzvergleiche herangezogenen Vergleichsparameter unterscheiden sich in den einzelnen Regulierungsperioden. Eine Zusammenstellung der verwendeten Vergleichsparameter ist der Tabelle 26 für Stromverteilernetzbetreiber zu entnehmen.

Effizienzvergleich EVS	Inputparameter	Outputparameter
Regulierungsperiode 1 Basisjahr: 2006 (2009 - 2013)	TOTEX	Korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene HS/MS
	sTOTEX	Korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene MS/NS
		Korrigierte Stromkreislänge in der Netzebene HS – Kabel
		Korrigierte Stromkreislänge in der Netzebene HS – Freileitungen
		Stromkreislänge in der MS Ebene – Kabel

<sup>76</sup> Vgl. BGH, Beschluss vom 26.10.2021, EnVR 17/20, Rn. 59, Juris.

<sup>77</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 53.

<sup>78</sup> Vgl. BGH, Beschluss vom 26.01.2021, EnVR 7/20, Rn. 153 ff., Juris.

		<p>Stromkreislänge in der MS Ebene – Freileitungen</p> <p>Stromkreislänge in der Netzebene – NS</p> <p>Versorgte Fläche NS</p> <p>Anzahl Anschlusspunkte HS, MS und NS</p> <p>Installierte dezentrale Erzeugungsleistungen (über alle Netz- und Umspannebenen)</p> <p>Anzahl der Umspannstationen (alle Netz- und Umspannstationen)</p>
Regulierungsperiode 2 Basisjahr: 2011 (2014 - 2018)	TOTEX sTOTEX	<p>Korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene HS/MS</p> <p>Korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene MS/NS</p> <p>Stromkreislänge Kabel HS</p> <p>Stromkreislänge Freileitungen HS</p> <p>Stromkreislänge in der MS Ebene – Kabel</p> <p>Stromkreislänge in der MS Ebene – Freileitungen</p> <p>Stromkreislänge in der Netzebene – NS</p> <p>Versorgte Fläche NS</p> <p>Anzahl Anschlusspunkte HS, MS und NS</p> <p>Installierte dezentrale Erzeugungsleistungen (über alle Netz- und Umspannebenen)</p> <p>Anzahl Zählpunkte – Summe</p>
Regulierungsperiode 3 Basisjahr: 2016 (2019 - 2023)	TOTEX sTOTEX	<p>Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen HS/MS</p> <p>Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen MS/NS</p> <p>Stromkreislänge Kabel (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel) HS</p> <p>Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungsfreileitungen) HS</p> <p>Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) MS</p> <p>Stromkreislänge (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabeln und -freileitungen) NS</p> <p>Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 1-4)</p> <p>Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 5-7, dezentral Variante 1)</p> <p>Anzahl der Zählpunkte im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, mit Leerstand)</p>
Regulierungsperiode 4 Basisjahr: 2021 (2024 - 2028)	TOTEX sTOTEX	<p>Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen HS/MS</p> <p>Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen MS/NS</p> <p>Stromkreislänge Kabel (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel) Hoes und HS</p> <p>Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungsfreileitungen) Hoes und HS</p> <p>Stromkreislänge (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabeln und -freileitungen) MS und NS</p> <p>Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen der oberen Netzebenen Höchstspannung und Hochspannung (NE 1-4)</p> <p>Dezentrale installierte Erzeugungsleistung auf der unteren Netzebene Mittelspannung (NE 5-6)</p> <p>Dezentrale installierte Erzeugungsleistung auf der unteren Netzebene Niederspannung (NE 7)</p> <p>Anzahl der Messlokationen im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, mit Leerstand)</p>

Tabelle 26: Modelle der statischen Effizienzvergleiche für Stromverteilernetzbetreiber

Die Frage, ob die Vergleichsparameter aus den statischen Effizienzvergleichen auch geeignet sind, Produktivitätsänderungen in der jeweiligen Netzbranche zu messen, war Gegenstand der gutachterlichen Untersuchungen.<sup>79</sup> Demnach ergäben sich im Wesentlichen zwei Vorgehensweisen. Bei der ersten Vorgehensweise wird das Effizienzvergleichsmodell aus der vorangegangenen Regulierungsperiode auf die Daten der aktuellen Regulierungsperiode zugrunde gelegt (z.B. das Modell der ersten Regulierungsperiode bei der Schätzung der Effizienzgrenzenverschiebung von der ersten auf die zweite Regulierungsperiode) und umgekehrt (z.B. das Modell der zweiten Regulierungsperiode bei der Schätzung der Effizienzgrenzenverschiebung von der ersten auf die zweite Regulierungsperiode). Dies entspricht dem Ansatz der Bundesnetzagentur bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die dritte Regulierungsperiode. Bei der zweiten Vorgehensweise wird eine neue Modellspezifikation herangezogen, die das Ergebnis einer neuen dynamischen Kostentreiberanalyse ist.

Die Erkenntnisse aus den gutachterlichen Analysen bezüglich der Auswahl der Vergleichsparameter für den dynamischen Kontext liefern der Beschlusskammer keine Anhaltspunkte, vom bisherigen Vorgehen abzuweichen.<sup>80</sup> Im Gegenteil zeigen sie, dass sich durch die Vergleichsparameter aus den statischen Effizienzvergleichen Änderungen in der Produktivität der Netzbranche grundsätzlich abbilden lassen. Auch aus der internationalen Regulierungspraxis ergeben sich keine Hinweise, dass weitere Parameter im dynamischen Kontext von Bedeutung sein können. Das Abstellen auf die Modelle der statischen Effizienzvergleiche stellt zudem sicher, dass veränderte Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber adäquat bei der Ermittlung der branchenspezifischen Produktivitätsentwicklung berücksichtigt werden. Hinzu kommt, dass das bisherige Vorgehen sämtliche Erkenntnisse aus den vorangegangenen Effizienzvergleichen nutzt, um eine Konsistenz mit dem bestehenden Regulierungsrahmen zu gewährleisten. Nach Einschätzung der Beschlusskammer erscheint es nicht sachgerecht, die Produktivitätsentwicklung der Netzbetreiber – beispielsweise von der ersten Regulierungsperiode auf die zweite Regulierungsperiode – losgelöst von den (den damaligen individuellen Effizienzvorgaben zugrundeliegenden) Modellen zu ermitteln.

Nach dem aus den genannten Gründen von der Beschlusskammer weiterhin für sachgerecht erachteten Vorgehen liegt der Ermittlung des Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode folgende sukzessive Berechnung der Effizienzgrenzenverschiebung zugrunde: die Verschiebung der Effizienzgrenze von der ersten Regulierungsperiode auf die zweite (RP12), die von der zweiten Regulierungsperiode auf die dritte Regulierungsperiode (RP23) und schließlich die Effizienzgrenzenverschiebung von der dritten Regulierungsperiode auf die vierte (RP34). Somit werden die Netzbetreiber wie bereits beschrieben jeweils gegenüber der Effizienzgrenze von zwei aufeinander folgenden Regulierungsperioden evaluiert. Das heißt, ein Netzbetreiber in der ersten Regulierungsperiode wird jeweils mit den Parametern und gegenüber den Effizienzgrenzen aus dem ersten und dem zweiten Effizienzvergleich beurteilt, ein Netzbetreiber in der zweiten Regulierungsperiode ebenfalls mit den Parametern und Effizienzgrenzen des ersten und zweiten Effizienzvergleichs. Die Überkreuzbetrachtung ist damit nur möglich, wenn ein Netzbetreiber an den zwei aufeinander folgenden Effizienzvergleichen tatsächlich teilgenommen hat bzw. die Netze zugeordnet werden konnten. Die beispielhafte Beschreibung gilt auch für die Bestimmung des Frontier Shift zwischen der zweiten und der dritten Regulierungsperiode sowie zwischen der dritten und der vierten Regulierungsperiode. Analog hierzu werden Netzbetreiber betrachtet, die beim jeweiligen Periodenvergleich Teil der statischen Effizienzvergleiche waren bzw. deren Netze über die beiden Perioden zugeordnet werden konnten.

---

<sup>79</sup> Vgl. Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, 2023.

<sup>80</sup> Vgl. Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, 2023.

Im Rahmen der Konsultation wurde von Seiten der Marktteilnehmer angemerkt, dass die Eigenkapitalzinssätze über den Ermittlungszeitraum des Xgen gesunken seien. Dieser Trend kehre sich nach dem Basisjahr der vierten Regulierungsperiode jedoch um, während der Xgen weiter sinkende Eigenkapitalzinssätze prognostiziere. Zudem würden durch die Übernahme der Benchmarking-Kosten nicht die regulatorisch zugestandenen Eigenkapitalzinssätze des Basisjahres verwendet, sondern die für die nächste Regulierungsperiode festgelegten Eigenkapitalzinssätze einbezogen. Daher wirke sich die Absenkung der Eigenkapitalzinssätze doppelt aus: Direkt in den zugestandenen Kapitalkosten und zusätzlich in einem „überhöhten“ Xgen. Bei den sTOTEX sei der Effekt der sinkenden Zinssätze besonders groß. Als Lösungsansatz wurde – wie schon bei der Festlegung für die dritte Regulierungsperiode – gefordert, den Malmquist-Index in jeder Stützperiode mit konstantem Eigenkapitalzins neu zu berechnen.

Die Beschlusskammer erachtet im Rahmen des Malmquist-Index die Verwendung der Benchmarking-Kosten („Ausgangsniveau“) mit den darin enthaltenen Eigenkapitalzinssätzen für die folgende Regulierungsperiode für sachgerecht. Dies ergibt sich zum einen aus der Parallelität zum Effizienzvergleich, in dem eben diese Kosten verwendet werden. Darüber hinaus ist dieses Vorgehen sachgerecht, da es in jedem Basisjahr gleich angewandt wird, sodass ein unverzerrter Xgen ermittelt wird.

Es sei darauf hingewiesen, dass das Ausgangsniveau die Grundlage für die Bestimmung der Erlösobergrenze der nachfolgenden Regulierungsperiode bildet. Eine doppelte Absenkung liegt nicht vor. Grundsätzlich gilt zunächst, dass jede Kostenart des Ausgangsniveaus in die Malmquist-Berechnungen einbezogen wird. In das Ausgangsniveau fließen demnach Kostenarten ein, die individuell im Vergleich zum Basisjahr der Vorperiode einen Anstieg oder Abfall aufweisen können. Darüber hinaus schlagen sich auch allgemein wirksame Preisveränderungen in den Kostenarten der Netzbetreiber nieder, wie z.B. ein Anstieg der Baupreise für die Wartungs- und Instandhaltungskosten oder Investitionssummen, aber eben auch ein Absinken oder Anstieg von Kapitalmarktzinsen für den Fremdkapitalaufwand oder die Eigenkapitalverzinsung. Der Malmquist-Index stellt insofern auf eine Gesamtbetrachtung ab, die ganz unterschiedliche Kostenartenentwicklungen zusammenfasst. Eine selektive Betrachtung von Entwicklungen in einzelnen Kostenarten wie der Eigenkapitalverzinsung ist daher nicht sachgerecht. Denn umgekehrt müsste auch jede Erhöhung von Kostenarten als mehrfacher Anstieg interpretiert werden. Die zusammenfassende Betrachtung des Ausgangsniveaus stellt daher die geeignete Größe dar.

Eine Berechnung des Malmquist-Index mittels Kosten, welche auf der Grundlage konstanter Eigenkapitalzinssätze innerhalb einer Stützperiode gebildet würde, stünde in fundamentalem Widerspruch zu der Idee des Xgen als Differential zur Gesamtwirtschaft und würde in der gegenwärtigen Situation zu einem deutlich zu niedrigen Xgen führen. Es kommt insoweit auch zu keiner unzulässigen Doppelberücksichtigung sinkender Eigenkapitalzinssätze und damit zu keiner doppelten wirtschaftlichen Benachteiligung der Netzbetreiber. Würde die Veränderung der Eigenkapitalverzinsung nicht berücksichtigt, würde dies zu einer Verzerrung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors führen, weil die Veränderung der Eigenkapitalverzinsung dann nur einseitig bei der Gesamtwirtschaft angesetzt wäre, obgleich die Eigenkapitalzinsen Bestandteil der Inputpreise sowohl bei den Netzbetreibern als auch in der Gesamtwirtschaft sind.<sup>81</sup> Die Veränderung der Eigenkapitalzinssätze über die Zeit wirken sich daher sachgerecht auf den Xgen und auf die Höhe der Erlösobergrenze insgesamt aus. Der im Rahmen der Konsultation geforderte Ansatz eines konstanten Eigenkapitalzinssatzes steht zudem im Widerspruch zu dem in § 9 Abs. 3 ARegV angelegten, auf Vergangenheits-

---

<sup>81</sup> BGH, Beschluss vom 26.01.2021, EnVR 101/19, Rn. 129, Juris; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 16.03.2022, Az. VI-3 Kart 637/19 [V], Rn. 230 ff., [www.justiz.nrw.de](http://www.justiz.nrw.de).

werte gegründeten retrospektiven Ansatz als Instrument zur Prognose der zu erwartenden Produktivitätsentwicklung.<sup>82</sup>

### c) Datengrundlage

Für die Bestimmung des Frontier Shift innerhalb der Gruppe der Stromverteilernetzbetreiber werden drei Datensätze gebildet. Einer zur Berechnung des Frontier Shift zwischen Regulierungsperiode 1 und 2 (RP12), der zweite Datensatz bildet die Grundlage für die Berechnung der Frontier Shift zwischen Regulierungsperiode 2 und 3 (RP23), und der dritte Datensatz dient zur Bestimmung des Frontier Shift zwischen der Regulierungsperiode 3 und 4 (RP34). Für die Verschiebung der Effizienzgrenze zwischen zwei Stützpunkten wird jeweils die Effizienz der Netzbetreiber einmal gegenüber der Effizienzgrenze einer Periode und einmal gegenüber der Effizienzgrenze der nächsten Periode ermittelt. Bei den vorliegenden Daten zu den vier Stützjahren erfolgt der Vergleich jeweils kreuzweise zwischen den Regulierungsperioden 1 und 2, zwischen den Regulierungsperioden 2 und 3 und zwischen den Regulierungsperioden 3 und 4.

Die Grundlage der statischen Effizienzvergleiche für die Stromverteilernetzbetreiber bildeten für die erste Regulierungsperiode 200 Netzbetreiber bzw. Teilnetze, für die zweite Regulierungsperiode 185, für die dritte Regulierungsperiode 204 Netzbetreiber und für die vierte Regulierungsperiode 198 Netzbetreiber. Die Stichprobe der Teilnehmer am Regelverfahren ändert sich im Laufe der Zeit, da die Netz- und Unternehmensstrukturen über die verschiedenen Regulierungsperioden nicht konstant geblieben sind. Diesem Umstand wird im Rahmen der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Rechnung getragen, indem die jeweiligen Stichproben und die dazugehörigen Datensätze auf eine einheitliche Vergleichsbasis gebracht werden. Dies erfolgt durch eine Zuordnung der Netzbetreiber bzw. Netze zwischen den jeweiligen Basisjahren der Effizienzvergleiche mit Hilfe der Betriebsnummern und Netznummern sowie unter Berücksichtigung von nachverfolgbaren Netzübergängen, Umfirmierungen sowie Ausgliederungen und Rückverschmelzungen. Bei der periodenübergreifenden Zuordnung traten folgende Fallkonstellationen auf:

1. Ein Netzbetreiber befand sich mit genau einem Netz in zwei aufeinander folgenden Effizienzvergleichen und das Netzgebiet hat sich nicht verändert.
2. Ein Netzbetreiber befand sich mit genau einem Netz in zwei aufeinander folgenden Effizienzvergleichen, das Netzgebiet hat sich jedoch durch Netzzugänge/-abgänge und/oder genehmigte Erweiterungsfaktoransprüche verändert; auch die Aufnahme einer Konzession für ein bislang nicht mit Strom versorgtes Gebiet bzw. die Aufgabe der Versorgung in einem bestimmten Teilgebiet verändert das Netz.
3. Ein (Teil-)Netz ist vollständig bzw. in großen Teilen von einem anderen Netzbetreiber übernommen worden.
4. Ein integrierter Konzern hat eine Netzbetreibergesellschaft ausgegründet.
5. Eine Netzbetreibergesellschaft ist in den Mutterkonzern „zurückintegriert“ worden.
6. Es hat eine Umfirmierung stattgefunden.
7. Ein Netzbetreiber befand sich mit mehreren Teilnetzen in einem der beiden aufeinander folgenden Effizienzvergleiche, in diesem wurde ein individueller Effizienzwert pro Teilnetz ermittelt; im anderen Effizienzvergleich wurde ein Effizienzwert für ein Gesamtnetz ermittelt (in diesem Fall werden die Teilnetze zu einem virtuellen Netz aggregiert, wobei bei der Jahreshöchstlast implizit ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 unterstellt wurde).

---

<sup>82</sup> BGH, Beschluss vom 26.01.2021, EnVR 101/19, Rn. 129, Juris; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 16.03.2022, Az. VI-3 Kart 637/19 [V], Rn. 230 ff., [www.justiz.nrw.de](http://www.justiz.nrw.de).

8. Netzbetreiber bzw. Netze waren nur in einem Effizienzvergleich vorhanden und konnten für den anderen Effizienzvergleich nicht zugeordnet werden (diese Netzbetreiber bzw. Netze wurden aus dem Datensatz aussortiert).

Die periodenübergreifende Zuordnung bei den Stromverteilernetzbetreibern führte zu folgenden Ergebnissen, die für die Aufbereitung der Kosten- und Strukturdaten aus den statischen Effizienzvergleichen sowie deren ergänzenden Plausibilisierung und Aktualisierung zwecks Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors relevant waren. Insgesamt 149 Netzbetreiber haben an allen vier Effizienzvergleichen teilgenommen (teils mit geänderter Betriebsnummer). Bei zwei Netzbetreibern konnte die periodenübergreifende Zuordnung lediglich über die ersten drei Regulierungsperioden erfolgen. Sieben Netzbetreiber nahmen am Regelverfahren der Stromverteilernetzbetreiber erst ab der zweiten Regulierungsperiode teil und konnten bis zur vierten Regulierungsperiode über die Betriebsnummer zugeordnet werden. Einige wenige Netzbetreiber waren lediglich in zwei aufeinander folgenden Effizienzvergleichen vorhanden (fünf Netzbetreiber im Periodenvergleich RP12, und 20 im Periodenvergleich RP34). Schließlich gab es in jedem Periodenvergleich komplexe Fallkonstellationen mit Teilnetzen, welche der Bildung virtueller Netze und der Aggregation von Kosten- und Strukturdaten bedurften (zwölf Fälle in RP12, sieben Fälle in RP23, zwei Fälle in RP34). Nicht zugeordnet werden konnten Netzbetreiber, die im gesamten Betrachtungszeitraum nicht an mindestens zwei aufeinander folgenden Effizienzvergleichen teilgenommen haben (20 Netzbetreiber nahmen lediglich an dem Effizienzvergleich der ersten, drei Netzbetreiber lediglich an dem Effizienzvergleich der zweiten, fünf Netzbetreiber nur an dem Effizienzvergleich der dritten und vier Netzbetreiber nur an dem Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode teil).

Für die Bestimmung des Frontier Shift zwischen RP1 und RP2 (Periodenvergleich RP12) liegen nach der periodenspezifischen Zuordnung 168 Netze zugrunde, bei zwölf davon handelt es sich um aggregierte Netzgebiete. Die Stichprobe des Periodenvergleichs RP23 setzt sich aus 171 Netzen zusammen, wobei in sieben Fällen Aggregationen vorgenommen werden mussten. Im Vergleich zu der Festlegung des sektoralen Produktivitätsfaktors für die Betreiber von Stromversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode (BK4-18-056) erhöht sich die Gesamtanzahl der Netze (damals 167 Beobachtungen) um vier, da für vier Netzbetreiber, die im statischen Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode aufgrund vorläufiger Kostendaten keine Verwendung fanden und aus den Berechnungen des Produktivitätsfaktors folgerichtig ausgeschlossen wurden, die Kosten nun final vorliegen. Schließlich lassen sich für den Periodenvergleich RP34 insgesamt 194 Netze identifizieren, wobei in lediglich zwei Fällen eine Aggregation von Netzgebieten erfolgte. In die Berechnungen für die Bestimmung des Frontier Shift zwischen RP3 und RP4 gehen jedoch 192 Netze ein, da für zwei Netzbetreiber keine finalen Kostendaten für den statischen Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode zur Verfügung stehen, weswegen diese auch für die vorliegenden Analysen zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor nicht herangezogen werden.

Ein Teil der periodenspezifisch zugeordneten Netzbetreiber bzw. Netze unterlag aufgrund der oben beschriebenen Fallkonstellationen Netzveränderungen. Würde man lediglich die Netzbetreiber bzw. Netze in die Betrachtung einbeziehen, die keinerlei Veränderungen unterlagen, würde die Stichprobe soweit verringert, dass sie nicht mehr als repräsentativ angesehen werden könnte. Bei Frontier-Methoden wie der DEA und SFA besteht immer eine gewisse Gefahr, dass die Ergebnisse durch Selektionseffekte verzerrt werden. Dies ist immer dann der Fall, wenn ein effizienter Netzbetreiber nicht in der Stichprobe enthalten ist bzw. aus dieser eliminiert wurde, er aber eigentlich die Effizienzgrenze für die Branche mit definiert. Allerdings sind Netzveränderungen kein Ausschlusskriterium, da sowohl Inputs als auch Outputs in gleicher Weise betroffen sind. Wenn Netzbetreiber bzw. Netze zugeordnet werden konnten, diese aber Veränderungen unterlagen, kann dies auch Einfluss auf die Ergebnisse haben. Da weder die Höhe noch die Richtung des Einflusses von Selektionseffekten auf der einen und Veränderungen der Netze auf der anderen Seite im Vorhinein abgeschätzt werden können, wird für die Bestimmung des Frontier Shift für die Verteilernetzbe-

treiber eine weitere Fallaufteilung vorgenommen. Letztlich werden bei den Stromverteilernetzbetreibern zwei Datensätze für die Bestimmung der Frontier Shift zwischen zwei Vergleichspunkten herangezogen, deren Ergebnisse im Anschluss gemittelt werden. Für den ersten Fall werden möglichst viele Netze berücksichtigt. Im Periodenvergleich RP12 gehen zum Beispiel alle 168 Netzbetreiber bzw. Netze, die zugeordnet werden konnten, in die Betrachtung ein (s. oben). Im zweiten Fall werden nur die Netze betrachtet, bei denen es zwischen den betrachteten Perioden zu keinen signifikanten Änderungen gekommen ist. Als Indikator für die Veränderung wird die Fläche des Netzgebietes bzw. dessen Änderung herangezogen. Das Netzgebiet wird dabei anhand der Fläche des Konzessionsgebietes beurteilt. Um etwaigen Datenungenauigkeiten bei Angaben zur Fläche des Konzessionsgebietes zu begegnen, wurde als zweiter Flächenbezug noch die Änderung der versorgten Fläche berücksichtigt. Entgegen der Auffassung einzelner Marktteilnehmer im Rahmen der Konsultation wurden beide Flächenparameter, Konzessionsfläche und versorgte Fläche, als Kriterien zur Abgrenzung des zweiten Falls auch bei den Malmquist-Berechnungen zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für die dritte Regulierungsperiode zugrunde gelegt. Es wird schließlich eine Erheblichkeitsschwelle definiert, bei der von keiner signifikanten Änderung auszugehen ist. Für den zweiten Fall werden nur solche Netze betrachtet, bei denen sich Konzessionsfläche oder versorgte Fläche um nicht mehr als 10 % zwischen den jeweiligen Regulierungsperioden verändert haben. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass aus der Fall 2-Betrachtung solche Netzbetreiber ausgeschlossen werden, bei denen mit größter Wahrscheinlichkeit von einer signifikanten Änderung der Versorgungsaufgabe ausgegangen werden kann, da bei diesen Netzbetreibern die relative Veränderung beider Flächenparameter über 10 % liegt. Im Rahmen der Konsultation wurde zurecht darauf hingewiesen, dass Änderungen bei den Flächenparametern in beiden Richtungen berücksichtigt werden müssen. Die Beschlusskammer hat daraufhin das Stata-Programm PFS4\_Analysedaten.do angepasst und den absoluten Betrag bei den Veränderungsdaten beider Flächenparameter zugrunde gelegt. Die Stichprobengrößen für Fall 2 sind wie folgt: 158 periodenspezifische Beobachtungen für den Periodenvergleich RP12; 146 für den Periodenvergleich RP23; 175 für den Periodenvergleich RP34.

Theoretisch wäre insgesamt auch der Vergleich zwischen dem ersten und dem vierten Effizienzvergleich möglich. Für eine solche Betrachtung müsste die Datenbasis jedoch weiter eingeeengt werden, da entweder ein Unternehmen nicht in allen vier Stützpunkten existiert hat bzw. zugeordnet werden kann, oder nicht für alle Perioden die zur Berechnung notwendigen Parameter bekannt sind.

Die vorgenommene stufenweise Betrachtung kann somit aufgrund der größeren Zahl von Beobachtungen robustere Ergebnisse liefern. Darüber hinaus bildet diese gestufte Ermittlung des Frontier Shift die Entwicklung des Sektors besser ab, da nicht zwei weit entfernte Stützpunkte miteinander verglichen werden, sondern die Entwicklung der Branche über mehrere Regulierungsperioden und damit auch Effekte innerhalb des Betrachtungszeitraums mit einem zusätzlichen Stützjahr abgebildet werden.

Marktteilnehmer äußerten in der Konsultation, dass es nicht verständlich sei, worauf das Kriterium der „sachgerechten Berücksichtigung des Investitionszyklus“ bei der Wahl des Stützintervalls abziele. Vor dem Hintergrund der ebenfalls kritisierten „Überschätzung des Xgen“ für die dritte Regulierungsperiode betonen die Netzbetreiber Aspekte, welche den Rückgang des Xgen zwischen der dritten und der vierten Regulierungsperiode sowie eine Änderung der Rahmenbedingungen in Regulierungsperioden ab 2016 im Vergleich zu früheren Regulierungsperioden erklären sollen. Unter diese Aspekte fallen eine starke Zunahme von (regulatorisch bedingten) Aufgaben der Netzbetreiber seit dem Basisjahr der dritten Regulierungsperiode, die nicht über Outputparameter/Versorgungsaufgabe erfasst werden, nichtlineare Zusammenhänge zwischen Outputparametern und Kosten (Schwelleneffekte und Interaktionseffekte), „regulatorische Produktivität“ im Zeitraum der ersten bis zur dritten Regulierungsperiode sowie qualitative Änderungen in der Beschreibung der Versorgungsaufgabe. Marktteilnehmer trugen außerdem vor, dass bei der Betrachtung verschiedener Kennzahlen im Zeitverlauf (z.B. Netzentgelte oder aufwandsgleiche Kosten) Strukturbrüche sichtbar wür-

den. Basierend darauf fordern die Netzbetreiber, dass für die Malmquist-Berechnung des Xgen der vierten Regulierungsperiode nur die letzte Regulierungsperiode (also die Jahre 2016 bis 2021) als Stützintervall verwendet werden solle.

Eine Verkürzung des Stützintervalls auf einen Zeitraum von vier Jahren ist nicht sachgerecht, da hierbei Einmaleffekte, welche in dieser Periode im Vergleich zum langfristigen Durchschnitt zu einem tieferen bzw. höheren Produktivitätswachstum geführt haben, bewirken, dass für die nachfolgende Periode Einmaleffekte zu einer zu tiefen bzw. hohen Produktivitätsvorgabe führen, da sich diese Einmaleffekte nicht wiederholen. Im Zeitraum von 2016 bis 2021 gab es mit der Coronapandemie, dem Anstieg der Rohstoffpreise, den Lieferkettenproblemen oder der Hochwasserkatastrophe Einmaleffekte, welche den Xgen beeinflusst haben und für die zu prognostizierende Periode nicht zu erwarten sind. Die oben erwähnte Verzerrung durch Einmaleffekte bzw. Unterschätzung des Xgen wäre daher in diesem Zeitraum wahrscheinlich.

Wäre in der dritten Regulierungsperiode der Produktivitätsfaktor durch die Malmquist-Methode mit dem Stützintervall der letzten Zeitperiode (RP3) berechnet worden, hätte der prognostizierte Produktivitätsfaktor 1,62 % betragen (vgl. Tabelle 27). Der Prognosefehler des Xgen der dritten Regulierungsperiode hätte dabei mit einer Überschätzung von 1,44 Prozentpunkten noch deutlich höher gelegen als in der angewandten Prognose mit dem längstmöglichen Intervall. Die von den Marktteilnehmern geforderte Verkürzung des Stützintervalls hätte den Prognosefehler somit erhöht.

Regulierungsperiode	Effektiver PF	Prognose PF mit längstmöglichem Intervall	Prognosefehler	Prognose PF durch letzte Zeitperiode	Prognosefehler
RP2	1.62	0.94	<b>- 0.68</b>	0.94	<b>- 0.68</b>
RP3	0.18	1.28	<b>+ 1.10</b>	1.62	<b>+ 1.44</b>
RP4	-	0.86	-	0.18	-

Tabelle 27: Prognosegüte und Länge des Stützintervalls

Investitionen in Strominfrastrukturen sind von langen Nutzungsdauern geprägt, welche bei der Ermittlung des Xgen berücksichtigt werden sollten. Dabei sollten Schwankungen der Investitionstätigkeiten durch ein langes Stützintervall, welches möglichst den ganzen Investitionszyklus abbildet, geglättet werden. Gleichzeitig ist es naheliegend, das Stützintervall gleich lang wie bei den parallelen Törnqvist-Analysen zu wählen, da hier grundsätzlich dieselben Argumente gelten. Die Wahl eines möglichst langen Stützintervalls minimiert den Einfluss von temporären Schocks (Einmaleffekte) auf den ermittelten Xgen und erhöht dessen Belastbarkeit, da Zeitperioden mit positiven und negativen Schocks sowie mit hohen und niedrigen Produktivitätsfortschritten sich gegenseitig ausgleichen können. Der Xgen wird dadurch präziser geschätzt und ist weniger Schwankungen unterworfen, wodurch er für die Netzbetreiber auch besser planbar ist. Die Beschlusskammer erachtet es daher als geboten, am längstmöglichen Stützintervall festzuhalten.

Die Beschlusskammer erachtet die in den Stellungnahmen erwähnten Argumente, welche eine Vergleichbarkeit der Perioden verhindern und eine strukturelle Änderung der Rahmenbedingungen nachweisen sollen, für nicht überzeugend. Nachfolgend werden die verschiedenen Argumente der Netzbetreiber eingeordnet.

Die Beschlusskammer ist der Ansicht, dass sich aus dem Zeitverlauf von isolierten Kennzahlen wie Netzentgelten oder aufwandsgleichen Kosten keine Strukturbrüche identifizieren lassen, welche für die Frage nach dem sachgerechten Stützintervall für den Xgen von Bedeutung sind. Der Xgen ist zum einen ein Differential zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft und außerdem misst er die Entwicklung der Produktivität, welche im Bereich der Netzwirtschaft definiert ist, als ein Verhältnis der Versorgungsaufgabe zu den Kosten. Der zeitliche Verlauf der von den Marktteilnehmern vorgetragenen Strukturbrüche isolierter

Kennzahlen ist weder in der Lage, ein Differential zwischen Netz- und Gesamtwirtschaft zu identifizieren, noch kann er etwas über das Verhältnis von Versorgungsaufgabe und Kosten aussagen.

Die Netzbetreiber betonen, dass die regulatorisch bedingten Aufgaben der Netzbetreiber stark zugenommen hätten und sich entsprechendes Kostenwachstum nicht in einem Outputparameter widerspiegele. In dem Zusammenhang werden folgende Aufgaben aufgeführt: Eine komplexer werdende Marktkommunikation, die Umsetzung des Redispatch 2.0, die stärkere Beteiligung der Verteilernetzbetreiber bei Netzentwicklungsplänen, zunehmende Reporting-Pflichten, steigende Transparenz- und Auskunftspflichten, gestiegene IT-Sicherheitsanforderungen, stetig weiter zunehmende Komplexität der Abrechnung und des Bilanzierungssystems, Bilanzierung und Bewirtschaftung von Bilanzkreisen, Austausch und Kontakt mit Marktpartnern im Rahmen von „Post-EEG“-Anlagen, die ihre Förderungsdauer überschritten haben sowie die Sicherstellung der immer komplexeren EEG- und KWKG-Testierung. Die unzureichende Berücksichtigung der zusätzlichen Aufgaben durch Outputparameter-Erhöhungen zeige sich beispielsweise auch daran, dass die Erhöhung der Übertragungskapazität einer Leitung die Leitungslängen nicht erhöhen würde und Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazität von Umspannwerken oder Kosten für Digitalisierung und Smartifizierung im Netz derzeit durch keinen Effizienzvergleichsparameter erfasst würden.

Die Beschlusskammer möchte hierzu festhalten, dass die Regulierungsdichte und Berichterstattungspflichten nicht erst seit kurzem steigen, es handelt sich vielmehr um einen länger anhaltenden Trend seit der Marktöffnung. Auch andere Sektoren Deutschlands sind von einer Intensivierung von Regulierung betroffen. In dem Zusammenhang sei nochmals darauf hingewiesen, dass der Xgen als Differenz zwischen Netz- und Gesamtwirtschaft berechnet wird. Insofern spielen nur Effekte eine Rolle, von der die Gesamtwirtschaft nicht in ähnlicher Rolle betroffen ist.

Einhergehend mit Kosten und Maßnahmen in Bereichen wie Digitalisierung, Beteiligung der Verteilernetzbetreiber bei Netzentwicklungsplänen oder der Entwicklung von „Smart Grids“ sind bislang und auch zukünftig erhebliche Produktivitätssteigerungen zu erwarten. Ebenfalls vereinfacht die Digitalisierung die Erfüllung (wiederkehrender) Transparenz- und Auskunftspflichten – auch von Anforderungen, welche mehr als eine Regulierungsperiode zurückliegen. Viele Kosten im Bereich des Netzausbaus führen im Übrigen zu einer Erhöhung der Effizienzvergleichsparameter (z.B. höhere dezentrale Erzeugungsleistung, welche Netzverstärkungen erfordert, ähnlich Höchstlasten, Zählpunkte, aber auch Kabel/Freileitungen, wenn z.B. eine Leitung neu gebaut werden muss) und werden entsprechend durch die verwendeten Vergleichsparameter abgebildet.

In den Stellungnahmen wird darauf hingewiesen, dass sich insbesondere im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien gewisse Herausforderungen im Betrieb der Netze durch den zunehmenden Ausbau überproportional verstärken. Der Zusammenhang zwischen Outputänderungen und Kostenänderungen aus Zeiten vergleichsweise geringen EE-Bestandes würde dann für Zeiten hohen EE-Bestandes seine Gültigkeit verlieren. Hierzu weist die Beschlusskammer darauf hin, dass der Umstand, dass sich die Kostenzusammenhänge innerhalb einer Zeitperiode vor dem Hintergrund der fortschreitenden Energiewende verändern, durch die Zeitinteraktionsterme beim SFA Malmquist berücksichtigt wird. So deutet die Berechnung darauf hin, dass von der RP3 zur RP4 die Kostenauswirkung der installierten Erzeugungsleistung auf Netzebene 5 bis 7 zugenommen hat (Vorzeichen des entsprechenden Koeffizienten signifikant positiv auf 10 %-Niveau). Die in Stellungnahmen erwähnte Herausforderung wird somit in der Modellierung durch die Zeitinteraktionsterme sowie dem stufenweisen Vergleich angrenzender Zeitperioden bereits adressiert.<sup>83</sup> Ferner sind nichtlineare Zusammenhänge zwischen Output und Kosten bereits in den Effizienzvergleichen angelegt. So unterstellt die DEA überhaupt keinen funktionalen Zusammenhang

---

<sup>83</sup> Vgl. Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, 2023, S. 76.

zwischen Kosten und Output. Die einzige Annahme ist Nichtnegativität. Bei der SFA werden durch die gewählten Funktionsformen (log-linear) ebenfalls nichtlineare Zusammenhänge zugelassen.

Die Netzbetreiber verweisen darauf, dass es in den ersten beiden Regulierungsperioden vielfältige Änderungen in der Prüfpraxis der Bundesnetzagentur und der Kostenanerkennung gab, die in der Malmquist-Berechnung mit einem positiven Frontier Shift einhergehen und dass diese „regulatorische Produktivität“ ab dem Basisjahr der RP3 nicht mehr wiederholt werden könne.

In den Stellungnahmen wird thematisiert, dass die Frontier Shifts aus früheren Zeitperioden mit anderen Effizienzvergleichsmodellen (und damit abgebildeten Versorgungsaufgaben) berechnet wurden. Demzufolge sei die damit geschätzte Änderung der effizienten Kostengrenze weniger geeignet, um die den Frontier Shift für die heute vorliegende Versorgungsaufgabe zu prognostizieren. Die Beschlusskammer verweist darauf, dass es zwischen den verschiedenen Effizienzvergleichsmodellen nur geringe Änderungen gibt, was darauf hindeutet, dass sich die grundlegende Beschreibung der Versorgungsaufgabe der Verteilernetzbetreiber Strom nicht stark gewandelt hat. Gleichzeitig vermeidet es die Methode der Beschlusskammer (stufenweiser Vergleich angrenzender Zeitperioden und Mittelwertbildung aus den Modellspezifikationen der vorangegangenen und der nachfolgenden Periode eines Periodenvergleichs) beispielsweise direkt die RP1 mit der RP4 zu vergleichen. Es werden stattdessen nur aneinandergrenzende Regulierungsperioden direkt verglichen. Aus dem so geschätzten Produktivitätsfaktor lässt sich ein Xgen berechnen, welcher den zukünftigen Produktivitätsfortschritt im Stromsektor unter sachgerechter Beachtung relevanter früherer Erfahrungen abschätzt.

Auch wenn es im Stromsektor von 2006 bis 2022 Änderungen gab und auch zukünftig Änderungen geben wird, sind die grundsätzlichen Aufgaben der Netzbetreiber und die Rahmenbedingungen weitgehend unverändert geblieben. Das gewählte Stützintervall ist demzufolge gut geeignet für eine ausreichend robuste Prognose des Xgen für die vierte Regulierungsperiode.

#### **d) Datenplausibilisierung**

Nach der periodenspezifischen Zuordnung der Netzbetreiber über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg erfolgte im nächsten Schritt die Zusammenführung der der Bundesnetzagentur vorliegenden Daten aus dem Datenbestand der statischen Effizienzvergleiche (Kosten- und Strukturdaten). Im Zuge der hier vorgenommenen Datenaufbereitung wurden die aktuellsten der Bundesnetzagentur vorliegenden Daten berücksichtigt. Änderungen gegenüber der im Rahmen des Effizienzvergleichs verwendeten Angaben ergeben sich z.B. bei nachträglichen Korrekturen auf der Kostenseite oder wenn Netzbetreiber korrigierte Werte für verschiedene Strukturparameter nachmelden. Des Weiteren wurden auch Daten berücksichtigt, die im Rahmen der ergänzenden Datenerhebung im Verfahren BK4-18-001 erhoben und aktualisiert wurden. Auch wurde die vorliegende Datengrundlage um Änderungen angepasst, welche die Netzbetreiber im Zuge der durch die Konsultation initiierten Nachplausibilisierung im Verfahren BK4-18-056 aktualisiert haben. Soweit die Datengrundlage es zuließ, wurden anschließend die entsprechenden Aufwands- und Vergleichsparameter für sämtliche vorhandenen Datenpunkte nachgebildet.

Im Rahmen der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Strom für die dritte Regulierungsperiode wurde die Qualität der der Malmquist-Methode zugrunde gelegten Daten kritisiert. Die Bundesnetzagentur erachtet eine möglichst valide und über die Zeit konsistente Datengrundlage bei den Berechnungen als geboten. Aus diesem Grund hat sich die Bundesnetzagentur dazu entschlossen, die vorliegende und zum Zwecke der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode aktualisierte Datengrundlage gemeinsam mit den Netzbetreibern prüfen zu lassen.

Zu diesem Zweck erhielten die Stromverteilernetzbetreiber, die an mindestens zwei aufeinander folgenden Regulierungsperioden an dem Effizienzvergleich teilgenommen haben, am 17.08.2023 eine E-Mail, welche den Auszug der Daten des jeweiligen Unternehmens als Anhang enthielt. Mit diesem Schreiben wurden die Netzbetreiber aufgefordert, ihre Daten aus den Jahren 2006, 2011 und 2016 auf Richtigkeit und Korrektheit zu überprüfen sowie etwaige Auffälligkeiten über die Zeit zu begründen oder ggf. Korrekturen und erforderliche Anpassungen der Bundesnetzagentur gegenüber bis zum 17.09.2023 per E-Mail zu melden.

Mit der im Anhang der E-Mail befindlichen Excel-Datei wurden den Netzbetreibern folgende Informationen zur Verfügung gestellt:

- Eine Zusammenfassung der Modelle, die im Rahmen der statischen Effizienzvergleiche zur Anwendung kamen.
- Aufwands- und Vergleichsparameterdaten zum jeweiligen Basisjahr, die entsprechenden Daten aus den Überkreuzrechnungen sowie die relative Veränderung über die Zeit.
- Das Ergebnis mehrerer logischer Prüfungen zum Zusammenhang zwischen diversen Vergleichsparametern: Zählpunkte, Anschlusspunkte, Netzlänge, versorgter Fläche, Konzessionsfläche, Jahreshöchstlast MS/NS.

Die Netzbetreiber wurden gebeten, ihre vorliegenden Daten zu überprüfen, insbesondere diejenigen Vergleichsparameter, bei denen eine relative Veränderung über die Zeit von mehr als 10 % vorlag, sowie die Ergebnisse der logischen Prüfungen. Korrekturen, die sich im Rahmen dieser Plausibilisierung ergaben, konnten die Netzbetreiber in einem separaten Tabellenblatt eintragen und den Grund für die erfolgte Datenänderung nennen. Bei der Aggregation von Aufwands- und Vergleichsparametern zwecks Herstellung der Vergleichbarkeit über die Zeit wurden die Netzbetreiber zudem aufgefordert, die aggregierten Werte genau zu überprüfen und bei den Parametern der zeitgleichen Jahreshöchstlast einen sachgerechten Summenwert zu übermitteln, falls dies im Rahmen der Festlegung des Produktivitätsfaktors Strom für die dritte Regulierungsperiode nicht erfolgt war.

Im Zuge der Datenplausibilisierung wurden insgesamt 201 Excel-Dateien generiert, die an die zugehörigen Unternehmen zur Überprüfung versendet wurden. Die Mehrzahl der Netzbetreiber ist der Aufforderung der Bundesnetzagentur zur Überprüfung der Daten gefolgt und hat sich fristgerecht zurückgemeldet. Die Daten von lediglich fünf Netzbetreibern waren zum Zeitpunkt der ersten Datenveröffentlichung (s. unten) nicht final geprüft. Durch den Plausibilisierungsprozess wurden insgesamt 230 Datenänderungen gemeldet und durch die Bundesnetzagentur genehmigt. Mehr als 80 % dieser Änderungen betrafen Vergleichsparameterwerte aus den Jahren 2006 und 2011, insbesondere aufgrund versehentlich falscher Einträge und Fehlangaben aus der Vergangenheit, neuer Ermittlungs- und Auswertungsmethoden, falscher Interpretation von Datendefinitionen sowie nicht vorhandener Möglichkeiten, die vorliegenden Werte nachzuvollziehen.

Nach Abschluss der Plausibilisierung der vorliegenden Aufwands- und Vergleichsparameterdaten für den überwiegenden Anteil der Stromverteilernetzbetreiber hat sich die Beschlusskammer entschieden, den gemeinsam mit den Netzbetreibern plausibilisierten Datenbestand für die Malmquist-Methode zu veröffentlichen. Durch die Veröffentlichung dieses Datenstands erhielten die Betreiber von Energieversorgungsnetzen die Möglichkeit, die Datenqualität aller Daten zu prüfen. Jeder Stromverteilernetzbetreiber wurde am 05.01.2024 per E-Mail über die beabsichtigte Veröffentlichung der Malmquist-Daten für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor Strom der vierten Regulierungsperiode informiert. Die Veröffentlichung der Daten auf der Internetseite der Bundesnetzagentur erfolgte schließlich am 13.02.2024 mit Stand vom 06.02.2024.<sup>84</sup> Des Weiteren wurde dort eine Tabelle mit ausführli-

---

<sup>84</sup> Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK4-GZ/2022/BK4-22-0084/BK4-22-0084\\_Festlegung\\_Internet.html?nn=871510](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2022/BK4-22-0084/BK4-22-0084_Festlegung_Internet.html?nn=871510).

chen Definitionen der Vergleichsparameter über alle bisherigen Regulierungsperioden veröffentlicht, so dass die Netzbetreiber die Möglichkeit hatten, Unterschiede in den Datendefinitionen über die Zeit hinweg besser nachvollziehen zu können und ggf. Anpassungen ihrer Daten nach der Veröffentlichung an die Bundesnetzagentur zu melden. Inzwischen konnte die Tabelle mit den Malmquist-Daten auch um die Vergleichsparameter des Effizienzvergleichs der Stromverteilernetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode ergänzt werden. Des Weiteren wurden sämtliche Ergänzungen und Korrekturen der Netzbetreiber zu den Aufwands- und Vergleichsparametern des aktuellen Effizienzvergleichs, die bis zur Festlegung vorlagen, berücksichtigt.

Die Malmquist-Daten, die den nachfolgenden Berechnungen zugrunde liegen, sowie die dazugehörigen Programme zur Generierung der Ergebnisse für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht (Anlage 2).<sup>85</sup> Aus der veröffentlichten Tabelle lässt sich auch entnehmen, welche Netzbetreiber in die Bestimmung des Frontier Shift zwischen den einzelnen Regulierungsperioden einbezogen wurden und welche Netzbetreiber nicht periodenübergreifend zugeordnet werden konnten.

Im Hinblick auf die Datengrundlage wurden von den Marktteilnehmern im Rahmen der Konsultation Datenfehler und Dateninkonsistenzen identifiziert. Diesen Datenfehlern und Dateninkonsistenzen ist die Bundesnetzagentur nachgegangen. Im Folgenden wird im Einzelnen der Sachverhalt und das Vorgehen seitens der Bundesnetzagentur kurz beschrieben.

Es wurde vorgetragen, dass die Stromkreislänge auf der Mittelspannungs- und Niederspannungs-Netzebene (*y4\_NetLength\_N57\_sum*) als Vergleichsparameter im Effizienzvergleich für die vierte Regulierungsperiode mit den Daten der dritten Regulierungsperiode (Basisjahr 2016) in der Überkreuzrechnung für alle Netzbetreiber nicht korrekt gebildet wurde. Die Bundesnetzagentur hat diesen Datenfehler korrigiert und den Überkreuzparameter gemäß der Definition zum Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode gebildet.

Es wurde vorgetragen, dass die versorgten Flächen als Abgrenzungskriterium für die Fall 2 Unterscheidung (s. unten) bei der Berechnung der Effizienzgrenzenverschiebung zwischen der dritten und der vierten Regulierungsperiode keiner einheitlichen Definition unterliegen. Die Überprüfung der Datengrundlage hat in der Tat ergeben, dass für das Jahr 2021 die versorgte Fläche aus der Strukturdatenerhebung der vierten Regulierungsperiode entnommen wurde (inklusive der Flächenkategorie 18000 und exklusive der Flächenkategorie 18400) und für das Jahr 2016 die versorgte Fläche gemäß der Definition für den RP23 Vergleich generiert wurde. Die Bundesnetzagentur hat die versorgte Fläche für den Vergleich RP34 für die Jahre 2016 und 2021 aus den jeweiligen Strukturdatenerhebungen des Effizienzvergleichs übernommen. Dies ist sachgerecht, da sich die Definition des Flächenparameters zwischen der dritten und der vierten Regulierungsperiode nicht geändert hat.

Im Rahmen der Überprüfung der Malmquist-Datentabelle wurden von den Marktteilnehmern Inkonsistenzen bei einzelnen Datenpunkten identifiziert, bei denen erwartungsgemäß aufgrund gleicher Definition Vergleichsparameter und Überkreuzparameter übereinstimmen müssen. Keine Übereinstimmung wurde bei insgesamt 29 Datenpunkten festgestellt (21 in RP12, sechs in RP23 und zwei in RP34). Die seitens der Branche identifizierten Dateninkonsistenzen in der Malmquist-Datentabelle wurden seitens der Bundesnetzagentur überprüft. Bei sechs der bemängelten Datenpunkte lag aufgrund von Definitionsänderungen tatsächlich keine Inkonsistenz vor; alle anderen betroffenen Netzbetreiber wurden angeschrieben und gebeten, ihre Daten hinsichtlich der festgestellten Inkonsistenz zu überprüfen und ggf. zu korrigieren. Es wurden insgesamt 13 Netzbetreiber angeschrieben.

In RP12 wurden folgende Inkonsistenzen korrigiert: Parameter „y1\_Conn“ und „y2\_Conn“ bei sieben Netzbetreibern, Parameter „y1\_Area\_supplied\_ns“ und „y2\_Area\_supplied\_ns“ bei fünf Netzbetreibern, Parameter „y1\_Peak\_corr\_msns“ und „y2\_Peak\_corr\_msns“ bei zwei

---

<sup>85</sup> Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4\\_76\\_Prodfakt/BK4\\_Prodfakt\\_Strom\\_4RP\\_basepage.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_76_Prodfakt/BK4_Prodfakt_Strom_4RP_basepage.html).

Netzbetreibern sowie Parameter „y1\_NL\_ns“ und „y2\_NL\_ns“ bei einem Netzbetreiber. Darüber hinaus wurde für RP12 von Marktteilnehmern darauf hingewiesen, dass die Parameter „y1\_Lines\_cir\_corr\_hs“ und „y2\_Lines\_cir\_corr\_hs“ sowie die Parameter „y1\_Cables\_cir\_corr\_hs“ und „y2\_Cables\_cir\_corr\_hs“ nicht bei allen Netzbetreibern übereinstimmen. Da sich die Definition dieser Parameter jedoch unterscheiden, sind Differenzen hier nicht als Inkonsistenzen zu werten. Es handelt sich insgesamt um sechs von den Marktteilnehmern als Dateninkonsistenzen angezeigte Auffälligkeiten bei vier Netzbetreibern.

In RP23 wurden folgende Inkonsistenzen korrigiert: Der Parameter „y2\_DR\_tot“ im Vergleich mit der Summe „y3\_DR\_NE14 + y3\_DR\_NE57“ bei drei Netzbetreibern, Parameter „y2\_Meters\_sum“ und „y3\_Meters\_sum“ bei zwei Netzbetreibern; Parameter „y2\_Cables\_cir\_corr\_hs“ und „y3\_Cables\_cir\_corr\_hs“ bei einem Netzbetreiber.

In RP34 wurden folgende Inkonsistenzen korrigiert: Der Parameter „y3\_DR\_NE57“ im Vergleich mit der Summe „y4\_InstPower\_NE56\_sum + y4\_InstPower\_NE7“ bei zwei Netzbetreibern.

Des Weiteren wurde von einigen Marktteilnehmern gefordert, dass für die Ermittlung des Xgen für die vierte Regulierungsperiode in der Malmquist-Methode die Überkreuzparameter auf Basis einer einheitlichen Definition herangezogen werden müssten. So seien aufgrund von Definitionsänderungen die Anschlusspunkte über die Zeit nicht einheitlich erhoben worden. So wurde die Definition dieses Parameters in der ersten Regulierungsperiode weiter gefasst, in der zweiten Regulierungsperiode wurde die Anzahl der Anschlusspunkte an Straßenbeleuchtung separat erhoben, ab der dritten Regulierungsperiode wurden zusätzlich mehrere Varianten der Anschlusspunkte der Straßenbeleuchtung erhoben. Unterschieden in der Definition der Anschlusspunkte zwischen der zweiten und der dritten Regulierungsperiode wurde im Rahmen der ergänzenden Datenerhebung BK4-18-001 Rechnung getragen. Im Hinblick auf mögliche Definitionsunterschiede bei den Anschlusspunkten zwischen der ersten und der zweiten Regulierungsperiode lässt sich festhalten, dass erst die Definition der RP2 die Straßenbeleuchtung explizit einschließt. Es ist nicht auszuschließen, dass Netzbetreiber die Definition in der RP1 unterschiedlich interpretiert haben. Dies lässt sich jedoch nicht mit absoluter Sicherheit überprüfen, da Daten zu angeschlossener Straßenbeleuchtung in der RP1 nicht erhoben wurden und einige Netzbetreiber nicht mehr über entsprechende Informationen verfügen. Allerdings sind die quantitativen Auswirkungen dieser Definitionsunschärfe sehr begrenzt, weshalb die Bundesnetzagentur nach einer nochmaligen Plausibilisierung der Daten seitens der Netzbetreiber von einer über die Zeit konsistenten Datengrundlage ausgeht, die zu einem validen und robusten Malmquist-Wert führt.

#### e) Ausreißeranalysen

Neben dem Ausschluss von Unternehmen, die nicht in zwei aufeinander folgenden Effizienzvergleichsrunden teilgenommen haben, erfolgt eine Identifikation und Bereinigung von Ausreißern. Die Vorgehensweise erfolgt analog zu den statischen Effizienzvergleichen. Ausreißer werden dabei methodenspezifisch für DEA und SFA separat ermittelt. Auch wenn die gleichen Methoden wie bei den statischen Effizienzvergleichen zur Anwendung kommen, unterscheidet sich die Ausreißeranalyse im dynamischen Effizienzvergleich darin, dass zwei Perioden Eingang in die Analyse finden und Unternehmen in einer oder beiden betrachteten Perioden als Ausreißer identifiziert werden können. Vorliegend findet das sogenannte Trimming<sup>86</sup> Anwendung. Das bedeutet, dass ein Ausreißer komplett aus dem Datensatz entfernt wird; wenn der Netzbetreiber in einer der beiden jeweils betrachteten Perioden als Ausreißer identifiziert wurde, unabhängig davon, in welcher der beiden Perioden. Neben der hier angewandten Trimming-Methode existiert noch eine weitere Methode, das sogenannte Winsorizing.<sup>87</sup> Beim Winsorizing wird ein als Ausreißer identifizierter Netzbetreiber nicht aus der

<sup>86</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 60 f.

<sup>87</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 60 f.

Vergleichsbasis eliminiert, sondern es wird ihm ein künstlicher Effizienzwert zugewiesen. Das Winsorizing existiert in zwei Varianten. Bei einer Variante (Winsorizing I) wird „übereffizienten“ Ausreißern ein Effizienzwert von 100 % zugeordnet, bei der anderen Variante (Winsorizing II) erfolgt eine Anpassung der Ausgangswerte durch „Hochskalierung“ der Kosten. Die Anpassung der Daten sowie die Limitierung der Anwendbarkeit auf die DEA sprechen gegen die Methode des Winsorizing. Vorliegend wird also das Trimming angewendet, das sowohl bei DEA als auch SFA umgesetzt werden kann. Hierbei folgt die Beschlusskammer der Empfehlung der gutachterlichen Expertise zur Bestimmung des Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode, wonach das Trimming-Verfahren weiterhin angewendet werden kann und gegenüber dem Winsorizing folgende Vorteile hat: Konsistenz mit den statischen Effizienzvergleichen, Gleichstellung der Frontier-Methoden bzw. keine methodische Ungleichbehandlung, keine Manipulation von Werten im Datensatz.<sup>88</sup> Auch durch die Anwendung alternativer Ausreißermethoden zeigt sich keine theoretische und praktische Überlegenheit gegenüber dem Trimming-Ansatz.<sup>89</sup> Die gutachterlichen Arbeiten deuten zum Beispiel darauf hin, dass Masking-Effekte (gewisse Netzbetreiber, die als Ausreißer gelten, haben so extreme Werte, dass sie andere potenzielle Ausreißer verdecken), die durch eine mehrstufige Ausreißerbereinigung identifiziert werden können, bei der Analyse der Verteilung der Supereffizienz und der Cook's Distance-Werte eher unwahrscheinlich sind. Nach gutachterlicher Einschätzung wäre zudem eine dynamische Ausreißeranalyse, bei welcher Beobachtungen mit extremen Veränderungen bei einem Outputfaktor entfernt werden, nicht vorzugswürdig.<sup>90</sup> Durch eine solche Bereinigung würden alle Netzbetreiber mit hohen und niedrigen Veränderungswerten bei den Outputfaktoren entfernt, unabhängig davon, ob diese Veränderungsraten extrem sind und ohne Kenntnisse über die Verteilung dieser Veränderungsraten.

Die methodenspezifische Anwendung der Ausreißerbereinigung durch das Trimming-Verfahren bedeutet, dass ein in der DEA als Ausreißer identifizierter Netzbetreiber auch nur bei der DEA eliminiert wird und nicht bei der SFA und umgekehrt. Welche Unternehmen in welcher Periode als Ausreißer identifiziert und für einzelne Teilberechnungen eliminiert wurden, ergibt sich nach den Kriterien aus den statischen Effizienzvergleichen und den dortigen Methodenbeschreibungen (Dominanz- und Supereffizienzkriterium bei der DEA, Cook's Distance-Kriterium bei der SFA).<sup>91</sup> In den Tabellen zur Ergebnisaggregation in Abschnitt II.2.g) ist die Anzahl der Ausreißer für die einzelnen Spezifikationen mit aufgeführt. Mit den auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlichten Input- und Outputparametern<sup>92</sup> und den bekannten Methoden können die Berechnungen inklusive der Ausreißeranalyse durch sachkundige Dritte nachvollzogen werden.

Im Hinblick auf die Ermittlung des Produktivitätsfaktors anhand der Frontier-Methoden DEA und SFA gilt es generell abzuwägen zwischen der Problematik, effiziente Netzbetreiber fälschlicherweise aus der Analyse auszuschließen, und der Problematik, Effizienzgrenzen auf Basis von Input-Output-Kombinationen aufzuspinnen, die für andere Netzbetreiber unerreichbar sind. Nach Einschätzung der Beschlusskammer ist die gewählte Form der Ausreißeranalyse, die an die Ausreißeranalyse der statistischen Effizienzvergleiche angelehnt ist, sachgerecht. Auch vor dem Hintergrund eines möglichen Zielkonflikts zwischen der theoretischen Vorteilhaftigkeit eines Ansatzes und seiner praktischen Anwendbarkeit ist grundlegend

---

<sup>88</sup> Vgl. Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, 2023, S. 90 f.

<sup>89</sup> Vgl. Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, 2023, S. 92 ff.

<sup>90</sup> Vgl. Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, 2023, S. 93 f.

<sup>91</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 59.

<sup>92</sup> Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4\\_76\\_Prodfakt/BK4\\_Prodfakt\\_Strom\\_4RP\\_basepage.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_76_Prodfakt/BK4_Prodfakt_Strom_4RP_basepage.html).

festzuhalten, dass das gewählte Vorgehen im Rahmen der Malmquist-Methode auf etablierte Verfahren (DEA und SFA) und Ausreißeranalysen (Dominanz- und Supereffizienzanalyse) setzt, die zu robusten Ergebnissen führen (siehe auch die Sensitivitätsanalysen in Abschnitt II.2.h)). Dabei wird auf eine sachgerechte Einbettung in den gegebenen regulatorischen Kontext geachtet und die vorhandenen Informationen aus den bisherigen Effizienzvergleichen nach § 12 ARegV werden umfassend nutzbar gemacht.

#### **f) Berechnungsmethoden**

Zur Ermittlung des Frontier Shift werden die beiden ökonometrischen Verfahren DEA und SFA verwendet. Bei der Anwendung der Methoden müssen jeweils weitere Annahmen getroffen werden. Für die DEA betrifft dies die Annahme über Skalenerträge, bei SFA müssen Annahmen über die funktionale Form zwischen den Kosten und den Outputparametern getroffen werden. Die SFA erfordert darüber hinaus Annahmen über den stochastischen Fehlerterm und den Ineffizienzterm.

Bei der DEA erfolgt eine Übernahme der Annahmen über die Skalenerträge aus den statischen Effizienzvergleichen. Konkret werden für den Vergleich zwischen der ersten und zweiten Regulierungsperiode nicht fallende Skalenerträge angenommen. Für den Vergleich der zweiten und dritten Regulierungsperiode werden nicht fallende Skalenerträge (unter Zugrundelegung des Modells der zweiten Regulierungsperiode) bzw. konstante Skalenerträge (unter Zugrundelegung des Modells der dritten Regulierungsperiode) unterstellt. Für den Vergleich der dritten und vierten Regulierungsperiode werden durchgehend konstante Skalenerträge unterstellt. Während bei konstanten Skalenerträgen alle Netzbetreiber miteinander verglichen werden, werden bei nicht fallenden Skalenerträgen kleine Netzbetreiber nur mit kleinen Netzbetreibern verglichen, große hingegen mit dem gesamten Sample.

Die im Rahmen der DEA getroffenen Annahmen über die Skalenerträge richten sich an den damals vorliegenden Gegebenheiten aus. Dadurch wird sichergestellt, dass die vorhandenen Informationen aus den bisherigen Effizienzvergleichen nach § 12 ARegV möglichst umfassend nutzbar gemacht werden und der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV in den gegebenen regulatorischen Kontext eingebettet wird. Aus ökonomischer Sicht erscheint die Annahme konstanter Skalenerträge zu Beginn der Anreizregulierung nicht realitätskonform, da nicht alle Unternehmen ihre optimale Betriebsgröße erreichen konnten. Für diese Zeitspanne wurde daher die Annahme nicht fallender Skalenerträge zum Schutz kleiner Netzbetreiber eingeführt, wodurch eine unverzerrte Schätzung der Effizienzgrenze und somit auch deren Verschiebung über die Zeit gewährleistet werden kann. Die Annahme konstanter Skalenerträge, die eine frei wählbare Betriebsgröße impliziert, hätte für die Anfänge der Anreizregulierung zur Folge, dass die geschätzte Effizienzgrenze verfälscht ist und die Effizienzwerte durch Größennachteile nach unten verzerrt sind.

Die Annahme über die Skalenerträge in der konkreten Modellierung der DEA wurde in der Vergangenheit dahingehend kritisiert, dass sie im dynamischen Kontext nicht dem Stand der Wissenschaft entspreche und es in der Wissenschaft bei der Bestimmung des technologischen Fortschritts üblich sei, generell konstante Skalenerträge zu unterstellen. Die Ergebnisse einer Sensitivitätsrechnung mit durchgehenden konstanten Skalenerträgen werden im Rahmen der Sensitivitätsanalysen in Abschnitt II.2.h) vorgestellt.

Die Ausgestaltung der SFA orientiert sich grundsätzlich an dem für die dritte Regulierungsperiode ausgewählte Vorgehen und in Anlehnung an Coelli et al. (2005).<sup>93</sup> Demnach wird die Verschiebung der Effizienzgrenze aus einer über zwei Regulierungsperioden hinweg gepoolten Schätzgleichung ermittelt, der in der Regel eine Cobb-Douglas-Kostenfunktion zugrunde liegt. Die in der Theorie flexibler einsetzbare Translog-Kostenfunktion kann im vorliegenden Fall nur eingeschränkt zur Anwendung kommen, wenn die Modelle der statischen Effizienz-

---

<sup>93</sup> Vgl. Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, WIK, 2017, S. 62 ff.

vergleiche eine relativ große Anzahl an Vergleichsparametern beinhalten, da es häufig zu Konvergenz- und Multikollinearitätsproblemen kommt und eine Schätzung des Frontier Shift praktisch nicht mehr möglich ist. Dies trifft auf die Modelle aller bisherigen Effizienzvergleiche zu, da sie trotz Wegfalls der so genannten Pflichtparameter relativ viele Vergleichsparameter enthalten (neun bis elf in der Summe). Die Panelstruktur wird in der Schätzungsgleichung durch eine Zeitdummy und einen Satz an Interaktionstermen dieser Zeitdummy mit den jeweiligen Outputfaktoren abgebildet. Die gutachterliche Expertise im Hinblick auf die SFA-Ausgestaltung kommt bei der Frage nach der Notwendigkeit für die Berücksichtigung der zusätzlich verwendeten Zeitinteraktionsterme zu dem Ergebnis, dass diese ermöglichen, dass sich die Kostenauswirkungen der Kostentreiber über die Zeit verändern und einen Kreuzvergleich der Netzbetreiber mit der Effizienzgrenze der jeweils anderen Periode zulassen.<sup>94</sup> Die Zeitinteraktionsterme sind daher für die Ermittlung einer möglichst unverzerrten Schätzung der Verschiebung der Effizienzgrenze erforderlich, auch wenn diese möglicherweise individuell statistisch nicht signifikant sind.

Neben der funktionalen Form sind im Rahmen der SFA Annahmen über die Verteilung des Ineffizienzterms zu treffen (grundsätzlich wird unterstellt, dass der stochastische Fehlerterm normalverteilt ist). In Anlehnung an die gutachterliche Expertise zur Ermittlung des Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode<sup>95</sup> entscheidet sich die Beschlusskammer für die durchgehende Verwendung der Annahme der Halbnormalverteilung für den Ineffizienzterm. Zum einen führt diese Annahme über die Ineffizienzverteilung nicht zu Konvergenzproblemen, zum anderen könnte eine Verzerrung des Frontier Shift in die eine oder andere Richtung entstehen, wenn periodenspezifisch aufgrund von Konvergenzproblemen von der Exponentialverteilung auf die Halbnormalverteilung übergegangen wird. Die Ergebnisse einer Sensitivitätsrechnung unter vorrangiger Zugrundelegung der Exponentialverteilung des Ineffizienzterms werden im Rahmen der Sensitivitätsanalysen in Abschnitt II.2.h) vorgestellt.

Die von der Beschlusskammer angewandte pooled SFA wurde in der Vergangenheit kritisch hinterfragt, da dieser Ansatz keine korrekte Separierung in Catch-up und Frontier Shift erlaube. Insbesondere wurde behauptet, dass der ermittelte Frontier Shift zu hoch sei, da Teile des Catch-up fälschlicherweise als Frontier Shift identifiziert würden. Bei empirischen Arbeiten gibt es – wie bereits ausgeführt – in der Regel einen Zielkonflikt zwischen der theoretischen Vorteilhaftigkeit einer Spezifikation und seiner praktischen Anwendbarkeit. „Aufwändigere“ SFA-Spezifikationen (z.B. Panelansätze), die beispielsweise Aufholeffekte mithilfe funktionaler Formannahmen explizit modellieren, weisen vor dem Hintergrund der gegebenen Datengrundlage Konvergenzprobleme auf, weshalb sie nicht zur Anwendung kommen. Allerdings ist eine explizite Modellierung der Aufholeffekte nicht notwendig für eine korrekte Schätzung. Im Rahmen des Gutachtens zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode wurden zudem, in Anlehnung an die Forderungen aus den Beschwerdeverfahren zum Xgen für die dritte Regulierungsperiode, Modelle mit einer zeitvariablen Ineffizienzverteilung geschätzt. Bei solchen Modellen wird unterstellt, dass sich die Verteilung der Ineffizienzen über die Zeit verändern kann, so dass die Verteilung der Ineffizienzterme für jede Periode separat geschätzt wird. Die gutachterlichen Analysen deuten darauf hin, dass Modelle mit einer zeitvariablen Ineffizienzverteilung die Präzision des geschätzten Frontier Shift vermindern, da sich die ermittelten Werte aus der SFA deutlich von denen der DEA, bei der die korrekte Berechnung des Catch-up nicht in Frage steht, unterscheiden. Im Gegensatz dazu liegt der durchschnittliche Frontier Shift aus der bisher angewandten SFA-Spezifikation viel näher am durchschnittlichen Frontier Shift aus der DEA, welche eine explizite Trennung von Frontier Shift und Catch-up erlaubt. Die Ergebnisse einer Sensitivitätsrechnung aufgrund von SFA-Modellen mit einer zeitvariablen Ineffizienzverteilung werden im Rahmen der Sensitivitätsanalysen in Abschnitt II.2.h) vorgestellt.

---

<sup>94</sup> Vgl. Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, 2023, S. 85 ff.

<sup>95</sup> Vgl. Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, 2023, S. 87 ff.

Im Hinblick auf die SFA-Spezifikation hält die Beschlusskammer an der bisher angewandten Vorgehensweise aus folgenden Gründen weiterhin fest. Die verwendete pooled SFA orientiert sich an Coelli et al.<sup>96</sup> und entspricht dem Stand der Wissenschaft. Durch die Hinzunahme von Zeitinteraktionstermen lässt sich die Veränderung der Outputparameter über die Zeit berücksichtigen, was einen korrekten Kreuzvergleich der Netzbetreiber mit der Effizienzgrenze der anderen Periode erlaubt. Auch ohne eine explizite Modellierung des Catch-up-Effektes erlaubt die pooled SFA-Spezifikation eine Trennung von Catch-up und Frontier Shift. Die mehrheitlich übereinstimmenden Werte des Frontier Shift bei SFA und DEA sprechen dafür, dass der Catch-up auch in der vorliegenden SFA-Spezifikation durch den Ineffizienzterm ausreichend berücksichtigt wird.

Im Rahmen der Konsultation wurde von den Marktteilnehmern vorgetragen, dass die von der Beschlusskammer zugrunde gelegte SFA-Spezifikation ohne eine explizite Zeitmodellierung der Ineffizienzterms erfolge und in Folge zwischen Aufholeffekt und Frontier Shift nicht unterscheiden könne. In den Stellungnahmen wird gefordert, dass eine explizite Zeitmodellierung des Ineffizienzterms verwendet werden soll, damit klar zwischen Catch-up und Frontier-Shift unterschieden werden könne. Ohne eine explizite Zeitmodellierung des Ineffizienzterms würde das Modell die gleiche Durchschnittseffizienz der Netzbetreiber über die Zeit unterstellen, wodurch systematische Unterschiede in der Durchschnittseffizienz nicht vollständig im Catch-up abgebildet werden könnten. Eine explizite Zeitmodellierung des Ineffizienzterms würde das Problem, dass Teile des Catch-Up im Frontier-Shift mit gemessen werden, lösen.

Die Netzbetreiber verweisen auf Sensitivitätsrechnungen im Gutachten zum Xgen Gas, in welchen der ermittelte Frontier Shift mit einem zeitvariablen Ineffizienzterm deutlich tiefer ist. Auch konvergierte Sensitivitätsrechnungen zum Xgen Strom würden mit einem zeitvariablen Ineffizienzterm einen tieferen Xgen ergeben. Daraus folgern die Netzbetreiber, dass aufgrund der fehlenden Modellierung des Catch-up ein zu hoher Xgen geschätzt wird.

Es wird im Weiteren kritisiert, dass die Argumentation, dass DEA- und SFA-Werte ohne zeitvariablen Ineffizienzterm näher beieinander liegen würden, eine fehlende Ergebnisoffenheit der Bundesnetzagentur zeige, da abweichende SFA-Werte als falsch angesehen werden. In den Stellungnahmen wird daher gefordert, dass die fehlende Präzision der SFA-Schätzungen mit statistischen Argumenten belegt wird.

Anschließend wird kritisiert, dass die Begründung für die Auswahl der SFA-Spezifikation nicht nachvollziehbar und nicht präzise wäre und die Dokumentation der durchgeführten Analysen und der Sensitivitätsanalysen nicht transparent seien. Eine Dokumentation der Berechnungen und der verwendeten Programme wird von den Marktteilnehmern gefordert. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass bereits im Gutachten auf die Grundstruktur der SFA eingegangen und dargelegt wurde, weshalb ein Modell ohne zeitvariablen Ineffizienzterm zu bevorzugen ist.<sup>97</sup>

Bei einer SFA mit zeitvariablem Ineffizienzterm ist der geschätzte Catch-up stark von der Verteilung der Ineffizienzwerte und der Verteilungsannahme des Ineffizienzterms abhängig. Je nach Verteilung der individuellen Ineffizienzen und deren Veränderung über die Zeit kann der geschätzte Catch-up und der Frontier Shift verzerrt sein. Darauf deuten auch die Berechnungen zum Xgen Gas in Abschnitt 6.4.6 des Gutachtens<sup>98</sup> sowie konvergierte Schätzungen in den Sensitivitätsrechnungen des Xgen Strom mit zeitvariabler Ineffizienz hin, in welchen der zeitvariable Term der Ineffizienz stark insignifikant und der geschätzte Frontier Shift stark von der Verteilungsannahme des Ineffizienzterms abhängig ist. Daher ist er im

---

<sup>96</sup> Vgl. Coelli, T., D. Prasada Rao, C. O'Donnell und G. Battese (2005), An introduction to efficiency and productivity analysis, Springer, New York.

<sup>97</sup> Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, Überarbeitete Fassung, 2024, Abschnitte 5.4.6 und 5.4.7.

<sup>98</sup> Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, Überarbeitete Fassung, 2024, S. 103 ff.

Gegensatz zur DEA weniger für eine explizite Berechnung des Catch-up und einen Vergleich dieser Werte mit dem Catch-up der DEA geeignet, da sich entsprechende Catch-up-Werte bei einer Veränderung der Ineffizienzverteilungsannahme signifikant ändern. Wie in Abschnitt 6.4.7 des Gutachtens<sup>99</sup> gezeigt, ist die SFA-Modellierung der Bundesnetzagentur robust gegenüber der Verteilungsannahme des Ineffizienzterms und daher vor diesem Hintergrund zu bevorzugen.

Da die Methodik der DEA im Gegensatz dazu eine explizite separate Modellierung von Frontier-Shift und Catch-up erlaubt, lässt sich dadurch einschätzen, ob die Berechnung der Ineffizienzwerte durch die bei der SFA fehlende explizite Modellierung des Catch-up verzerrt ist. Da die Werte bei der SFA ohne zeitvariable Ineffizienzverteilung deutlich näher an den DEA-Werten sind, deutet dies darauf hin, dass der Catch-up in Modellen ohne zeitvariable Ineffizienz besser abgebildet ist.

Zudem sei darauf hingewiesen, dass in der RP12 und der RP34 die Spezifikation mit zeitvariablem Ineffizienzterm zu einem höheren durchschnittlichen Frontier-Shift als die von der Beschlusskammer verwendete Spezifikation führt. Gemäß der Argumentation aus den Stellungnahmen würde dies darauf hindeuten, dass in diesen Zeitperioden ein negativer Catch-up stattgefunden hat, was den Resultaten aus der DEA-Schätzung sowie der Intuition, dass ineffiziente Netzbetreiber die Rückstände im Vergleich zu den Best Practice-Netzbetreibern aufholen, widerspricht. Dies verdeutlicht, dass eine SFA-Spezifikation mit zeitvariablem Ineffizienzterm – entgegen der Behauptungen aus den Stellungnahmen – nicht in der Lage ist, den Catch-up zuverlässig zu modellieren.

Im Übrigen müssten in Modellen mit zeitvariablem Ineffizienzterm die Zeitinteraktionsterme, welche ermöglichen, dass sich die Kostenauswirkungen der Kostentreiber über die Zeit ändern, entfernt werden. Genau dies wurde aber an anderer Stelle von den Netzbetreibern gefordert.

Schließlich lässt sich die Kritik in den Stellungnahmen der Marktteilnehmer bezüglich der Transparenz der durchgeführten Analysen und Sensitivitätsrechnungen nicht nachvollziehen. Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen der Konsultation alle Dateien und Unterlagen veröffentlicht, die es einer sachkundigen Person ermöglicht, die Berechnungen und die Ergebnisse aus dem Festlegungsentwurf zu replizieren. So wurde nicht nur die Datengrundlage veröffentlicht, sondern auch Programme, die für die Erstellung des Analysedatensatzes erforderlich sind (s. PFS4\_Analysedaten.do). Die anhand dieses Hilfsprogramms gebildeten Analysedaten gehen in die Programmiercodes ein, die ebenfalls veröffentlicht wurden und die Replikation der Ergebnisse im Festlegungsentwurf erlauben. Insbesondere das auf der Internetpräsenz der Bundesnetzagentur veröffentlichte Stata-Programm PFS4\_Malmquist\_SFA\_VNB.do beinhaltet unterschiedliche SFA-Spezifikationen, die eine explizite Zeitmodellierung des Ineffizienzterms zulassen und in Anlehnung an Vorschläge aus der Branche implementiert wurden. Dass viele dieser Spezifikationen nicht konvergieren, lässt sich daran erkennen, dass nach 50 Iterationen keine Konvergenz erreicht werden und für die zugrundeliegende Funktion kein globales Maximum gefunden werden konnte. Einen Überblick über alle Ergebnisse bietet das Stata-Programm PFS4\_Output\_VNB.do, welches ebenfalls bereits im Rahmen der Konsultation veröffentlicht wurde. Angesichts der obigen Ausführungen und der umfangreichen Dokumentation zu den Malmquist-Berechnungen kann die Kritik seitens der Marktteilnehmer nicht geteilt werden.

#### **g) Aggregation von Zwischenergebnissen**

Die statischen Effizienzvergleiche erfolgen für Stromverteilernetzbetreiber separat und unternehmensindividuell, so dass für die Bestimmung eines einheitlichen sektoralen Produktivitätsfaktors

---

<sup>99</sup> Gutachten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, WIK-Consult, Überarbeitete Fassung, 2024, S. 106 ff.

tätsfaktors für die gesamte Stromnetzbranche die Veränderungen der Produktivität und der Inputpreise zwischen den jeweiligen Stützjahren aggregiert werden müssen.

Um die Ergebnisse des Malmquist-Index auf eine robuste Grundlage zu stellen, wird der Frontier Shift mithilfe unterschiedlicher Spezifikationen bestimmt. Analog zu den statischen Effizienzvergleichen erfolgen die Berechnungen sowohl mit TOTEX und sTOTEX und jeweils mit DEA und SFA. Anders als beim statischen Effizienzvergleich erfolgt keine best-of-Abrechnung, sondern es gehen alle Spezifikationen in die Bestimmung des sektorspezifischen Frontier Shift ein. Die im Rahmen der Beschwerdeverfahren zum Xgen für die dritte Regulierungsperiode geforderte Bestabrechnung bei der Aggregation von Zwischenergebnissen hat der Bundesgerichtshof bereits in seiner Entscheidung vom 26.01.2021 im Verfahren EnVR 7/20 abschließend zurückgewiesen und klargestellt, dass es an einer vergleichbaren Interessenlage fehle, die die entsprechende Anwendung des § 12 Abs. 3 und 4a ARegV bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors mithilfe des Malmquist-Indexes erfordern würde.<sup>100</sup> Die Anwendung der unterschiedlichen Spezifikationen soll vielmehr gewährleisten, dass sich Stärken und Schwächen der jeweiligen Ansätze ausgleichen und insgesamt ein ausgewogenes Ergebnis erzielt wird. Auch führte der Bundesgerichtshof in seiner Entscheidung aus, dass beim generellen sektoralen Produktivitätsfaktor kein vergleichbares Schutzbedürfnis bestehe, da dieser sich in seiner Funktion als Korrekturfaktor von derjenigen des unternehmensindividuellen Effizienzvergleichs unterscheide.<sup>101</sup>

Die Aggregation der Ergebnisse des Malmquist-Index erfolgt in mehreren Schritten. Zunächst werden unternehmensindividuelle Frontier Shifts zwischen der ersten und zweiten Regulierungsperiode anhand von acht Spezifikationen ermittelt. Dabei handelt es sich um die vier Grundspezifikationen (DEA und SFA, jeweils auf Basis der TOTEX und sTOTEX), die wiederum jeweils auf Basis der Outputparameter des ersten und des zweiten Effizienzvergleichs berechnet werden (Schritt 1a). Über diese unternehmensindividuellen Werte erfolgt dann eine Durchschnittsbildung für jede dieser Spezifikationen. Es wird dabei das ungewichtete arithmetische Mittel über alle betrachteten Unternehmen gebildet (Schritt 1b). Daraus ergeben sich acht Werte für den Frontier Shift nach den oben genannten Spezifikationen. Als nächstes werden die Werte für die Grundspezifikationen zusammengeführt. Das heißt, es werden für die vier Grundspezifikationen die Werte aus der Anwendung der Outputparameter des ersten und des zweiten Effizienzvergleichs gemittelt. Zur Anwendung kommt das geometrische Mittel (Schritt 2a), analog zu der Logik des Malmquist-Indexes. Die sich aus den vier Grundspezifikationen ergebenden Werte werden als nächstes zu einem einheitlichen Wert zusammengeführt. Wie bereits erwähnt kommt kein best-of-Ansatz zur Anwendung, sondern die Werte aus den vier Ansätzen gehen mit gleichem Gewicht in die Betrachtung ein. Es wird also der ungewichtete Durchschnitt der vier Grundspezifikationen ermittelt, der den Frontier Shift für die Verteilernetzbetreiber zwischen der ersten und zweiten Regulierungsperiode abbildet (Schritt 2b).

Die gleichen Schritte werden für die Bestimmung des Frontier Shift der Verteilernetzbetreiber zwischen der zweiten und dritten Regulierungsperiode und für die Bestimmung des Frontier Shift der Verteilernetzbetreiber zwischen der dritten und vierten Regulierungsperiode durchgeführt.

In einem dritten Schritt folgt dann die Aggregation der ermittelten Werte für den Frontier Shift der Verteilernetzbetreiber von Regulierungsperiode 1 zu 2, von Regulierungsperiode 2 zu 3 und von Regulierungsperiode 3 zu 4 zu einem einheitlichen Wert für den Frontier Shift über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2006 bis 2021. Für diesen Aggregationsschritt kommt das geometrische Mittel zur Anwendung. Anschließend wird der über den gesamten Betrachtungszeitraum ermittelte Wert in jährliche Veränderungsrate transformiert. In der

---

<sup>100</sup> BGH, Beschluss vom 26.01.2021, EnVR 7/20, Rn. 118 ff., Juris.

<sup>101</sup> BGH, Beschluss vom 26.01.2021, EnVR 7/20, Rn. 121 ff., Juris.

folgenden Abbildung findet sich eine Übersicht über die sequenzielle Anwendung der einzelnen Schritte.

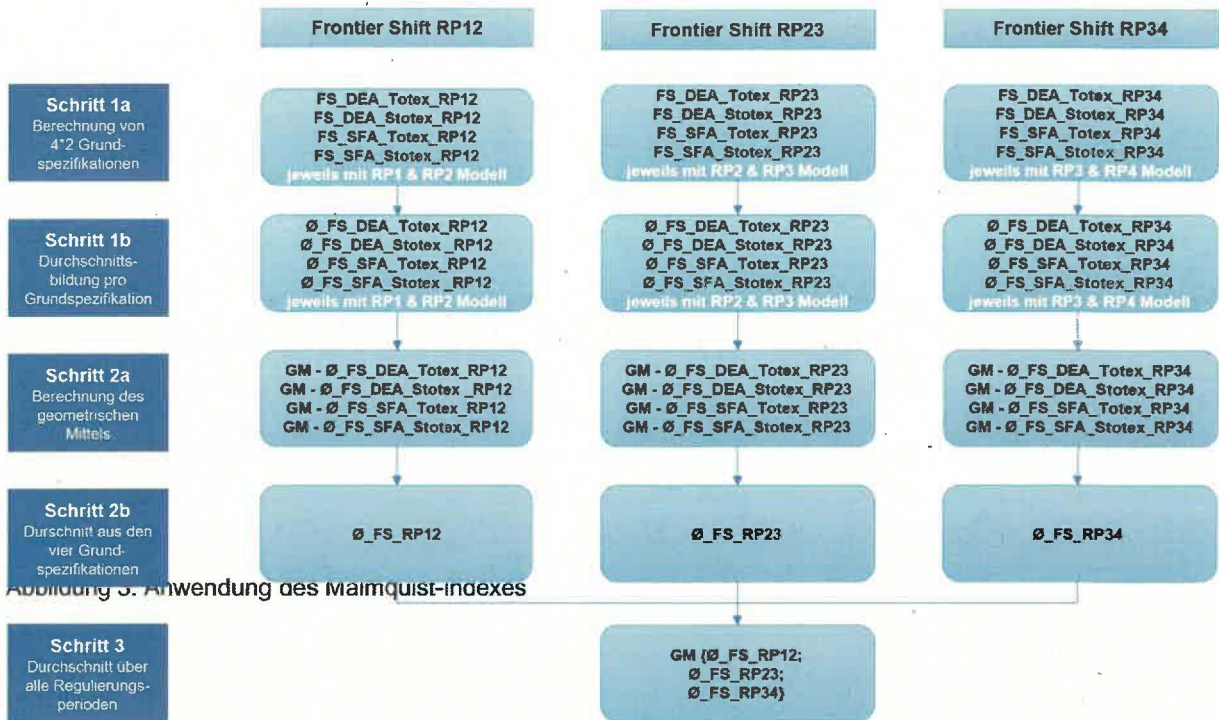


Abbildung 5: Anwendung des Malmquist-Indexes

Da die Berechnung des Frontier Shift für die Verteilernetzbetreiber mit zwei unterschiedlichen Stichproben berechnet wird (einmal alle zugeordneten Netze (Fall 1) und einmal nur die mit weniger als 10 % Veränderung der Konzessionsfläche (Fall 2)), ergeben sich für den Frontier Shift der Verteilernetzbetreiber nach dem oben beschriebenen Schema zunächst zwei Werte. Diese werden dann zu einem finalen Wert für den Frontier Shift für die Verteilernetzbetreiber zusammengeführt. Die Aggregation bei der Bestimmung des nominalen Frontier Shift erfolgt im Fall 1 und 2 gleichermaßen nach dem oben beschriebenen Schema, also zunächst die Ermittlung eines nominalen Frontier Shift pro Spezifikation (Aggregation über Unternehmen), dann die Zusammenführung der Ergebnisse über die Spezifikation und schließlich die Bestimmung eines Frontier Shift über die Regulierungsperioden. Das Ergebnis ist ein nominaler Frontier Shift pro Fallbetrachtung über den gesamten Betrachtungszeitraum.

Die Einzelergebnisse für die Stromverteilernetzbetreiber für die einzelnen Teilschritte (1b, 2a, 2b und 3) sind der folgenden Tabelle zu entnehmen. Neben der Anzahl der Beobachtungen (N Obs) und der Anzahl der Ausreißer in den einzelnen Methoden (N Out), sind die Zwischenergebnisse für den nominalen Frontier Shift der Verteilernetzbetreiber für die einzelnen Spezifikationen (Kombinationen von DEA, SFA, TOTEX, sTOTEX) angegeben, jeweils separat für den Frontier Shift von Regulierungsperiode 1 zu 2, von Regulierungsperiode 2 zu 3 und von Regulierungsperiode 3 zu 4. Die Ergebnisse für den nominalen Frontier Shift liegen für den Fall 1 leicht über denen für den Fall 2, wobei der größte Unterschied bei der Verschiebung der Effizienzgrenze von der dritten auf die vierte Regulierungsperiode zu beobachten ist.

**Fall 1**

RP	Kosten	Modell	Methode	N Obs	N Out	Frontier Shift	Schritt 2a	Schritt 2b	Schritt 3
RP 12	Totex	RP 1	DEA	168	12	0,9245	0,9451	0,9645	0,9943
RP 12	Totex	RP 2	DEA	168	7	0,9661			

RP 12	Stotex	RP 1	DEA	168	7	0,9550	0,9564		
RP 12	Stotex	RP 2	DEA	168	10	0,9578			
RP 12	Totex	RP 1	SFA	168	11	0,9642	0,9720		
RP 12	Totex	RP 2	SFA	168	10	0,9799			
RP 12	Stotex	RP 1	SFA	168	11	0,9780	0,9844		
RP 12	Stotex	RP 2	SFA	168	13	0,9909			
RP 23	Totex	RP 2	DEA	171	10	0,9963	0,9907		1,0280
RP 23	Totex	RP 3	DEA	171	10	0,9851			
RP 23	Stotex	RP 2	DEA	171	12	1,0777	1,0864		
RP 23	Stotex	RP 3	DEA	171	9	1,0953			
RP 23	Totex	RP 2	SFA	171	7	1,0018	0,9883		
RP 23	Totex	RP 3	SFA	171	9	0,9750			
RP 23	Stotex	RP 2	SFA	171	6	1,0595	1,0465		
RP 23	Stotex	RP 3	SFA	171	10	1,0336			
RP 34	Totex	RP 3	DEA	192	7	0,9147	0,9190	0,9252	
RP 34	Totex	RP 4	DEA	192	7	0,9234			
RP 34	Stotex	RP 3	DEA	192	6	0,9210	0,9249		
RP 34	Stotex	RP 4	DEA	192	8	0,9289			
RP 34	Totex	RP 3	SFA	192	10	0,9194	0,9254		
RP 34	Totex	RP 4	SFA	192	11	0,9314			
RP 34	Stotex	RP 3	SFA	192	9	0,9235	0,9315		
RP 34	Stotex	RP 4	SFA	192	13	0,9395			

**Fall 2**

RP	Kosten	Modell	Methode	N Obs	N Out	Frontier Shift	Schritt 2a	Schritt 2b	Schritt 3		
RP 12	Totex	RP 1	DEA	158	11	0,9175	0,9361	0,9589	0,9935		
RP 12	Totex	RP 2	DEA	158	8	0,9551					
RP 12	Stotex	RP 1	DEA	158	9	0,9544	0,9563				
RP 12	Stotex	RP 2	DEA	158	10	0,9581					
RP 12	Totex	RP 1	SFA	158	11	0,9619	0,9664				
RP 12	Totex	RP 2	SFA	158	9	0,9709					
RP 12	Stotex	RP 1	SFA	158	10	0,9736	0,9769				
RP 12	Stotex	RP 2	SFA	158	11	0,9801					
RP 23	Totex	RP 2	DEA	146	10	0,9935	0,9934			1,0260	
RP 23	Totex	RP 3	DEA	146	9	0,9934					
RP 23	Stotex	RP 2	DEA	146	8	1,0779	1,0865				
RP 23	Stotex	RP 3	DEA	146	8	1,0951					
RP 23	Totex	RP 2	SFA	146	8	0,9939	0,9820				
RP 23	Totex	RP 3	SFA	146	8	0,9703					
RP 23	Stotex	RP 2	SFA	146	9	1,0539	1,0420				
RP 23	Stotex	RP 3	SFA	146	11	1,0302					
RP 34	Totex	RP 3	DEA	175	7	0,9107	0,9125	0,9212			
RP 34	Totex	RP 4	DEA	175	7	0,9144					
RP 34	Stotex	RP 3	DEA	175	6	0,9146	0,9203				

RP 34	Stotex	RP 4	DEA	175	7	0,9259	0,9235
RP 34	Totex	RP 3	SFA	175	10	0,9159	
RP 34	Totex	RP 4	SFA	175	12	0,9312	
RP 34	Stotex	RP 3	SFA	175	8	0,9196	0,9284
RP 34	Stotex	RP 4	SFA	175	11	0,9374	

Tabelle 28: Zwischenergebnisse Frontier Shift (Stromverteilernetzbetreiber)

Zur Ableitung eines Wertes für den sektoralen Produktivitätsfaktor auf Basis der Malmquist-Methode wird zunächst das ungewichtete arithmetische Mittel aus den Ergebnissen aus Schritt 3 für die beiden VNB-Fälle (Fall 1 und Fall 2) gebildet. Dies führt zu einem Wert für den nominalen Frontier Shift i.H.v. 0,9939, woraus eine jährliche Veränderung für den Ausdruck  $(\Delta TF^{Netz} - \Delta P_{Input}^{Netz})$  i.H.v. -0,6138 % p.a. resultiert.

Anschließend werden in einem fünften Schritt die jährlichen Veränderungsraten für den nominalen Frontier Shift mit den entsprechenden Veränderungsraten für den Verbraucherpreisindex (VPI) addiert. Das Ergebnis von Schritt 3 und 4 umfasst bei den Stromverteilernetzbetreibern die Daten der ersten vier Effizienzvergleiche mit den Basisjahren 2006, 2011, 2016 und 2021, so dass das Stützintervall den Zeitraum 2006 bis 2021 beinhaltet. Die Veränderungsraten für den VPI werden für den gleichen Zeitraum auf Basis von Daten des Statistischen Bundesamtes (GENESIS-Tabelle 61111-0001: Verbraucherpreisindex (inkl. Veränderungsraten))<sup>102</sup> mittels des geometrischen Mittels berechnet. Für den Zeitraum 2006 bis 2021 ergibt sich eine jährliche Veränderungsrate für den VPI in Höhe von 1,4725 % p.a.

Durch Kombination des jährlichen nominalen Frontier Shift mit dem über den gleichen Zeitraum ermittelten VPI ergibt sich ein genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach der Malmquist-Methode i.H.v. 0,8588 % p.a.

Betrachtet man die Ergebnisse für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor je nach Zeitraum, d.h. von 2006 auf 2011, von 2011 auf 2016 und von 2016 auf 2021, lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen: Die nominale Verschiebung der Effizienzgrenze ist negativ zwischen 2006 und 2011 sowie zwischen 2016 und 2021 und positiv zwischen der zweiten und der dritten Regulierungsperiode. Relativ zur Gesamtwirtschaft sind die Outputpreise in dem letztgenannten Zeitraum weniger stark gestiegen als zu Beginn der Anreizregulierung und zwischen 2016 und 2021. Gesamthaft betrachtet ergibt sich ein relativ niedriger Produktivitätsfaktor zwischen den letzten beiden Regulierungsperioden. In diesem Zeitraum sind die Kosten der Stromverteilernetzbetreiber im Durchschnitt um ca. 10 bis 11 % angestiegen, während sich auf der Outputseite, welche die Versorgungsaufgabe abbildet, keine Veränderungen in diesem Umfang beobachten lassen. Ein alternatives Vorgehen bei der Aggregation der Zwischenergebnisse, bei welchem zunächst die Werte für den Produktivitätsfaktor je Zeitraum ermittelt und diese anschließend zu einem branchenspezifischen Wert aggregiert werden, führt zu einem Wert für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor i.H.v. rund 0,8630 % p.a.

Im Vergleich zu der Konsultationsfassung ist der rechnerisch ermittelte Malmquist-Wert von 0,9111 % p.a. auf 0,8588 % p.a. gesunken. Die Veränderung resultiert aus der Aktualisierung der Datengrundlage und der Korrektur von im Rahmen der Konsultation angezeigten Auffälligkeiten. Folgende Anpassungen wurden vorgenommen: für das Basisjahr 2021 wurden die Kostendaten bei insgesamt zehn Netzbetreibern angepasst; der Überkreuzparameter Stromkreislänge auf der Mittelspannungs- und Niederspannungs-Netzebene wurde für das Basisjahr 2016 konsistent gemäß der Definition aus dem Effizienzvergleich für die vierte Regulierungsperiode gebildet; es wurden insgesamt 27 Dateninkonsistenzen zu den Strukturdaten korrigiert; zwecks Generierung der Stichprobe für den zweiten Fall bei der Schätzung der Effizienzgrenzenverschiebung zwischen der dritten und der vierten Regulierungs-

<sup>102</sup> Entwicklung des Verbraucherpreisindex für Deutschland, 61111-0001, Statistisches Bundesamt (Destatis), 2024, Stand: 09.06.2024.

periode wurde für die versorgte Fläche als Abgrenzungskriterium neben der Konzessionsfläche eine einheitliche Definition zugrunde gelegt; bei allen Periodenvergleichen wurden zudem die absoluten relativen Veränderungen beider Flächenparameter für die Fall 2-Abgrenzung berücksichtigt.

In den Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation wurden Anforderungen für eine valide Prognose des Xgen durch eine vergangenheitsbasierte Berechnung aufgeführt. Diese beinhalten, dass „die vergangenheitsbezogenen Sachverhalte und Entwicklungen („tatsächlichen Gegebenheiten“) durch die verwendeten Daten korrekt abgebildet werden und die verwendeten Datenjahre des Berechnungszeitraums repräsentativ für die Datenjahre des Anwendungszeitraums sind“. Zur „empirischen“ Überprüfung der Xgen-Prognosen vergleichen die Netzbetreiber den prognostizierten Xgen der Festlegung für die dritte Regulierungsperiode (1,35 %) mit dem realisierten Xgen seit der Festlegung der dritten Regulierungsperiode (0,19 %) und leiten daraus eine Überschätzung des Xgen ab.

Aus Sicht der Beschlusskammer hat eine Überprüfung des vorgetragenen Prognosefehlers über einen Zeitraum von nur einer Regulierungsperiode wie bereits ausgeführt nahezu keine Aussagekraft. Eine generelle Über- oder Unterschätzung des Xgen kann aus einer einzigen Regulierungsperiode nicht beurteilt werden, vgl. dazu die parallelen Erwägungen zum Törnqvist-Index unter D.II.1.e).

#### **h) Sensitivitätsanalysen**

Das von der Beschlusskammer weiterhin als sachgerecht erachtete Vorgehen bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors anhand der Malmquist-Methode wurde in der Vergangenheit kritisch hinterfragt. Als Beispiele hierzu können die Annahme der Skalenerträge in der DEA, die Ausgestaltung der SFA oder die Anwendung der Mittelwertbildung zur Aggregation von Ergebnissen genannt werden. An dieser Stelle werden die Ergebnisse mehrerer Sensitivitätsanalysen vorgestellt und diskutiert.

Im Rahmen der insoweit vergleichbaren Verfahren zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die dritte Regulierungsperiode wurde moniert, dass die Ausreißerbereinigung mittels Trimming zu Verzerrungen führen könne. Es komme zu einer schiefen Verteilung der individuellen Frontier Shifts. Daher müsse die Aggregation mittels Quantilen und nicht über eine einfache Durchschnittsbildung erfolgen, da ansonsten extrem hohe individuelle Frontier Shifts das Ergebnis nach oben verzerren würden. Ein möglicher Ansatz, der im Vergleich zu der Durchschnittsbetrachtung robuster gegen Ausreißer und extreme Werte ist, stellt die Anwendung des Medians als 50 %-Quantil dar. Wird im Schritt 1b der Median und nicht der Mittelwert herangezogen, kommt es zu einer nicht nennenswerten Erhöhung des finalen Ergebnisses für den Xgen von 0,8588 % auf 0,8630 %.

Im Rahmen einer weiteren Sensitivitätsberechnung wird überprüft, ob sich die im Rahmen der DEA getroffenen Annahmen auf das Gesamtergebnis für den Xgen auswirken und wenn ja, wie stark der Wert variiert. So wurde im Rahmen mehrerer Gerichtsverfahren zum Xgen für die dritte Regulierungsperiode gerügt, dass der Ansatz unterschiedlicher Skalenerträge (in Anlehnung an die statischen Effizienzvergleiche) im dynamischen Kontext nicht dem Stand der Wissenschaft entspreche und vielmehr durchgängig konstante Skalenerträge unterstellt werden müssen, um so eine Überschätzung des Xgen zu vermeiden. Die Sensitivitätsrechnung mit durchgehend konstanten Skalenerträgen deutet auf ein sehr robustes Ergebnis hin. Unter Zugrundelegung konstanter Skalenerträge bei den Modellen für die erste und zweite Regulierungsperiode würde der finale Xgen lediglich von 0,8588 % auf 0,8489 % sinken. Demnach liegt keine empirische Evidenz vor für eine relevante Verzerrung, wenn im Rahmen der DEA dem Ansatz unterschiedlicher Skalenerträge gemäß den statischen Effizienzvergleichen gefolgt wird.

Im Hinblick auf die SFA wird in einem ersten Schritt überprüft, ob die durchgängige Anwendung der Halbnormalverteilung, wie in der vorliegenden Festlegung, zu signifikant unterschiedlichen Ergebnissen führt als der im Rahmen der Ermittlung des Xgen für die dritte Re-

gulierungsperiode verfolgte Ansatz, bei dem vorrangig die Exponentialverteilung zur Anwendung gekommen ist, während die Halbnormalverteilung lediglich bei Konvergenzproblemen zur Anwendung kam. Die Zugrundelegung unterschiedlicher Verteilungsannahmen führt zu einem Wert von 0,8583 % und hat praktisch keinen Einfluss auf den Xgen (lediglich auf die vierte Nachkommstelle). Anders verhält es sich bei der Überprüfung der von der Beschlusskammer als sachgerecht empfundene Methodik der SFA und der Frage nach der expliziten Modellierung des Ineffizienzterms. Zu diesem Zweck wurden im Rahmen einer Sensitivitätsrechnung auch Modelle mit einer zeitvariablen Ineffizienzverteilung, jedoch ohne Zeitinteraktionsterme geschätzt.<sup>103</sup> Solche Modelle wurden im Rahmen der Gerichtsverfahren zum Xgen Strom für die dritte Regulierungsperiode als eine mögliche und aus Sicht der Beschwerdeführerin eine sachgerechte Alternative zur Schätzung des Frontier Shift mittels SFA präsentiert. Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsrechnung lassen sich wie folgt zusammenfassen. Erstens, der finale Wert für den Xgen sinkt von 0,8588 % auf 0,7217 % unter der Annahme der Halbnormalverteilung bzw. auf 0,7089 % unter der Annahme der Exponentialverteilung. Vor dem Hintergrund, dass im Rahmen dieser Sensitivitätsanalyse die SFA-Methodik wesentlich verändert wurde (Modellierung des Ineffizienzterms über die Zeit und Weglassen von Zeitinteraktionstermen), lässt sich der Effekt auf das Endergebnis als relativ gering einstufen. Zweitens, diese Ergebnisse werden unter Einbeziehung der Fälle erzielt, in denen die zugrundeliegende Maximum Likelihood-Funktion nicht konvergiert. Bei der Halbnormalverteilung gilt dies für 17 % der geschätzten Fälle und bei der Exponentialverteilung für 25 % der geschätzten Fälle. Flexiblere Modelle konvergieren sogar noch seltener (unter Zugrundelegung der trunkierten Normalverteilung und einer einfachen Modellierung der Varianz des Ineffizienzterms mit der Zeit konvergiert die zu schätzende Funktion lediglich in zwei Drittel der 24 betrachteten Fälle). Drittens, die Ergebnisse dieser SFA-Spezifikationen unterscheiden sich deutlich von den Ergebnissen der DEA, bei welcher eine individuelle Schätzung des Aufholeffektes erfolgt. Im Gegensatz dazu liegt der durchschnittliche Frontier Shift aus der im Rahmen dieser Festlegung angewandten SFA-Spezifikation, die aus Sicht der Beschlusskammer als sachgerecht erachtet wird, viel näher am durchschnittlichen Frontier Shift aus der DEA, welche eine explizite Trennung von Frontier Shift und Catch-up erlaubt. Aus diesem Grund werden SFA-Modelle mit einer zeitvariablen Ineffizienzverteilung nicht weiterverfolgt und nicht als sachgerecht erachtet.

Im Rahmen der insoweit vergleichbaren Verfahren zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die dritte Regulierungsperiode wurde die Zuordnung von Netzbetreibern zwischen zwei benachbarten Regulierungsperioden kritisch hinterfragt. Insbesondere sei die Aggregation von Teilnetzen nicht vollständig nachvollziehbar und die Aggregation von bestimmten Parametern wie zum Beispiel Jahreshöchstlasten sachlich nicht richtig. Vor diesem Hintergrund wird in der nächsten Sensitivitätsrechnung überprüft, ob das Gesamtergebnis von der Berücksichtigung von aggregierten Netzen nennenswert beeinflusst wird. Zu diesem Zweck werden aus den entsprechenden Datensätzen alle Netzbetreiber bzw. Teilnetze entfernt, bei denen eine Aggregation von Teilnetzen erforderlich wäre. Die Ergebnisse des Frontier Shift verändern sich in der Sensitivitätsbetrachtung nicht wesentlich (der Xgen sinkt um 0,0207 Prozentpunkte auf 0,8381 %), so dass mögliche Verzerrungen durch Unschärfen bei der Aggregation einzelner Parameter als nicht relevant eingestuft werden. Die Abwägung bei der Definition der zu betrachtenden Grundgesamtheit fällt daher zu Gunsten einer breiteren Datengrundlage aus.

Des Weiteren wurde untersucht, inwiefern Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet einen nennenswerten Einfluss auf das Malmquist-Ergebnis für den Xgen haben. Im Rahmen der Beschwerdeverfahren zum Xgen Strom für die dritte Regulierungsperiode wurde unter Hinweis auf die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zum Effizienzvergleich in den Verfahren EnVR 43/22 und EnVR 44/22 vorgetragen, dass mit der SFA eine rechtswidrige Metho-

---

<sup>103</sup> An dieser Stelle soll erwähnt werden, dass teilweise die Programme einer Beschwerdegegnerin genutzt wurden, die im Rahmen einer Beschwerdebeurteilung zum Xgen Strom der dritten Regulierungsperiode zur Verfügung gestellt worden sind.

dik zur Anwendung gekommen sei, weil diese so ausgestaltet sei, dass kein Verteilernetzbetreiber in der Lage sei, einen Effizienzwert von 100 % zu erreichen. Diese Rüge hat der Bundesgerichtshof bereits in seiner Entscheidung vom 30.01.2024 im Verfahren EnVR 36/22 abschließend zurückgewiesen und klargestellt, dass die Rechtsprechung zum Effizienzvergleich auf die zur Bestimmung des Produktivitätsfaktors herangezogene Malmquist-Methode nicht zu übertragen ist.<sup>104</sup> Der Ausschluss sämtlicher Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet aus den Berechnungen führt zu einer Reduktion des Xgen um 0,0070 Prozentpunkte auf 0,8518 %. Dies bestätigt erneut die Robustheit des anhand der Hauptspezifikation ermittelten Malmquist-Wertes i.H.v. 0,8588 %. Im Rahmen der Konsultation wurde von den Marktteilnehmern gefordert, dass die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet aus den Malmquist-Berechnungen ausgeschlossen werden, um Verzerrungen bei der Berechnung des Xgen durch diese zu vermeiden. Ein Ausschluss von Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet ist nach Auffassung der Beschlusskammer jedoch aus mehreren Gründen nicht sachgerecht. Erstens wurde die Gruppe der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet im Effizienzvergleich der Stromverteilernetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode im Hinblick auf das Urteil des Bundesgerichtshofs (s. oben) umfassend untersucht und es konnte keine systematische Bevorzugung dieser Gruppe gegenüber dem Rest der Verteilernetzbetreiber festgestellt werden. Zweitens sind die methodenspezifischen Ausreißeranalysen der DEA und der SFA fester Bestandteil der Ermittlung des Produktivitätsfaktors anhand des Malmquist-Indexes, deren Anwendung gewährleistet, dass die resultierende Effizienzgrenze sowie die Verschiebung derer von Netzbetreibern signifikant beeinflusst werden, die sich von den anderen wesentlich unterscheiden.

Im Rahmen der Konsultation wurde von einigen Netzbetreibern kritisiert, dass im Datensatz RP23 E.ON-Netzbetreiber enthalten wären, die strukturell nicht miteinander vergleichbar seien. Um eine Verzerrung des anhand des Malmquist-Index ermittelten Xgen aus der Übertragung des HS-Anlagenbestands der E.ON Netz GmbH auf andere Netzbetreiber aus dem E.ON-Konzern zu vermeiden und eine Vergleichbarkeit zwischen den beiden Datenpunkten RP2 und RP3 herzustellen, wird seitens der Marktteilnehmer gefordert, dass die betroffenen E.ON-Netzbetreiber entweder aus den RP23 Malmquist-Berechnungen ausgeschlossen werden oder zu einem virtuellen Netz entsprechend in RP2 und RP3 aggregiert werden. Aufgrund dieses Vortrags hat die Bundesnetzagentur weitere Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Im Rahmen der ersten Alternative werden folgende Netzbetreiber bei der Schätzung der Effizienzgrenzenverschiebung zwischen der zweiten und der dritten Regulierungsperiode nicht berücksichtigt: E.ON Netz GmbH (10003254), Bayernwerk Netz GmbH (10010463), Schleswig-Holstein Netz AG (10003299) und Avacon Netz GmbH (10010461). Dies führt dazu, dass der finale Xgen marginal von 0,8588 % auf 0,8494 % sinken würde. Im Rahmen der zweiten Alternative werden die soeben genannten Netzbetreiber jeweils in der zweiten und dritten Regulierungsperiode zu einem virtuellen Netzbetreiber aggregiert. In dieser Spezifikation würde der finale Xgen marginal auf 0,8637 % steigen. Beide Alternativen dieser Sensitivitätsanalyse bestätigen somit die Robustheit der Grundspezifikation und zeigen, dass die Netzübergänge innerhalb des E.ON-Konzerns keinen relevanten Effekt für die Ermittlung des Malmquist-Xgen haben.

Abschließend wurde analysiert, ob das Auswahlkriterium, welches Fall 2 zugrunde liegt, einen signifikanten Effekt auf das Malmquist-Ergebnis hat. Wie bereits oben beschrieben, werden für den zweiten Fall nur solche Netze betrachtet, bei denen sich Konzessionsfläche oder versorgte Fläche um nicht mehr als 10 % zwischen den jeweiligen Regulierungsperioden verändert haben. Das bedeutet, Netzbetreiber gehen in die Berechnungen für Fall 2 ein, wenn die zeitliche Veränderung bei einem der beiden Flächenkonzepte unter 10 % liegt. Denkbar wäre jedoch auch die Auswahl derjenigen Netzbetreiber für den Fall 2, bei denen sich sowohl Konzessionsfläche, als auch versorgte Fläche um weniger als 10 % geändert haben. Die Kombination aus beiden Flächenkonzepten als Auswahlkriterium führt zu einer deutlich reduzierten Stichprobe für Fall 2 (129 statt 158 Beobachtungen in RP12; 121 statt

<sup>104</sup> BGH, Beschluss vom 30.01.2024, EnVR 36/22, Rn. 81 ff., Juris.

146 Beobachtungen in RP23; 153 statt 175 Beobachtungen in RP34), jedoch zu einer leichten Erhöhung des Malmquist-Wertes um 0,0415 Prozentpunkte auf 0,9003 %. Diese Sensitivitätsanalyse deutet auf die Robustheit des anhand der Malmquist-Methode bereits ermittelten Wertes hin, da eine starke Änderung in der Anzahl der Beobachtungen keinen nennenswerten Einfluss auf das Endergebnis hat. Auch wurden mit diesem Auswahlkriterium für Fall 2 alle übrigen Sensitivitätsanalysen wiederholt durchgeführt (siehe oben). Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Sensitivitätsanalysen unter Zugrundelegung der Kombination aus beiden Flächenkonzepten zu keinen Änderungen in den bereits gezogenen Schlussfolgerungen führen. Die Beschlusskammer erachtet es daher als sachgerecht, wenn im Fall 2 weiterhin Netzbetreiber berücksichtigt werden, bei denen sich Konzessionsfläche oder versorgte Fläche um nicht mehr als 10 % zwischen den jeweiligen Regulierungsperioden verändert haben. Dieses Selektionskriterium stellt sicher, dass systematische Datenungenauigkeiten die Stichprobe für Fall 2 nicht verzerren und diese nicht unnötig verkleinern.

Im Rahmen der Konsultation wurde von den Marktteilnehmern die mangelnde Transparenz bei den Malmquist-Sensitivitätsanalysen kritisiert. Diese Kritik kann nicht nachvollzogen werden. Erstens wurden die unterschiedlichen Sensitivitätsanalysen bereits in der Konsultationsfassung ausführlich beschrieben. Es wurden im Vergleich zu der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die dritte Regulierungsperiode zahlreiche weitere Sensitivitätsanalysen durchgeführt. So wurde getestet, ob die Annahme der Skalenerträge im Rahmen der DEA, die Modellspezifikation und die Verteilungsannahmen des Ineffizienzterms im Rahmen der SFA eine signifikante Rolle spielen, ob der Ausschluss zweierlei Gruppen Netzbetreiber (Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet sowie aggregierte Netze) das Endergebnis nennenswert beeinflussen und ob das Ergebnis robust gegenüber einer alternativen Aggregation der Zwischenergebnisse ist. Zweitens lässt sich jede dieser Sensitivitätsanalysen mit Hilfe der von der Beschlusskammer bereits veröffentlichten Programmcodes von einer sachkundigen Person implementieren. Die Überprüfung der Ergebnisse hinsichtlich der Annahme der Skalenerträge erfordert lediglich die Änderung der Option *ndrs* auf *crs* für RP12 und RP23 mit dem Modell der zweiten Regulierungsperiode. Gleiches gilt bei der Überprüfung der Verteilungsannahme des Ineffizienzterms bei der SFA (Änderung von *hno* auf *exp*). Um zu überprüfen, ob der Ausschluss diverser Netzbetreibergruppen das Endergebnis signifikant beeinflusst, ist lediglich eine entsprechende Anpassung der Stichprobe im Stata-Programm PFS4\_Analysedaten.do erforderlich und seitens der Beschlusskammer bereits so hinterlegt, dass eine sachkundige Person lediglich eine auskommentierte Zeile freischalten müsste. Zuallerletzt ist die von den Marktteilnehmern geforderte explizite Zeitmodellierung des Ineffizienzterms im Rahmen der SFA bereits im Programm PFS4\_Malmquist\_SFA\_VNB.do enthalten, sodass an dieser Stelle seitens der Marktteilnehmer kein zusätzlicher Programmieraufwand entsteht. Im Gegenteil, die Ergebnisse werden zusammen mit der von der Beschlusskammer präferierten SFA Spezifikation zur Verfügung gestellt. Des Weiteren wird im Rahmen des Stata-Programms PFS4\_Output\_VNB.do die Verteilung einzelner SFA- und DEA-Ergebnisse zur Effizienzgrenzenverschiebung ausgewiesen, so dass daraus diverse statistische Kennzahlen (Mittelwert, Median, Standardabweichung) hergeleitet werden können.

Des Weiteren wurde seitens der Marktteilnehmer vorgetragen, dass die von der Beschlusskammer durchgeführten Sensitivitäten im Einzelnen einen relativ geringen Effekt auf die Höhe des rechnerisch ermittelten Malmquist-Wertes hätten und voneinander unabhängig seien. An dieser Stelle wird gefordert, den kumulativen Effekt der durchgeführten Sensitivitätsanalysen zu ermitteln und transparent auszuweisen. Die Berechnung eines kumulativen Effektes erachtet die Beschlusskammer aus mehreren Gründen für nicht zielführend und nicht sachgerecht. Erstens dienen die im Rahmen dieses Abschnitts durchgeführten Sensitivitätsanalysen zur Überprüfung der Robustheit und der Verlässlichkeit des erzielten Ergebnisses einer Benchmark-Spezifikation. Im Vordergrund steht hier die Überprüfung einzelner Auswirkungen im Rahmen der Schätzung oder Modellierung einzelner Annahmen. Zweitens, je mehr einzelne Szenarien durchgerechnet werden, desto mehr Kombinationen ergeben sich für die Ermittlung eines kumulativen Effektes. Die Auswahl der zu untersuchenden Kombination

einzelner Szenarien hätte keine fundierte Begründung und würde nicht anhand objektiver Kriterien, sondern lediglich anhand des Ergebnisses einzelner Szenarien erfolgen. So lässt sich im Voraus nicht sagen, ob zum Beispiel die Modellierung des Ineffizienzterms unter Ausschluss der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet gegenüber der Analyse ohne aggregierte Netze und unter Zugrundelegung konstanter Skalenerträge in der DEA bevorzugt untersucht werden sollte.

### **3. Ableitung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors**

Der Törnqvist- sowie der Malmquist-Index stellen international anerkannte wissenschaftliche Methoden zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors dar. Der Bundesgerichtshof hat mittlerweile mehrfach – zuletzt etwa mit Beschlüssen vom 30.01.2024 (EnVR 32/22 und EnVR 36/22 – bestätigt, dass die von der Beschlusskammer herangezogenen Methoden nach Törnqvist und Malmquist zu den wissenschaftlich anerkannten Methoden zur Ermittlung von Produktivitätsentwicklungen zählen. Der Bundesgerichtshof führte weiter aus, dass Gesetz und Verordnung keine bestimmte Methode vorschreiben, sondern die Wahl einer sachgerechten Methode der Regulierungsbehörde überlassen. Auch die derzeitige Bewertung der Methoden unter den Rahmenbedingungen der vierten Regulierungsperiode durch die Beschlusskammer hat – im Einklang mit der gutachterlichen Bewertung – ergeben, dass beide Methoden für die Ermittlung des Xgen nach wie vor geeignet sind. Die Beschlusskammer bringt daher im Rahmen des ihr zustehenden Ermessens auch für die Bestimmung des Xgen für die vierte Regulierungsperiode die Törnqvist- und die Malmquist-Methode in der in der vorliegenden Festlegung ausführlich beschriebenen und begründeten Ausgestaltung zur Anwendung.

Auf Grundlage des Malmquist-Indexes wurde ein Xgen in Höhe von 0,86 % berechnet. Der Xgen bei der Törnqvist-Methode wurde mit 1,11 % berechnet. Die unterschiedlichen Ergebnisse können sowohl durch die Methodik als auch im Wesentlichen durch die Datengrundlage und die unterschiedlichen Stützintervalle begründet werden.

Das sich ergebende Wertespektrum wird in der ausgewiesenen Bandbreite von der Beschlusskammer als plausibel erachtet. Mithin ergibt sich mit Hilfe der genannten Methoden eine plausible Bandbreite von 0,86 % bis 1,11 % für den festzulegenden Xgen.

In einigen Konsultationsbeiträgen wird argumentiert, dass bei Auswahl alternativer Stützintervalle das Törnqvist-Ergebnis unter dem Malmquist-Ergebnis läge. Daher müssten diese Ergebnisse das untere Ende der plausiblen Bandbreite bilden. Allerdings spannen nicht die im Rahmen der beiden herangezogenen Methoden jeweils denkbaren niedrigsten oder höchsten Werte die Bandbreite für das von der Beschlusskammer als plausibel erachtete Wertespektrum auf, sondern die von der Beschlusskammer in Ausübung ihres Beurteilungsspielraums innerhalb dieser Methoden sachgerecht ermittelten Ergebnisse. Aus den zur Begründung des Stützintervalls ersichtlichen Gründen hält die Beschlusskammer das längstmögliche Stützintervall als am besten zur Abbildung der langfristigen netzwirtschaftlichen Entwicklung geeignet. Dem gewählten Stützintervall für diesen Zweck unterlegene alternative Betrachtungszeiträume spielen für die Bestimmung der Bandbreite daher folgerichtig keine Rolle.

Der Malmquist-Index ermöglicht gegenüber dem Törnqvist-Index eine Unterscheidung zwischen Frontier Shift und Catch-up. Demgegenüber beruht der Törnqvist-Index auf einer umfassenderen Datengrundlage. Vor diesem Hintergrund und unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Bedeutung des Xgen sieht es die Beschlusskammer im Rahmen der sonstigen für die vierte Regulierungsperiode angewendeten Instrumente und Rahmenbedingungen zur Sicherstellung eines validen, aber auch erreichbaren und übertreffbaren Wertes als angemessen an, sich für die Ermittlung des Xgen für Elektrizitätsversorgungsnetze weiterhin am unteren Rand der genannten – noch plausiblen – Bandbreite zu orientieren. Im Rahmen der Konsultation wurde aus Verbrauchersicht argumentiert, dass die Festlegung des Produktivi-

tätsfaktors am unteren Rand der Bandbreite nicht sachgerecht sei, da dies zu Lasten der Netznutzer ginge. Stattdessen müsse eine Mittelwertbildung erfolgen.

Die Beschlusskammer hält eine Orientierung am unteren Rand der Bandbreite aus den genannten Gründen weiterhin für angemessen. Auf diese Weise wird etwaigen auch von den Netzbetreibern vorgetragenen Restunsicherheiten gesondert Rechnung getragen. Die ermittelten Werte liegen in der genannten Bandbreite gesichert vor.

An dieser Rechtsauffassung hält die Kammer jedenfalls zum jetzigen Zeitpunkt für den zu entscheidenden Sachverhalt fest. In künftigen Entscheidungen kann eine durch die regulatorische Praxis zunehmende Methodensicherheit auch andere Bewertungen zulassen. Eine sich ändernde Bandbreite der Ergebnisse kann ebenso zu berücksichtigen sein wie eine sich ändernde Prognose hinsichtlich des Eintretens der festzulegenden Werte.

Die Beschlusskammer sieht jedoch, anders als noch bei der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts für Elektrizitätsversorgungsnetze für die dritte Regulierungsperiode, keine Anhaltspunkte für die Gewährung eines zusätzlichen Abschlags, da die Beschlusskammer den Produktivitätsfaktor Strom nun bereits zum zweiten Mal nach wissenschaftlichen Methoden festlegt. Ein solcher, einseitig zugunsten der Netzbetreiber wirkender Abschlag ist aus Sicht der Beschlusskammer – auch unter Berücksichtigung der Interessen der Netznutzer – nicht mehr gerechtfertigt. Die beiden angewandten Methoden in ihren jeweiligen konkreten Ausgestaltungen wurden im Nachgang zur Festlegung für die dritte Regulierungsperiode umfassend in diversen Gerichtsverfahren beleuchtet, wissenschaftlich, ökonomisch und juristisch diskutiert und schließlich mehrfach höchstrichterlich bestätigt. Die höchstrichterliche Bestätigung beruhte auch nicht, wie in einigen Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation insinuiert wird, lediglich auf der Gewährung eines doppelten Sicherheitsabschlags zugunsten der Netzbetreiber, einmal durch Orientierung am unteren Rand der Bandbreite und durch den zusätzlichen Abschlag. Vielmehr hat der Bundesgerichtshof den Sicherheitsabschlag lediglich als zusätzliche Hilferwägung herangezogen, nachdem er die verwendeten Methoden und damit die daraus resultierenden Ergebnisse ausdrücklich als rechtmäßig bestätigt hat.<sup>105</sup>

Bei der Festlegung für die vierte Regulierungsperiode hat die Beschlusskammer sich erneut mit gutachterlicher Unterstützung mit dem aktuellen Stand der Wissenschaft sowie den bekannten Kritikpunkten auseinandergesetzt. Die Verwendung zweier Methoden zur Bestimmung des Produktivitätsfaktors sowie die Orientierung am unteren Rand der plausiblen Ergebnisse stellt aus Sicht der Beschlusskammer hinreichend sicher, dass ein valider Wert ermittelt wird.

Dem Hinweis in der Konsultation darauf, dass im europäischen Ausland niedrigere Werte – auch im Hinblick auf die Energiewende – festgelegt worden seien, ist entgegenzuhalten, dass ein Vergleich mit anderen Ländern irreführend ist, da zwischen den Ländern die Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklungen nicht unbedingt gleich verlaufen müssen und zudem der Regulierungsrahmen gesamthaft und nicht selektiv in Bezug auf einzelne Instrumente zu betrachten ist. Die Aufgabe des Produktivitätsfaktors ist zudem, die sachgerechte Weiterentwicklung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode sicherzustellen. Er stellt kein Förderinstrument zur Finanzierung der Energiewende dar.

Anders als bei der Festlegung für die dritte Regulierungsperiode sind nach den vorläufigen Ergebnissen keine eklatanten Abweichungen zum Gassektor zu beobachten, sodass keine unbeabsichtigten Brüche zwischen den Sektoren zu befürchten sind. Selbst wenn sich der konsultierte Wert für den Produktivitätsfaktor noch verändern sollte, bleibt es dabei, dass der Produktivitätsfaktor nun zum zweiten Mal nach wissenschaftlichen Methoden ermittelt wird.

---

<sup>105</sup> Vgl. BGH, Beschluss vom 27.06.2023, EnVR 30/22, Rn 98, Juris.

Sollte es zu abweichenden Ergebnissen im Strom- und Gasbereich kommen, so liegen diese in der unterschiedlichen Produktivitätsentwicklung der beiden Sektoren begründet, die mithilfe des Produktivitätsfaktors sachgerecht abgebildet werden sollen.

**Der anzuwendende generelle sektorale Produktivitätsfaktor wird für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode mit 0,86 % festgelegt.**

#### **E. Öffentliche Bekanntmachung**

Da die Festlegung gegenüber einer Vielzahl betroffener Netzbetreiber erfolgt, ersetzt die Beschlusskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, die Zustellung der Festlegung durch eine öffentliche Bekanntmachung. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (vgl. § 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Festlegung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

**Rechtsbehelfsbelehrung:**

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

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

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

Alexander Lüdtké-Handjery

Stefanie Scheuch

Roman Smidrkal

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzer