



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen EOG Festlegung: BK8-21-01893-1002#2

Beschluss

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

wegen **Aufhebung und Neufestlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode Strom (2024 bis 2028)**

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch den Vorsitzenden Karsten Bourwieg,
den Beisitzer Tobias Henn
und die Beisitzerin Natalie Krank,

gegenüber der inetz GmbH, Straße der Nationen 140, 09113 Chemnitz, vertreten durch die Geschäftsführung,

- Netzbetreiber -

am 26.03.2025 beschlossen:

1. Die unter dem Aktenzeichen BK8-21-01893-1002#1 am 07.06.2024 ergangene Festlegung zu den kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für den Zeitraum vom 01.01.2024 bis zum 31.12.2028 wird aufgehoben. Die unter dem Aktenzeichen BK8-23/067-K getroffene Entscheidung zum Antrag gemäß § 34a Abs. 1 ARegV auf Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund einer besonderen Härte durch den Übergang auf den Kapitalkostenabgleich bleibt unberührt.
2. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2024 bis zum 31.12.2028 gemäß **Anlage 1** dieses Beschlusses festgelegt.
3. Die Beschlusskammer wird den vorliegenden Beschluss, ungeachtet einer zwischenzeitlich eintretenden Bestandskraft, hinsichtlich der zugrunde gelegten Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen anpassen, wenn
 - a. der Netzbetreiber Beschwerde gegen den Beschluss der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen vom 12.10.2021 (BK4-21-055) eingelegt und nicht zurückgenommen hat und
 - b. der Beschluss BK4-21-055 gegenüber dem Netzbetreiber entweder durch eine rechtskräftige Entscheidung oder von der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur aufgehoben und in der Weise abgeändert wird, dass andere Zinssätze festgelegt werden, als dies im ursprünglichen Beschluss BK4-21-055 vorgesehen war.
4. Die Beschlusskammer wird den vorliegenden Beschluss, ungeachtet einer zwischenzeitlich eintretenden Bestandskraft, hinsichtlich des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors anpassen, wenn
 - a. der Netzbetreiber Beschwerde gegen den Beschluss der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur zur Festlegung des

generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Elektrizitätsversorgungsnetze für die vierte Regulierungsperiode vom 20.12.2024 (BK4-24-028) einlegt und nicht zurücknimmt und

- b. der Beschluss BK4-24-028 gegenüber dem Netzbetreiber entweder durch eine rechtskräftige Entscheidung oder von der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur aufgehoben und in der Weise abgeändert wird, dass ein anderer genereller sektoraler Produktivitätsfaktor festgelegt wird, als dies im ursprünglichen Beschluss vorgesehen war.
5. Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Gründe

I.

Die Beschlusskammer hat mit E-Mail vom 03.02.2025 gemäß § 2 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur Neufestlegung der Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV eingeleitet. Dieses Verfahren betrifft die Aufhebung und Neubescheidung der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für den Zeitraum vom 01.01.2024 bis zum 31.12.2028, die unter dem Aktenzeichen BK8-21-01893-1002#1 am 07.06.2024 erfolgte. Die Aufhebung und Neubescheidung erfolgt vor dem Hintergrund einer Anpassung des Effizienzwerts zugunsten des Netzbetreibers. Aufgrund eines Fehlers in der Kostenbasis eines dritten Netzbetreibers hat sich der Effizienzwert des Netzbetreibers um mindestens 0,1 Prozentpunkte verändert.

1. **Adressat der Festlegung**

Die inetz GmbH ist Betreiberin des Stromversorgungsnetzes im Stadtgebiet Chemnitz sowie in der Gemeinde Amtsberg und hat ihren Sitz in Chemnitz. Sie betreibt neben Strom die Sparten Gas, Fernwärme, Wasser und Messwesen. Hierfür pachtet die inetz GmbH von der Netzeigentümerin eins energie in sachsen GmbH & Co.KG die jeweiligen Anlagen zur Stromverteilung. Das betriebene Stromnetz umfasst gemäß der Veröffentlichung nach § 23c EnWG ca. 2.200 km Leitungen, hat 172.269 Entnahmestellen und versorgt 226.727 Einwohner. Zudem kauft die inetz GmbH von ihrer Gesellschafterin eins energie in sachsen GmbH & Co.KG Dienstleistungen ein.

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

Zum Zwecke der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers hat die Beschlusskammer gemäß § 6 Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durchgeführt. Die erforderlichen Kostendaten des Netzbetreibers wurden von der Bundesnetzagentur erhoben.

Die von der Beschlusskammer geprüften Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 01.12.2022 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 16.01.2023 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Stellung genommen.

Zudem hatte der Netzbetreiber die Möglichkeit, die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV an den Gesamtkosten gemäß § 6 Abs. 1 ARegV anzugeben.

Unter Berücksichtigung der Stellungnahme des Netzbetreibers sowie seiner Ausführungen in der mündlichen Anhörung vom 14.03.2024 wurden dem Netzbetreiber die geprüften Gesamtkosten über das Energiedatenportal am 18.04.2024 erneut mitgeteilt.

3. Ermittlung von Vergleichsparametern gemäß § 13 Abs. 3 ARegV

Um einen Effizienzvergleich gemäß § 12 Abs. 1 ARegV durchführen zu können, hat die Bundesnetzagentur Vergleichsparameter gemäß § 13 Abs. 3 ARegV ermittelt. Hierfür war eine Strukturdatenabfrage bei allen Netzbetreibern vorzunehmen, die keine Genehmigung zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren gemäß § 24 Abs. 4 S. 3 ARegV erhalten hatten. Die erforderlichen Strukturdaten der Netzbetreiber wurden von der Bundesnetzagentur auf Grundlage der Festlegung vom 11.02.2022 (BK8-21/009-A) erhoben. Die Übermittlung der Strukturdaten hatte bis zum 30.04.2022 zu erfolgen.

Vor der förmlichen Verfahrenseröffnung zur Datenerhebung wurde insbesondere mit energiewirtschaftlichen Verbänden der Inhalt der Datenabfrage für die vierte Regulierungsperiode erörtert und die technische Qualität des Erhebungsbogens geprüft. Hier hat die Bundesnetzagentur den Datenerhebungsprozess und geplante Änderungen gegenüber der dritten Regulierungsperiode vorgestellt. Im Anschluss wurde ein Pretest-Erhebungsbogen versendet. Zu diesem konnten bis zum 28.09.2021 Anmerkungen übermittelt werden. Die Erkenntnisse aus diesem Prozess sind in das Konsultationsdokument eingeflossen. Darüber hinaus wurden im

Erhebungsbogen bereits Altdaten- und Konsistenzprüfungen implementiert. Weiterhin hat die Bundesnetzagentur am 05.04.2022 ein Webinar durchgeführt, um Fragen zur Befüllung des finalen Erhebungsbogens sowie zu Datendefinitionen zu beantworten. Die Netzbetreiber hatten sowohl im Vorfeld als auch während der Veranstaltung die Möglichkeit, Fragen zu stellen. Die Fragen und dazugehörigen Antworten wurden im Nachgang auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Die Bundesnetzagentur hat die von den Netzbetreibern übermittelten Daten einer umfassenden Konsistenz- und Plausibilitätskontrolle unterzogen. Netzbetreiber wurden im Falle beobachteter Inkonsistenzen oder unplausibler Datenübermittlungen aufgefordert, diese zu erläutern und ggf. korrigierte Daten zu übermitteln. Schließlich wurden die Daten an ein externes Beraterkonsortium, unter Federführung von Swiss Economics, SUMICSID und der RWTH Aachen zwecks weiterer Prüfungen und Parameterermittlung gesendet.

Im Rahmen des Verfahrens wurden die nicht anonymisierten Daten aller Netzbetreiber am 19.10.2022, 30.01.2023, 04.09.2023 sowie 08.12.2023 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur gemäß § 23b Abs. 1 S. 1 Nr. 7 EnWG veröffentlicht. Hierüber wurden die Netzbetreiber vorab informiert. Zum 19.10.2022 erfolgte die Veröffentlichung der reinen Strukturparameter. Zum 30.01.2023 wurden zusätzlich die gebietsstrukturellen Daten berücksichtigt und zum 04.09.2023 wurden ebenfalls die Aufwandsparemeter veröffentlicht. Am 08.12.2023 erfolgte eine erneute Veröffentlichung der aktualisierten Struktur- und Aufwandsparemeter sowie der gebietsstrukturellen Daten mit dem Stand vom 13.11.2023. Die Datenveröffentlichungen erfolgten, um den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, die Datenqualität des gesamten Datensatzes zu prüfen und die Bundesnetzagentur über eventuelle Auffälligkeiten, auch im Quervergleich, im Datensatz zu informieren. Im Zeitraum vom März 2023 bis Juli 2023 wurden den Netzbetreibern individuelle Datenquittungen zur Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und Gebietseigenschaften gemäß § 13 Abs. 3 ARegV übersandt. Den Netzbetreibern wurde nach Übersendung der Datenquittungen Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Im Rahmen der Plausibilisierung wurden eventuelle Datenunstimmigkeiten

mit den Netzbetreibern geklärt und gegebenenfalls durch den Netzbetreiber korrigiert. In einem Fall hat die Bundesnetzagentur die übermittelten Daten von Amts wegen angepasst. Bei den Schreiben zur Datenquittung wurde jeweils darauf hingewiesen, dass die Bundesnetzagentur im Falle einer unterbleibenden Äußerung die in den Datenquittungen enthaltenen Strukturdaten der Ermittlung der Parameter zur Bestimmung der Effizienzwerte zugrunde legen wird.

Am 21.09.2023 fand eine Konsultationsveranstaltung für die Netzbetreiber und die berührten Wirtschaftskreise statt, die das methodische Vorgehen und eine Auswahl von aus Sicht des Gutachterkonsortiums geeigneten Modellvorschlägen zum Gegenstand hatte. Es wurden keine individuellen Effizienzwerte vorgestellt. Die Netzbetreiber und berührten Wirtschaftskreise erhielten die Gelegenheit, zu dem methodischen Vorgehen und den vorgestellten Modellvorschlägen Stellung zu nehmen.

Im Nachgang zur Konsultationsveranstaltung vom 21.09.2023 erfolgte eine weitere Plausibilitätskontrolle eines Strukturparameters. Im Rahmen dieser Überprüfung wurden 126 Netzbetreiber kontaktiert, bei denen auffällige Werte vorlagen. Hierbei kam es zu zahlreichen Veränderungen innerhalb eines Vergleichsparameters (Parameter „yInstalled.Power.solar.APFI“). Die Bundesnetzagentur hat am 08.12.2023 eine erneute Datenveröffentlichung vorgenommen. Diese Daten bilden die Grundlage für die Bestimmung des Effizienzvergleichsmodells und das begleitende Gutachten und die Datenveröffentlichung umfasste 198 Netzbetreiber.

4. Effizienzvergleichsmodell und Ausgestaltung der Methoden gemäß Anlage 3 ARegV

Das Gutachterkonsortium Swiss Economics SE AG, SUMICSID Group SPRL und das Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen hat auf Grundlage der erhobenen Daten ein Effizienzvergleichsmodell entwickelt. In der Konsultationsveranstaltung gemäß § 12 Abs. 1 S. 2 ARegV zur Ausgestaltung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden zur Effizienzwertermittlung vom 21.09.2023 wurde das methodische Vorgehen und eine Auswahl von aus Sicht des Gutachterkonsortiums geeigneten Modellvorschlägen vorgestellt,

ohne dass individuelle Effizienzwerte genannt wurden. Den Wirtschafts- und Verbrauchervertretern wurde die Möglichkeit zur schriftlichen Stellungnahme eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind insgesamt 15 Stellungnahmen eingegangen.

In den Stellungnahmen wurde insbesondere vorgetragen, dass das zu wählende Effizienzvergleichsmodell die Heterogenität der Netzbetreiber berücksichtigen müsse. Dies könnten kompakte Effizienzvergleichsmodelle mit relativ wenigen Parametern nicht gewährleisten. Auch spiegle das zunehmende Ausmaß dezentraler Erzeugung die gestiegene Heterogenität der Versorgungsaufgaben wider. Die ausreichende Berücksichtigung der Heterogenität könne nur durch entsprechende Vergleichsparameter und eine sachgerechte Ausgestaltung der Ausreißeranalyse gewährleistet werden.

Hinsichtlich der Ausreißeranalyse wurde vorgetragen, dass die Anwendung der Dominanzanalyse im Rahmen der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA) aus methodischer Sicht nicht vertretbar sei. Weiterhin müsse die Supereffizienzanalyse mehrfach durchgeführt werden, damit verdeckte Ausreißer oder „Masking“-Effekte wirkungsvoll eliminiert werden könnten und keine übermäßigen Effizienzvorgaben resultierten. Außerdem solle eine vorgelagerte Ausreißeranalyse durchgeführt werden, so dass sichergestellt sei, dass nur strukturell vergleichbare Netzbetreiber miteinander verglichen würden. Insbesondere die Gruppe der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet sei strukturell nicht vergleichbar, da diese ein erheblich größeres Verhältnis von Output zu Kosten aufweisen. Ferner wurde vorgetragen, dass auch Ausreißer nach unten vom Datensatz ausgeschlossen werden sollten, da diese ebenfalls einen erheblichen Einfluss auf die Effizienzgrenze hätten.

Hinsichtlich der Auswahl geeigneter Vergleichsparameter wurde vorgetragen, dass bei der Berücksichtigung der dezentralen Erzeugung nicht nur auf Wind und Solaranlagen abgestellt werden dürfe, sondern auch Fernwärme und KWKG-Anlagen berücksichtigt werden müssten, um alle Facetten der dezentralen Erzeugung zu berücksichtigen. Vereinzelt wurde auch vorgetragen, dass die Strukturparameter der dezentralen Erzeugungsleistung nicht nach Netzebene differenziert werden sollten,

sondern vielmehr nach Energieträger, da die unterschiedlichen Energieträger unterschiedliche Wachstumsdynamiken aufwiesen.

Auch müssten die unterschiedlichen Kosten beim Bau und Betrieb von Leitungen adäquat berücksichtigt werden. Aus diesem Grund wäre eine Aggregation der Leitungslängen über mehrere Spannungsebenen hinweg nicht sachgerecht. Es sollte bei der Auswahl der Vergleichsparameter auch berücksichtigt werden, dass die Kosten beim Bau und Betrieb von Leitungen im städtischen Raum erheblich höher seien.

Auch wurde vermehrt gefordert, dass in der DEA und der Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA) andere Vergleichsparameter verwendet werden könnten, da dies zu einer sachgerechteren Umsetzung des Effizienzvergleichs führe. Es sei grundsätzlich kritisch zu sehen, dass die Anzahl der Netzbetreiber, die ihren best-of-four-Wert aus der DEA-Methode erhalten, mit jeder weiteren Regulierungsperiode abnehme. Die zunehmende Bedeutungslosigkeit der DEA führe gerade bei Netzbetreibern mit klassischer Verteilungsaufgabe dazu, dass ein Effizienzwert von 100 % nicht mehr erreichbar sei. Es dürfe jedoch keine Marginalisierung bzw. Entwertung der DEA stattfinden. Bei der Modellwahl müssten daher auch die Anforderungen der DEA an ein Effizienzmodell berücksichtigt werden.

Eine Effizienzwertbestimmung mittels SFA führe dazu, dass methodenimmanent kein Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 % erreichen könne, da niedrige Ineffizienzen systematisch überschätzt würden. Diesem Problem müsse mit einer Hochskalierung der Effizienzwerte begegnet werden, um so auch den Anforderungen der ARegV an den Effizienzvergleich zu genügen.

Im Hinblick auf allgemeine methodische Fragestellungen wurde vorgetragen, dass die Bundesnetzagentur und das Beraterkonsortium bei der Auswahl der Vergleichsparameter die statistischen Ergebnisse nicht zu stark in den Vordergrund rücken sollten. Vergleichsparameter könnten auch dann in Effizienzvergleichsmodell aufgenommen werden, wenn sie keine statistische Signifikanz aufweisen, solange sie aus ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen plausibel erscheinen. Auch solle

das Problem der Multikollinearität oder die Signifikanz des Ineffizienz-Terms nicht überbewertet werden.

Am 28.03.2024 hat die Bundesnetzagentur den Gutachtenentwurf zum Effizienzvergleich veröffentlicht. Bei der Bundesnetzagentur sind insgesamt 39 Stellungnahmen zum Gutachtenentwurf eingegangen. Hinsichtlich der Einzelheiten wird auf die separate Verfahrensakte beziehungsweise die Veröffentlichungen der Stellungnahmen verwiesen.

In den Stellungnahmen wurde vereinzelt vorgetragen, dass die Signifikanz des Ineffizienzterms im Rahmen der parametrischen Methode (SFA) als Auswahl- und Ausschlusskriterium von Modellen ungeeignet sei. Durch die Auswahl von Modellen, welche dieses Kriterium erfüllen, würden tendenziell eher Modelle mit höherer geschätzter Ineffizienz ausgewählt.

Die seitens der Bundesnetzagentur und des Gutachterkonsortiums vorgenommene prozentuale Hochskalierung im Rahmen der parametrischen Methode verzerre die absolute Verteilung der Effizienzwerte systematisch. Effizientere Netzbetreiber erhielten eine höhere absolute Korrektur und dies führe zu höheren absoluten Abständen. Es sei vielmehr der absolute Korrekturfaktor des besten Netzbetreibers für alle weiteren Netzbetreiber anzusetzen. Nach Ansicht der Konsultationsteilnehmer ergebe sich dies aus der Formulierung eines „entsprechend niedrigeren Effizienzwertes“ und dem systematischen Zusammenhang.

Bei der nicht-parametrischen Methode entstehe durch die strukturell unterschiedlichen Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet ein Masking-Problem, wodurch andere relevante bzw. auffällige Netzbetreiber nicht mehr als Ausreißer identifiziert würden. Der Gutachter habe keine ausreichenden Analysen zur Verteilung von Output und Kosten durchgeführt.

Im Hinblick auf die gewählten Strukturparameter wurde vorgetragen, dass die Aggregation der Netzlängen der Netzebenen Mittelspannung und Niederspannung nicht nachvollziehbar sei. Zum einen seien die Kostensätze in den beiden Netzebenen nicht vergleichbar. Zum anderen wurde die disaggregierte Betrachtung auch in

den vergangenen Regulierungsperioden angewendet. Vereinzelt wurde ferner vorgetragen, dass die gewählten Strukturparameter die vorausschauende Netzplanung sowie den Betrieb der HöS-Ebene nicht genügend abbilden und städtische Netzbetreiber benachteiligt seien. Zudem wurde im Einzelfall angemerkt, dass die Berechnung des Bonus zu überprüfen sei.

5. Aufhebung und Neubescheidung aufgrund der Anpassung des Effizienzwertes

Der Effizienzvergleich wurde mit der Veröffentlichung des Berichts vom 30.04.2024 abgeschlossen. Das finale Gutachten („EVS4-Gutachten“) wird zum Bestandteil der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode Strom (2024 bis 2028).

Nach Beendigung des Effizienzvergleichs hat sich herausgestellt, dass bei einem Netzbetreiber in Landeszuständigkeit dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile fehlerhaft zugeordnet wurden. Dieser Fehler führt in dem konkreten Fall des betroffenen dritten Netzbetreibers (im Folgenden: „betroffener dritter Netzbetreiber“) zu einer erheblichen Veränderung der Kostendaten. Der betroffene dritte Netzbetreiber war zunächst mit 100 % Effizienz Peer-Unternehmen für zahlreiche andere Netzbetreiber. Der Fehler lag in der Sphäre der Regulierungsbehörden.

Zum Zeitpunkt der Mitteilung der fehlerhaften Einstufung eines Peer-Unternehmens aufgrund fehlerhafter Kostendaten war bereits ein Großteil der Regelverfahren der Bundesnetzagentur beschieden oder in der Anhörung.

Die Bundesnetzagentur hat nach Mitteilung des Fehlers die Auswirkungen auf den Effizienzvergleich geprüft. Der verwaltungsinterne Stichtag wurde dabei für Zwecke der Modellfindung aufrechterhalten. Dabei hat sie Auswirkungen auf die Modellgüte, individuelle Auswirkungen auf den konkreten betroffenen dritten Netzbetreiber sowie Auswirkungen auf die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber betrachtet.

Die Korrektur der Kostendaten des betroffenen dritten Netzbetreibers hat keine Auswirkungen auf die Güte und Stabilität des Effizienzvergleichsmodells. Die Analyse

der Bundesnetzagentur hat gezeigt, dass die veränderte Datengrundlage keinen Einfluss auf die Modellwahl bzw. -bewertung hat.

Der Effizienzwert des betroffenen dritten Netzbetreibers sinkt deutlich. Dadurch verliert er seinen Status als Peer-Unternehmen und den Effizienzbonus.

Die Analyse der Bundesnetzagentur hat zudem gezeigt, dass der betroffene dritte Netzbetreiber selbst durch die Verschlechterung des Effizienzwerts maßgeblich betroffen ist, während die Auswirkungen auf die übrigen Netzbetreiber grundsätzlich gering sind. Gleichwohl hat die Veränderung des Peer-Status des betroffenen Netzbetreibers direkten Einfluss auf weitere Netzbetreiber. Zudem wurden weitere Netzbetreiber durch einen veränderten SFA-Wert beeinflusst.

Mit dem korrigierten Wert des betroffenen dritten Netzbetreibers hat die Bundesnetzagentur – unter Beibehaltung des bisherigen Effizienzvergleichsmodells – die Effizienzwerte erneut berechnet. Dabei wurden die Änderungen der DEA- und der SFA-Werte berücksichtigt. Die Neuberechnung diente der Überprüfung, ob es ermessensgerecht ist, das bisherige Ergebnis des Effizienzvergleichs fortbestehen zu lassen.

Im Überblick ergeben sich folgende Änderungen:

Betroffener Netzbetreiber	Änderung des Effizienzwertes	-4,35 Prozentpunkte
	zusätzlich	Verlust des Effizienzbonus
Netzbetreiber mit höheren Effizienzwerten	Anzahl	64
	Maximale Abweichung in Prozentpunkten	+2,72 Prozentpunkte
	Durchschnittliche Abweichung in Prozentpunkten	+0,36 Prozentpunkte
Netzbetreiber mit geringeren Effizienzwerten	Anzahl	68
	Maximale Abweichung in Prozentpunkten	-0,94 Prozentpunkte
	Durchschnittliche Abweichung in Prozentpunkten	-0,16 Prozentpunkte

Netzbetreiber ohne Auswirkungen	Anzahl	61
---------------------------------	--------	----

Die Beschlusskammer hat am 13.11.2024 das beabsichtigte Vorgehen aufgrund einer fehlerhaften Datenmeldung im Effizienzvergleich auf ihrer Internetseite öffentlich gemacht (https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/54_Effizienzvgl/Datenmeldung_Effizienzvgl.html). Zugleich wurde die Branche über ein Rundschreiben informiert.

Die Veröffentlichung enthält auch Angaben zur Würdigung durch die Bundesnetzagentur. Darin heißt es bereits:

„Dem Interesse an einer rechtzeitigen Regulierungsentscheidung und einem für alle Beteiligten gleichermaßen geltenden Regulierungsrahmen kann nach der Rechtsprechung ein erhebliches Gewicht beigemessen werden (BGH, Beschl. v. 20.12.2022 - EnVR 45/21). Es besteht ein erhebliches Interesse an einer Festlegung der Erlösobergrenzen zu Beginn der Regulierungsperiode. Eine Neuberechnung des gesamten Effizienzvergleichs würde diesem Interesse entgegenstehen.“

Die Datengrundlage ist für den Effizienzvergleich in der Gesamtheit weiterhin tauglich für die Durchführung des Verfahrens. Auch das Effizienzvergleichsmodell ist nicht in Frage gestellt.

Die Bundesnetzagentur kommt nach Prüfung der potentiellen Auswirkungen zu dem Ergebnis, dass der Effizienzvergleich in der Fassung der Veröffentlichung des Berichts vom 30.04.2024 weiterhin Bestand hat. Dieser Gesamt-Effizienzvergleich ist der bundesweite Effizienzvergleich im Sinne des § 12 Abs. 1 ARegV, dessen Ergebnisse im Sinne des § 12 Abs. 6 ARegV von den Landesregulierungsbehörden verwendet werden.

Der Effizienzvergleich ist ein unselbständiges Teilverfahren bei der Festlegung der Erlösobergrenzen. Die Bundesnetzagentur kann nach der Rechtsprechung (BGH, Beschl. v. 26.09.2023 – EnVR 44/22) einen Stichtag für Datenkorrekturen setzen und danach erfolgte Berichtigungen grundsätzlich nicht berücksichtigen. Ein solcher Stichtag ist erforderlich, um in einem noch vertretbaren Zeitfenster eine valide, dann

aber auch feststehende Datengrundlage für die Durchführung des Effizienzvergleichs zu erlangen. Der relevante Stichtag ist der 11.10.2023 (Stichtag des finalen Datensatzes 10.11.2023, vgl. Gutachten S. 65 f.). Dies ist der maßgebliche Zeitpunkt der Behördenentscheidung über den Gesamt-Effizienzvergleich. Danach erfolgte Änderungen sind nicht mehr in den Gesamt-Effizienzvergleich eingeflossen. Dem steht nicht entgegen, dass lediglich einige individuelle Effizienzwerte von Netzbetreibern z.B. in Folge von nachträglichen Änderungen der Aufwandparameter abgeändert werden. Hätte die nachträgliche Änderung einzelner in die Datenbasis eingeflossener Werte in jedem Fall eine erneute Durchführung der einzelnen Schritte zur Folge, so würde jede Einzelentscheidung einen erheblichen Aufwand mit sich bringen. Für denjenigen Netzbetreiber, dessen Ausgangswerte aufgrund besonderer Umstände zu korrigieren sind, greift diese Erwägung nicht. Für ihn kann nach der Rechtsprechung der Effizienzwert auf der Grundlage der für alle Netzbetreiber herangezogenen Datenbasis erneut zu berechnen sein.

Die Datengrundlage ist in ihrer Gesamtheit weiterhin tauglich für die Durchführung des Verfahrens. Dies hat die Bundesnetzagentur überprüft. Auch die Komplexität und die zeitlichen Abläufe eines bundesweit durchgeführten und in Bescheiden von 15 Regulierungsbehörden sich niederschlagenden Teilverfahrens sprechen dafür, dass nicht in jedem Fall eine Neudurchführung des Gesamt-Effizienzvergleichs erforderlich ist. Es bedarf vielmehr einer Überprüfung, um zu beurteilen, ob es ermessensgerecht ist, beim Ergebnis des Gesamt-Effizienzvergleichs zu bleiben. Diese Überprüfung hat die Bundesnetzagentur durchgeführt.

Der Gesamt-Effizienzvergleich bleibt unangerührt. Es ist kein weiterer bundesweiter Effizienzvergleich durchzuführen. Der Gesamt-Effizienzvergleich ist – mit den erwähnten individuellen Anpassungen – weiterhin maßgeblich für die Festlegung der Erlösobergrenzen und Folgeverfahren. Zeitpunkt der Behördenentscheidung für das unselbständige Teilverfahren des Effizienzvergleichs ist weiterhin der Zeitpunkt des genannten Stichtags für den Effizienzvergleich.

Die Beschlusskammer hat die Vorgaben der Rechtsprechung zum eingeräumten Regulierungsermessen mit Bezug auf den vorliegenden Fall gewürdigt und sowohl die sich positiv als auch sich negativ ändernden Effizienzwerte näher betrachtet.

Diese Veröffentlichung dient der transparenten Darstellung des Fehlers und des allgemeinen Umgangs damit. **Die konkreten Ermessenserwägungen erfolgen in der jeweils relevanten Festlegung**, d.h. bei noch ausstehender Festlegung in der Erlösobergrenzenfestlegung, bei etwaigen Anpassungen bereits erlassener Erlösobergrenzenfestlegung im Anpassungsbeschluss.

Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs besteht jedoch mit Blick auf das Gebot der materiellen Gerechtigkeit ausnahmsweise dann ein Anspruch auf Anpassung eines bestandskräftigen Verwaltungsakts, wenn die Aufrechterhaltung schlechthin unerträglich sei (vgl. BGH, Beschl. v. 23.01.2018 - EnVR 5/17).

Vorgehen der Beschlusskammer bei individueller Verschlechterung des Effizienzwertes

Vor dem Hintergrund, dass der Effizienzvergleich ein Aspekt ist, der gemäß § 1 Abs. 1 EnWG eine u.a. möglichst preisgünstige, verbraucherfreundliche und effiziente leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität bezwecken soll, hat die Beschlusskammer insbesondere die potentiell geringeren Effizienzwerte betrachtet.

Die durchschnittliche Abweichung bei den Netzbetreibern, die sich verschlechtern würden, beträgt -0,16 Prozentpunkte und liegt damit in einem Bereich, der kaum spürbare Auswirkungen hat. Kein weiterer Netzbetreiber (abgesehen vom betroffenen Netzbetreiber) würde einen um mehr als 1 Prozentpunkt geringeren Effizienzwert erhalten.

Vor diesem Hintergrund erscheint der Beschlusskammer der Nutzen einer Berücksichtigung des Datenfehlers nicht als derart ausschlaggebend, dass eine Verfahrensverzögerung und weitere Verfahrensrisiken dadurch gerechtfertigt werden. Es wäre zwar im Interesse der Preisgünstigkeit, höher zu gewichten ist aber das Interesse an einer Rechtssicherheit für die Netzbetreiber zum aktuellen Zeitpunkt, in dem die neue Regulierungsperiode bereits läuft und ein Großteil der Verfahren bereits bestandskräftig beschieden wurden.

- **Die Beschlusskammer wird aufgrund der aktuellen Sachlage im Fall der individuellen Verschlechterung des Effizienzwertes keine Neubescheidung durchführen oder die Werte im Vergleich zum Anhörungsstand verändern.**

Maßgeblich für die Entscheidung sind neben der relativ geringen wirtschaftlichen Relevanz, der fortgeschrittene Verfahrensstand der EOG-Festlegungen sowie die Stabilität des Effizienzvergleichs insgesamt.

Vorgehen der Beschlusskammer bei individueller Verbesserung des Effizienzwertes

Zudem hat die Beschlusskammer die potentiellen positiven Auswirkungen auf die Effizienzwerte anderer Netzbetreiber betrachtet. Maßgebliche Kriterien sind hierbei insbesondere die Vorgaben in § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG hinsichtlich der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

In dieser Hinsicht ist zwar mit 64 Netzbetreibern eine relativ große Gruppe von Netzbetreibern betroffen. Insgesamt betrachtet stellen sich eher sehr geringe Auswirkungen ein. Im Einzelfall sind die Auswirkungen jedoch spürbar. Daher kommt die Beschlusskammer bei positiven Veränderungen zu einem **differenzierten Vorgehen**:

- **Individuelle positive Abweichungen um mehr als 0,1 Prozentpunkt führen zu einer ceteris-paribus Neuberechnung und Neubescheidung.** Dies erfolgt durch die Beschlusskammer von Amts wegen. Die relevanten Fälle in der Zuständigkeit der Beschlusskammer sind zum großen Teil bereits bestandskräftig beschieden. Die Beschlusskammer wird individuell auf die betroffenen Netzbetreiber zugehen.

- **Individuelle positive Abweichungen von 0,1 Prozentpunkt oder weniger in der Zuständigkeit der Beschlusskammer werden nicht von Amts wegen aufgegriffen.**

Der Wert von 0,1 Prozentpunkt liegt für die Fälle in der Zuständigkeit der Beschlusskammer in einem Bereich, der zur Überzeugung der Beschlusskammer jedenfalls zu klein ist, um hieraus zwingende Rückschlüsse für die Übertreffbarkeit und Erreichbarkeit der Effizienzvorgaben mittels möglicher und zumutbarer Maßnahmen (§ 21a Abs. 5 S. 4 EnWG) zu ziehen. Vielmehr erscheinen solche Abweichungen angesichts der methodenimmanenten Ungenauigkeiten, die letztlich immer nur ein Schätzergebnis widerspiegeln sowie der Sicherheitsmechanismen in der ARegV (insbesondere Bestabrechnung nach § 12 Abs. 3 ARegV, Möglichkeit der Berücksichtigung von Besonderheiten der Versorgungsaufgabe nach § 15 Abs. 2 ARegV sowie der Festlegung abweichender Effizienzvorgaben nach § 16 Abs. 2 ARegV) als nicht derart gravierend, dass eine Neuberechnung der Effizienzwerte erfolgen müsste.

Vorgehen der Beschlusskammer im Übrigen (Änderungen, Anträge nach § 15 Abs. 1 ARegV, Bonusberechnung)

Sofern sich weitere Veränderungen in den Aufwandsparametern ergeben, werden diese auf Basis des EVS4-Gutachtenmodells (Stichtag des finalen Datensatzes 10.11.2023, vgl. Gutachten S. 65 f.) berechnet.

Gleiches gilt für Anträge nach § 15 ARegV: Hierfür wird das EVS4-Gutachtenmodell herangezogen.

Die Bonusberechnung ist separat zu betrachten und mit dem EVS4-Gutachten abgeschlossen.“

Die Beschlusskammer hat die potentiellen Auswirkungen auf den Effizienzwert des Netzbetreibers betrachtet. Im vorliegenden Fall ergab sich aufgrund der Neuberechnung ein Effizienzwert von 95,27 Prozent. Aus Sicht der Beschlusskammer hat sich

für den Netzbetreiber dabei eine spürbare Verbesserung des Effizienzwertes gegenüber dem ursprünglich beschiedenen Effizienzwert in Höhe von mindestens 0,1 Prozentpunkten ergeben.

Die Bundesnetzagentur hat daher ein Verfahren zur Aufhebung der ursprünglichen Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen unter dem Aktenzeichen BK8-21-01893-1002#2 und Neubescheidung in dem vorliegenden Verfahren eingeleitet.

6. Beschluss zum sektoralen Produktivitätsfaktor

Die Neubescheidung unter dem Aktenzeichen BK8-21-01893-1002#2 ergeht auf Grundlage der aktuellen Sach- und Rechtslage. Daher umfasst die Festlegung nunmehr auch den zwischenzeitlich durch die Beschlusskammer 4 festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für die vierte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung (BK4-24-028). Die Beschlusskammer 4 hat am 20.12.2024 für die Dauer der vierten Regulierungsperiode in der Anreizregulierung einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor in Höhe von 0,86 % für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen festgelegt.

7. Anhörung

Die Beschlusskammer hat mit Schreiben vom 08.03.2024 dem Netzbetreiber die Gelegenheit gegeben, zum Gutachten zum Effizienzvergleich Stellung zu nehmen, wobei eine einheitliche Frist zur Stellungnahme bis zum Ablauf von drei Wochen nach Veröffentlichung des Gutachtens eingeräumt wurde. Die Veröffentlichung des Gutachtens erfolgte am 07.03.2024. Mit Veröffentlichung des Gutachtens wurde die Frist zur Stellungnahme daher einheitlich auf den 28.03.2024 gesetzt. Aufgrund der Durchführung des Effizienzvergleichs auch für Netzbetreiber in Landeszuständigkeit handelt es sich hierbei um eine einheitliche Frist für Stellungnahmen bezüglich des Effizienzvergleichs. Individuelle Anhörungen der Erlösobergrenzen (etwa von Netzbetreibern in Landeszuständigkeit zu Gesichtspunkten außerhalb des Effizienzvergleichs) können mit anderen Anhörungsfristen versehen worden sein.

Dazu hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 12.03.2024 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Gelegenheit gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer unter dem Aktenzeichen BK8-21-01893-1002#1, die auch die Entscheidung zum Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV beinhaltet, zu äußern.

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 12.04.2024 Stellung genommen.

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 06.02.2025 gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Gelegenheit gegeben, sich zu der beabsichtigten Aufhebung und Neubescheidung aufgrund der Anpassung des Effizienzwertes zu äußern.

Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 03.03.2025 Stellung genommen. Er trägt vor, die Ermittlung der Erlösbergrenzen rechnerisch nachvollziehen zu können.

Die Landesregulierungsbehörde, in deren Gebiet der Netzbetreiber seinen Sitz hat, wurde gemäß § 55 Abs. 1 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert. Das Bundeskartellamt und die Landesregulierungsbehörde wurden gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG beteiligt.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II.

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) 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 (EuGH) vom 02.09.2021, C-718/18.

1. **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.

1.1 **Gesetzesreform und Übergangsregelung**

Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 2. September 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).

1.2 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 bspw. 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.

2. Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 1 und 3 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde.

Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

3. Aufhebung und Neubescheidung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV

Die Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die vierte Regulierungsperiode Strom erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 4 Abs. 1 und 2 und § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV. Die Aufhebung der ursprünglichen Festlegung erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 2 EnWG.

Nach § 29 Abs. 2 EnWG ist die Beschlusskammer befugt, die Festlegung nachträglich zu ändern, soweit dies erforderlich ist, um sicherzustellen, dass sie weiterhin den Voraussetzungen für eine Festlegung genügt. Eine Teilaufhebung der Festlegung der Erlösobergrenze im Hinblick auf den Effizienzwert erfolgt nicht. Die festgesetzte Erlösobergrenze ist das Ergebnis der Anwendung der Regulierungsformel nach § 7 ARegV i.V.m. Anlage 1. Sie stellt eine rechnerische Einheit dar. Eine Festsetzung erfolgt in der Regel nur einheitlich (vgl. OLG Düsseldorf, Beschl. v. 23.09.2015, Az. VI-3 Kart 113/13 [V], Rn. 46).

Die Regulierungsbehörde bestimmt die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) gemäß § 4 Abs. 1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16 ARegV. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen erfolgt durch Festlegung nach § 4 Abs. 2 S. 1, § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.

Die vierte Regulierungsperiode der Anreizregulierung dauert fünf Jahre (§ 3 Abs. 2 ARegV). Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der vierten Regulierungsperiode Strom (2024 bis 2028) ergeben sich aus Anlage 1.

Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers erfolgte für die vierte Regulierungsperiode gemäß § 7 ARegV in Anwendung der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1-V_t) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen wurde das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV bestimmt. Darauf basierend wurden in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ($K_{dnb,t}$) nach § 11 Abs. 2 ARegV, die vorübergehend nicht beeinflussbaren ($KA_{vnb,0}$) nach § 11 Abs. 3 ARegV und die beeinflussbaren Kostenanteile ($KA_{b,0}$) nach § 11 Abs. 4 ARegV ermittelt. Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kostenanteile über die vierte Regulierungsperiode ist sodann der Verteilungsfaktor (V_t) gemäß § 16 Abs. 1 ARegV bestimmt worden. Zudem sind der Effizienzbonus (B_0 / T) nach § 12a ARegV und der Wert für die um den sektoralen Produktivitätsfortschritt (PF_t) bereinigte allgemeine Geldwertentwicklung (VPI_t / VPI_0) nach §§ 8 und 9 ARegV ermittelt worden. Nach § 6 Abs. 3 ARegV wurde überdies der Kapitalkostenabschlag ermittelt (KK_{ab}).

Die weiteren Bestandteile der sog. Regulierungsformel, also der Kapitalkostenaufschlag (KKA_t) nach § 10a ARegV, die volatilen Kostenanteile ($VK_t - VK_0$) nach § 11 Abs. 5 ARegV sowie die Zu- oder Abschläge aus dem Regulierungskonto (S_t) nach § 5 Abs. 3 ARegV sind Gegenstand gesonderter Verfahren.

Eine Darstellung der in der Regulierungsformel verwendeten Werte und der für die vierte Regulierungsperiode ermittelten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers findet sich in **Anlage 1**.

3.1 Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 6 ARegV

Die Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der Erlösobergrenze erfolgt auf Grundlage des § 6 ARegV. Für die vierte Regulierungsperiode ist gemäß § 6

Abs. 1 ARegV eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 StromNEV durchgeführt worden.

Die Kostenprüfung begann nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr und vor Beginn der Regulierungsperiode (01.01.2024). Dabei gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrundeliegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2021.

Das von der Beschlusskammer ermittelte Ausgangsniveau des Basisjahres 2021 ergibt sich für den Netzbetreiber aus der Anlage Aufwandsparemeter und den dort benannten Anlagen.

3.2 Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile des Ausgangsniveaus nach § 11 Abs. 2 ARegV

Ausgehend von dem gemäß § 6 Abs. 1 ARegV ermittelten Ausgangsniveau ist die Höhe der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV im Basisjahr der jeweiligen Regulierungsperiode ($KA_{dnb,0}$) zu bestimmen.

Die Rückstellungen für Altersversorgung und Pensionen sind bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung als Abzugskapital in Ansatz zu bringen. Vertraglich gestaltete Treuhandmodelle wie etwa Contractual Trust Arrangements (im Folgenden CTA) dienen auch im regulierten Netzgeschäft nicht zuletzt dazu, durch die Absicherung von Altersversorgungsverpflichtungen eine Bilanzverkürzung zu erreichen. Durch das BilMoG erfolgte eine ausdrückliche gesetzliche Regelung in § 246 Abs. 2 S. 2 HGB mit einer erhöhten Zweckbindung und Schutzfunktion für die Altersversorgung der Mitarbeiter. Die Beschlusskammer folgt in der aktuellen Entscheidung dieser gesetzlichen Intention auch für die Bestimmung der Erlösobergrenzen unter den im Folgenden benannten Voraussetzungen, behält sich die Überprüfung dieser Entscheidung bei künftigen Entwicklungen vor.

Neben den Bestandspositionen der Bilanz sind nach § 246 Abs. 2 S. 2 HGB die Zuführungen zu Pensionsrückstellungen und die Erträge aus dem Deckungsvermögen ebenfalls zu saldieren.

Dies wird im Rahmen der Prüfung der künftigen Anpassungen der Erlösobergrenzen auf Basis der im Ausgangsniveau festgestellten Werte hingenommen, wenn bestimmte Rahmenbedingungen für das Treuhandmodell eingehalten werden:

Die vertragliche Ausgestaltung des Modells und der erforderlichen Gremien muss gewährleisten, dass der rechtlich selbstständige Netzbetreiber das gesetzlich gemäß Teil 3 Abschnitt 2 EnWG gesicherte Recht auf tatsächliche Entscheidungsbefugnis in Bezug auf die für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Netzes erforderlichen Vermögenswerte besitzt und dieses angemessen im Rahmen eines konzernweiten CTA ausüben kann

Jede Quersubventionierung aus dem Netzbetrieb für andere Bereiche des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens oder andere Unternehmensteile durch die Ausgestaltung ausgeschlossen ist

Die Auslagerung von Verpflichtungen in Finanzanlagevermögen sich gegenüber der Anlage in das regulierte Netzgeschäft nicht wirtschaftlich nachteilig auswirkt.

Diese Bedingungen sind durch Vereinbarungen in den CTA-Agreements umzusetzen, hinsichtlich:

- Stimmrecht in entscheidenden Gremien und Vorständen gemessen am Anteil des Anlagevermögens
- Angemessenen Einfluss auf die Anlagestrategie des CTA
- Ertragsverteilung proportional zum eingebrachten Deckungsvermögen nach Sparten
- Die Erreichung einer angemessenen Verzinsung für Erträge.

Aus regulatorischer Sicht sind die Zuführungen zu Pensionsrückstellungen grundsätzlich als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile zu behandeln. Da die Bestimmung der Zuführungen auf Basis finanzmathematischer Gutachten erfolgt und die Eingangsdaten hierzu weitgehend einheitlich angesetzt werden, ist eine tiefere Prüfung dieser Position nicht erforderlich. Die Erträge aus dem Deckungsvermögen setzen sich im Wesentlichen aus der Rendite der erworbenen Finanzanlagen, aber auch aus Erträgen aufgrund der Kursentwicklung dieser Finanzanlagen zusammen, da die Finanzanlagen zum beizulegenden Zeitwert zu bewerten sind. Im Rahmen eines CTA sind diese nach § 268 Abs. 8 HGB ausschüttungsgesperrt. Auch Erträge aus dem Deckungsvermögen eines CTA gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten/Erlöse nach § 11 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV, schon aufgrund des unmittelbaren Zusammenhangs mit den Zuführungen (Saldierung).

Aus regulatorischer Sicht ist Finanzanlagevermögen grundsätzlich als nicht betriebsnotwendig anzusehen, insbesondere dann, wenn keine Erträge hierdurch erzielt werden (vgl. auch BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 28). Betriebsnotwendiges Vermögen eines Netzbetreibers ist zunächst das Sachanlagevermögen, da der Netzbetreiber ohne dieses seinen Geschäftsbetrieb nicht ausüben kann.

Für Stromnetzbetreiber in der Energiewende besteht demnach regelmäßig die Alternative, zur Deckung der Pensionsverpflichtungen kein Finanzanlagevermögen, sondern Sachanlagevermögen einzusetzen mit der entsprechenden Verzinsung. Wenn ausnahmsweise im Rahmen eines CTA Finanzanlagen als betriebsnotwendig im Rahmen der Bilanzverkürzung anerkannt werden, stellen sich für Erträge aus dem Finanzanlagevermögen hingegen aus regulatorischer Sicht besondere Anforderungen.

Die Erträge der zur Deckung vorhandenen Finanzanlagen müssen eine angemessene Rendite erwirtschaften. Die Angemessenheit wird im Rahmen des Regulierungskontos jährlich geprüft. Die Rendite aus vorangegangenen Jahren wird bei der Beurteilung der Angemessenheit mitberücksichtigt.

Zinszuführungen und Erträge aus dem Deckungsvermögen sind nachvollziehbar darzulegen.

Sollten die Pensionsverpflichtungen im Rahmen eines Schuldbeitritts mit Erfüllungsübernahme an ein drittes, verbundenes Unternehmen übertragen worden sein und liegt bei diesem Unternehmen ebenfalls ein CTA vor, gelten die obigen Ausführungen in entsprechender Weise.

Auf Grundlage der vom Netzbetreiber übermittelten Überleitungsrechnung wurde der in den gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV ermittelten Gesamtkosten enthaltene Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV ermittelt. Der Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ist der Anlage Aufwandsparameter und der dazugehörigen Anlage 2-1 und 2-7 zu entnehmen.

Schließlich hat die Beschlusskammer beobachtet, dass in verschiedenen Tarifverträgen bzw. Betriebsvereinbarungen das Modell der erfolgsabhängigen Vergütung teilweise primär an die erbrachte Arbeitszeit anknüpft. Nach diesen Regelungen ist die Höhe der Vergütung unter anderem abhängig von der Beschäftigungszeit des Arbeitnehmers im zurückliegenden Geschäftsjahr, weniger von individuellen Erfolgskennziffern. Damit knüpft die Vergütung mittelbar an wesentliche Arbeitslohnbestandteile an. Von einer Nichtanerkennung dieser Modelle der erfolgsabhängigen Vergütung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile wird für die vierte Regulierungsperiode zunächst abgesehen, da eine einheitliche Vorgehensweise nicht gewährleistet werden konnte. Die Beschlusskammer weist indes daraufhin, dass entsprechende Modelle, die für eine erfolgsabhängige Vergütung im Wesentlichen an die Arbeitszeit anknüpfen, in Zukunft bzw. in kommenden Regulierungsperioden nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV anerkannt werden.

3.3 Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile des jeweiligen Kalenderjahres der Regulierungsperiode ($KA_{vnb,t}$) gelten gemäß § 11 Abs. 3 S. 1 ARegV die mit

dem nach § 15 ARegV ermittelten bereinigten Effizienzwert (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ($KA_{dnb,0}$). Somit gilt:

$$KA_{vnb,t} = (GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t) * EW$$

Die Höhe der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile des jeweiligen Kalenderjahres der Regulierungsperiode sind **Anlage 1** zu entnehmen.

3.3.1 **Kapitalkostenabzug gemäß § 6 Abs. 3 ARegV**

Der Kapitalkostenabzug gemäß § 6 Abs. 3 ARegV dient dazu, das zeitliche Absinken der Restbuchwerte der im Ausgangsniveau enthaltenen betriebsnotwendigen Anlagegüter und damit auch das Absinken der Kosten des Netzbetreibers für Abschreibungen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, kalkulatorische Gewerbesteuer sowie für Fremdkapitalzinsen (Kapitalkosten) nachzufahren. Dadurch wird berücksichtigt, dass aus sinkenden Restbuchwerten sinkende Kapitalkosten resultieren. Haben die Restbuchwerte den Wert Null erreicht, werden künftig auch keine Kapitalkosten mehr berücksichtigt. Damit entfällt der finanzielle Sockel, der in früheren Regulierungsperioden dem Ausgleich des Zeitverzugs bis zur Berücksichtigung der Kapitalkosten aus Neuinvestitionen diente. Investitionskosten können mittlerweile ohne Zeitverzug über das Instrument des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV zurückverdient werden.

Nach § 6 Abs. 3 ARegV ermittelt die Regulierungsbehörde für jedes Jahr der Regulierungsperiode den Kapitalkostenabzug. Kapitalkosten im Sinne des Kapitalkostenabzugs sind die Summe der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, der kalkulatorischen Gewerbesteuer und des Aufwandes für Fremdkapitalzinsen. Der Kapitalkostenabzug ergibt sich aus den im Ausgangsniveau enthaltenen Kapitalkosten im Basisjahr abzüglich der fortgeführten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode. Die fortgeführten Kapitalkosten werden unter Berücksichtigung der im Zeitablauf sinkenden kalkulatorischen Restbuchwerte der betriebsnotwendigen Anlagegüter des Ausgangsniveaus sowie der

im Zeitablauf sinkenden Werte der hierauf entfallenden Netzanschlusskostenbeiträge, Baukostenzuschüsse und Sonderposten für Investitionszuschüsse ermittelt. Bei der Bestimmung des jährlichen Kapitalkostenabzugs werden Kapitalkosten aus Investitionen nach dem Basisjahr nicht berücksichtigt. Aus dem Basisjahrbezug folgt aber auch, dass bei der Fortschreibung der Kapitalkosten etwaige Veränderungen der Tagesneuwerte unberücksichtigt bleiben (vgl. Anlage 2a (zu § 6), Abs. 4 Nr. 2 a.E. ARegV).

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

$$KKab_t = KK_0 - KK_t$$

Die Ermittlung der Kapitalkosten im Basisjahr erfolgt auf der Grundlage des Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus anhand folgender Formel:

$$KK_0 = AB_0 + EKZ_0 + GewSt_0 + FKZ_0$$

Die Ermittlung der fortgeführten Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode erfolgt auf der Grundlage des fortgeführten Bestands betriebsnotwendiger Anlagegüter des Ausgangsniveaus anhand folgender Formel:

$$KK_t = AB_t + EKZ_t + GewSt_t + FKZ_t$$

Bezugsgröße für die Ermittlung der Kapitalkosten sind demnach das Sachanlagevermögen und das immaterielle Vermögen einschließlich der Anlagen im Bau. Anlagen im Bau werden im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode jedoch grundsätzlich mit Null angesetzt, da davon auszugehen ist, dass sie zu diesem Zeitpunkt nicht mehr als solche vorhanden sind, sondern durch Anlagengüter im Sachanlagevermögen ersetzt wurden. Soweit sich Anlagen im Bau, die im Basisjahr in der Bilanz vorhanden waren, in der vierten Regulierungsperiode noch immer im Bau befinden, sind sie im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags erneut geltend zu machen (BGH, Beschl. v. 07.12.2021 – EnVR 6/21,).

Die kalkulatorischen Abschreibungen werden gem. § 6 StromNEV und die kalkulatorischen Restwerte der Sachanlagen des betriebsnotwendigen Vermögens nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 3 StromNEV ermittelt, wobei die Fremd- bzw. Eigenkapitalquote des Ausgangsniveaus im Jahr 2021 angewendet wird. Der Bewertungszeitpunkt für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen zu Tagesneuwerten ist das Jahr 2021. Die Bilanzwerte des übrigen betriebsnotwendigen Vermögens werden im Verhältnis der Bilanzwerte nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 StromNEV und dem betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 StromNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2021 angewandt. Die Werte der erhaltenen Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten werden gem. § 7 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 StromNEV ermittelt. Das übrige Abzugskapital wird im Verhältnis des Abzugskapitals nach § 7 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 bis 3 und 5 StromNEV zum betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 StromNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2021 angewandt. Das verzinsliche Fremdkapital wird im Verhältnis des verzinslichen Fremdkapitals nach § 7 Abs. 1 S. 2 StromNEV zum betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 bis 4 StromNEV des Ausgangsniveaus im Jahr 2021 angewandt. Das betriebsnotwendige Eigenkapital wird nach § 7 Abs. 1 S. 5 StromNEV ermittelt und nach § 7 Abs. 3 StromNEV aufgeteilt.

Für die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung werden die Zinssätze aus dem Beschluss BK4-21/055 angewandt.

Die Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer erfolgt nach § 8 StromNEV.

Der Fremdkapitalzinsaufwand gemäß § 5 Abs. 2 StromNEV ergibt sich als Produkt aus den Fremdkapitalzinsen des Jahres 2021 (Position 1.3., Anlage 2-1) und dem Verhältnis aus dem betriebsnotwendigen Vermögen des jeweiligen Jahres der vierten Regulierungsperiode und dem betriebsnotwendigen Vermögen des Jahres 2021. Unter Fremdkapitalzinsen werden dabei nicht nur Darlehenszinsen, sondern alle Zinsen und ähnlichen Aufwendungen gemäß § 5 Abs. 2 StromNEV verstanden (bspw. auch Zinszuführungen zu Rückstellungen, vgl. BGH, Beschl. v. 7.12.2021 – EnVR 22/21, Rn. 41 ff.), da alle Arten von Zinsen aus Fremdkapital des Netzbetriebs

resultieren und somit im wirtschaftlichen Ergebnis der Fremdfinanzierung von betriebsnotwendigem Vermögen dienen.

Fremdkapitalzinsen werden ohne dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile angesetzt.

Sollte sich bei einem Unternehmen z.B. wegen negativen Eigenkapitals rechnerisch ein negativer Kapitalkostenabzug ergeben, findet gemäß Anlage 2a Abs. 1 (zu § 6 ARegV) kein Abzug statt (vgl. auch BGH, Beschl. v. 25.04.2023, EnVR 35/21).

Der Kapitalkostenabzug wird für den Netzbetreiber und ggf. für jeden Verpächter separat errechnet. Der Gesamtabzug ergibt sich aus der Addition aller Einzelabzüge.

Der **Anlage 6** lassen sich die Auswirkungen des Kapitalkostenabzugs beim Netzbetreiber ohne Berücksichtigung zukünftiger Kapitalkostenaufschläge während der vierten Regulierungsperiode entnehmen.

3.3.2 Effizienzwertermittlung nach §§ 12 bis 15 ARegV

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

Die Ermittlung des individuellen Effizienzwertes erfolgt für alle Verteilernetzbetreiber, die nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen, auf Grundlage des sich aus dem Effizienzvergleich nach §§ 12 bis 14 ARegV i.V.m. Anlage 3 zu § 12 ARegV ergebenden Wertes.

Die Bundesnetzagentur hat einen bundesweiten Effizienzvergleich mit dem Ziel durchgeführt, die unternehmensindividuellen Effizienzwerte aller Verteilernetzbetreiber zu bestimmen (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Der Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber wurde durch die Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV genannten Vorgaben sowie nach Maßgabe des § 12 Abs. 2 bis 4a und der §§ 13 und 14 ARegV durchgeführt. Unter Verwendung der in Anlage 3 zu § 12 ARegV aufgeführten Methoden soll durch eine den Maßgaben des § 13

ARegV entsprechende Kombination von Vergleichsparametern die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers möglichst gut abgebildet werden.

Ergeben sich künftig aufgrund rechtskräftiger gerichtlicher Entscheidungen nachträgliche Änderungen des nach § 6 ARegV ermittelten Ausgangsniveaus, so bleibt der Effizienzvergleich von diesen nachträglichen Änderungen unberührt (§ 12 Abs. 1 S. 3 ARegV).

Das Ergebnis des Effizienzvergleichs zeigt dem Netzbetreiber seine relative Effizienz im Vergleich zu allen anderen am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreibern.

3.3.2.1 Methodik des Effizienzvergleichs

Der bundesweite Effizienzvergleich wurde von der Bundesnetzagentur nach den methodischen Vorgaben der §§ 12 bis 14 ARegV i.V.m. Anlage 3 zu § 12 ARegV durchgeführt.

Die Bundesnetzagentur hat nach Durchführung der Kostentreiberanalyse ein sogenanntes „doppeltes duales Benchmarking“ (vgl. § 12 Abs. 4a ARegV) vorgenommen, in dem einerseits die Aufwandparameter mit Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV) und andererseits die Aufwandparameter ohne Standardisierung der Kapitalkosten (Kosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV), jeweils zwei methodisch unterschiedlichen mathematischen Effizienzanalysen (DEA und SFA) unterzogen wurden. Die nach § 13 Abs. 3 ARegV ermittelten Vergleichsparameter blieben dabei jeweils unverändert.

Die Robustheit des Effizienzvergleichs wird unter anderem durch die komplementäre Nutzung der oben genannten Vergleichsmethoden gewährleistet. Es wurden somit insgesamt vier Einzeleffizienzanalysen durchgeführt. Zugunsten des Netzbetreibers wurde zudem davon ausgegangen, dass das beste Ergebnis der insgesamt vier Einzeleffizienzanalysen die Effizienz des Unternehmens abbildet (vgl. § 12 Abs. 3 und Abs. 4a S. 3 ARegV).

Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt gemäß Anlage 3 Nr. 2 zu § 12 ARegV ein Effizienzwert von 100 %, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert.

Es wurde eine Ausreißeranalyse durchgeführt. Ausreißer mit einer besonders hohen Effizienz erhielten den Höchsteffizienzwert von 100 % (Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer niedrigen Effizienz von unter 60 % erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 % (Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV i.V.m. § 12 Abs. 4 S. 1 ARegV).

Die Ermittlung der Effizienzwerte erfolgte unter Einbeziehung aller Netzebenen des Netzbetreibers. Es erfolgte keine Ermittlung von Teileffizienzen für die einzelnen Netzebenen (Anlage 3 Nr. 3 zu § 12 ARegV).

Die Bundesnetzagentur hat mit der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis - DEA) und der stochastischen Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis - SFA) zwei wissenschaftlich anerkannte Methoden zur Durchführung eines Effizienzvergleiches verwendet (Anlage 3 Nr. 1 zu § 12 ARegV), die den Stand der Wissenschaft abbilden. In beiden Analysemethoden orientieren sich alle Unternehmen an den – nach Anwendung der Ausreißeranalysen – effizienten Unternehmen (sogenannte Frontierunternehmen in der DEA) bzw. an den effizienten Kosten (in der SFA).

Die Regelung der Anlage 3 Nr. 2 zu § 12 ARegV, nach der die Effizienzgrenze von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet wird, verstößt nicht gegen § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG. Durch die Anwendung des „best-of-four“ gemäß § 12 Abs. 3 und 4a ARegV wird in besonderer Weise die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe sichergestellt. Darüber hinaus wird neben der ökonometrischen Ausreißeranalyse, die der Eliminierung von außergewöhnlichen Datensätzen dient, eine äußerst großzügige Ausreißerbestimmung über eine Dominanz- und Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV vorgenommen.

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 1 S. 5 EnWG) wird dadurch gewährleistet, dass den Netzbetreibern ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze eingeräumt wird. Zudem kommt gem. § 12 Abs. 4 S. 1 ARegV ein Mindesteffizienzwert i.H.v. 60 % zur Anwendung. Nach § 15 Abs. 1 ARegV sind strukturelle Besonderheiten der Netzbetreiber gegebenenfalls gesondert zu berücksichtigen. Soweit notwendig, wird darüber hinaus in Ausnahmefällen eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers durch Einräumung eines längeren Zeitraums zum Abbau der ermittelten Ineffizienzen erfolgen (§ 16 Abs. 2 ARegV). Diese aus dem Verhältnismäßigkeitsprinzip resultierenden Erleichterungen ändern nichts an dem gesetzlich vorgegebenen Effizienzmaßstab, der sich nach den im Effizienzvergleich ermittelten effizienten Unternehmen bestimmt (BR-Drs. 417/07 S. 54).

Die DEA ist eine nicht-parametrische, deterministische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Kosten (Input) und Versorgungsaufgabe (Output) aus einer Linearkombination der Vergleichsparameter individuell bestimmt werden, ohne einen funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungsaufgabe zu unterstellen. Die Bestimmung der Effizienzgrenze erfolgt aus den Daten aller Verteilernetzbetreiber. Die individuelle Effizienz des Netzbetreibers wird aus der relativen Position des einzelnen Unternehmens gegenüber der gefundenen Effizienzgrenze ermittelt. Dabei liegt das Unternehmen näher am effizienten Rand, welches die höchste Relation aus gewichteten Vergleichsparametern und Kosten erzielt. Bei Durchführung der DEA sind konstante Skalenerträge (constant returns to scale – crs) zu unterstellen (§ 12 Abs. 1 Anlage 3 Nr. 4 ARegV). Der Effizienzmaßstab leitet sich aus den übermittelten Daten aller in den Effizienzvergleich einbezogenen Netzbetreiber ab und bildet bildlich gesprochen eine effiziente mehrdimensionale Hülle. Die zu 100 % effizienten Unternehmen befinden sich auf dieser Hülle. Für die übrigen Unternehmen errechnet sich ihr Effizienzwert aus dem relativen Abstand zu dieser effizienten Hülle (BGH, Beschl. v. 26.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 46).

Die SFA ist eine parametrische, stochastische Methode, die einen funktionalen Zusammenhang zwischen Aufwand und Leistung in Form einer Kostenfunktion unterstellt. Dabei werden die Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten in einen symmetrisch verteilten Störterm und eine positiv verteilte Restkomponente zerlegt. Die Restkomponente ist Ausdruck von Ineffizienz. Es wird somit von einer schiefen Verteilung der Restkomponente ausgegangen. Die Effizienzgrenze wird durch eine Funktion, welche die effizienten Kosten in Abhängigkeit der Vergleichsparameter abbildet, geschätzt. Mittels einer Regressionsanalyse wird in der SFA ein statistischer Zusammenhang zwischen Kosten und Kostentreibern (Vergleichsparametern) identifiziert und die Stärke dieses Zusammenhangs ermittelt (BGH, Beschl. v. 26.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 47).

Die Anreizregulierungsverordnung sieht vor, dass die Unternehmen, die als die relativ effizientesten Netzbetreiber ermittelt worden sind, einen Effizienzwert von 100 % erhalten müssen. Selbst wenn aus methodischen Gründen in der SFA die rechnerische Erreichbarkeit eines Effizienzwertes von 100% für den effizientesten Netzbetreiber ausgeschlossen ist, kann – entsprechend der Entscheidung des Bundesgerichtshofs – ein Wert von 100 % für die relativ effizientesten Unternehmen auch auf andere Weise – etwa durch Zuschläge oder Anhebung des Niveaus – festgesetzt werden (BGH, Beschl. v. 26.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 71). Laut der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes folgt aus der normativen Vorgabe, dass in beiden Methoden die Unternehmen, die als die relativ effizientesten ermittelt worden sind, einen Effizienzwert von 100 % erhalten müssen (BGH, Beschl. v. 26.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 70). Unter Berücksichtigung des vorgenannten Beschlusses des BGH hat die Bundesnetzagentur eine Anhebung des Gesamtniveaus auf Basis eines Skalierungsfaktors vorgenommen. Der Effizienzwert des effizientesten Netzbetreibers (exklusive Ausreißer) in den beiden jeweiligen SFA-Effizienzanalysen (Totex und sTotex) wird als Skalierungsfaktor angesetzt. Alle individuellen Effizienzwerte werden durch diesen Skalierungsfaktor dividiert.

Gemäß der Rechtsprechung des BGH (Beschl. v. 26.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 71) muss das relativ effizienteste Unternehmen einen Wert von 100 % erreichen können. Auf welche andere Weise dies geschieht, etwa durch Zuschläge oder durch

die Anhebung des Niveaus, steht im pflichtgemäßen Ermessen der Bundesnetzagentur. Die Bundesnetzagentur hat ihr Ermessen dahingehend ausgeübt, eine prozentuale Hochskalierung durchzuführen. Die angewandte Methode ist geeignet, erforderlich und angemessen, um für die relativ effizientesten Unternehmen einen Effizienzwert von 100 % anzusetzen und zugleich insgesamt einen sachgerechten Aufschlag zu ermitteln.

Die seitens der Bundesnetzagentur gewählte Methode zur Hochskalierung stellt sicher, dass die Niveaueinhebung aller Netzbetreiber in Bezug auf ihren individuellen Effizienzwert prozentual einheitlich erfolgt, da auch der Effizienzvergleich an sich einen relativen Vergleich darstellt. Neben dem individuellen Effizienzwert soll der Effizienzvergleich auch den relativen Abstand der Unternehmen zueinander darstellen. Durch die gewählte Vorgehensweise bleibt das Gefüge der Netzbetreiber untereinander – sowohl im Hinblick auf die Reihenfolge als auch im Hinblick auf den relativen Abstand zum besten Netzbetreiber – unverändert.

Auch ist der theoretische Wertebereich bei der prozentualen Hochskalierung von 0 % - 100 % weiterhin gegeben. Mit einem absoluten Aufschlag würde der theoretische Wertebereich am unteren Rand methodisch abgeschnitten, was aus Sicht der Beschlusskammer genauso falsch wäre, wie der durch den BGH kritisierte methodische Ausschluss von 100% in der SFA.

Ein einzelner Zuschlag auf den relativ höchsten Effizienzwert auf 100 % würde eine Ungleichbehandlung aller weiteren Netzbetreiber bedeuten. Ferner ist ein allgemeiner Zuschlag für alle Netzbetreiber in gleicher Höhe ebenfalls abzulehnen, da ineffizientere Netzbetreiber hierdurch überproportional profitieren würden.

Die in den Stellungnahmen geforderte Vorgehensweise zur absoluten Hochskalierung erfüllt die vorstehenden Kriterien aus Sicht der Beschlusskammer nicht.

3.3.2.2

Datengrundlage des Effizienzvergleichs und Korrekturen von Parametern für den Effizienzvergleich

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 1 ARegV Aufwandsparameter und Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Insgesamt wurden Daten von 194 Verteilernetzbetreibern in den Effizienzvergleich einbezogen.

Die Durchführung des Effizienzvergleichs erfordert einerseits eine valide Datengrundlage, die im Wege einer umfangreichen und komplexen Sammlung von Daten der beteiligten Netzbetreiber zunächst geschaffen werden muss. Wie vom Bundesgerichtshof bestätigt, ist die Bundesnetzagentur dabei mangels direkten eigenen Zugriffs auf diese Daten notwendig auf die (fehlerfreie) Zuarbeit der Netzbetreiber angewiesen; eine Kontrolle der erhaltenen Informationen ist ihr lediglich im Wege einer Plausibilisierung möglich. Dies hat zur Folge, dass die Regulierungsbehörde eine objektiv vollständig korrekte Datengrundlage selbst nicht schaffen kann. Zugleich gibt § 12 Abs. 1 Satz 1 ARegV vor, dass die Durchführung des Effizienzvergleichs einschließlich der vorgeschalteten – ebenfalls aufwändigen – Modellierung in einem begrenzten Zeitfenster, nämlich nach dem Basisjahr und vor Beginn der Regulierungsperiode, durchzuführen ist. Die Regulierungsbehörde muss also systembedingt eine Abwägung zwischen dem Zeitfaktor und der Richtigkeit der Datengrundlage treffen. Dabei stehen ihr – wie auch bei anderen Entscheidungen über die Umsetzung der in den §§ 12 ff. ARegV enthaltenen Vorgaben - erhebliche Spielräume zu (vgl. BGH, Beschl. v. 22.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 18). Im Vorfeld der Konsultation am 21.09.2023 erfolgte eine Veröffentlichung der Aufwands- und Strukturparameter am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber auf der Internetseite der Bundesnetzagentur. In dieser Veröffentlichung waren die Kostendaten von 10 Netzbetreibern nicht enthalten, da diese nicht final vorlagen.

Die Veröffentlichung diente als Unterstützung der umfassenden Sachdiskussion mit den berührten Wirtschaftskreisen bei der dem Effizienzvergleich zugrundeliegenden Modellfindung bzw. Auswahl der Vergleichsparameter im Rahmen der Kostentreiberanalyse.

Der Effizienzvergleich wurde mit den Aufwands- und Strukturparametern durchgeführt, die dem Datenbestand zum 13.11.2023 für die Strukturparameter und für die Aufwandparameter entsprechen, welcher dem Gutachterkonsortium zur Modellbestimmung übermittelt wurde. Die Beschlusskammer hat ursprünglich in keinem Fall Korrekturen am Datenbestand für die gesamthafte Modellbestimmung oder für die daran anschließende Berechnung von individuellen Effizienzwerten berücksichtigt. Erst nach Abschluss des Effizienzvergleichs hat sich herausgestellt, dass bei einem Netzbetreiber in Landeszuständigkeit dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile fehlerhaft zugeordnet wurden (siehe hierzu Abschnitt 3.3.2.6).

In Ausübung des Regulierungsermessens, welches der Bundesnetzagentur bei der äußerst komplexen Durchführung eines verfahrensübergreifenden und bundesweiten Effizienzvergleichs zusteht, ist die Behörde nach Erhebung und Plausibilisierung der Strukturdaten sowie der Bestimmung der Aufwandparameter gehalten, den Prozess zur Modellfindung basierend auf ebendiesen Daten einzuleiten. Hierbei wurde den Netzbetreibern im Vorfeld mit entsprechenden Mitteilungen und Datenquittungen eine hinreichende Möglichkeit gewährt, korrekte Strukturparameter zu melden sowie sich zu den von der Bundesnetzagentur berechneten Vergleichsparametern und ermittelten Aufwandparametern zu äußern und etwaige Fehler zu korrigieren. Die Beschlusskammer konnte davon ausgehen, dass die Unternehmen angesichts der vierten Durchführung des Effizienzvergleichs Strom bzw. des – unter Einbezug des Effizienzvergleichs Gas – achten Effizienzvergleichsverfahrens ein Grundverständnis von den Abläufen und der Bedeutung der Datenqualität haben. Ein solches Vorgehen hat auch der Bundesgerichtshof bestätigt. Zum Effizienzvergleich Gas hat der Bundesgerichtshof bestätigt, dass die Bundesnetzagentur den bis zu einem bestimmten Stichtag erhobenen Datenbestand als im Wesentlichen richtig und vollständig erachten konnte, da die Netzbetreiber im Vorfeld hinreichend Gelegenheit hatten, ihre eigenen Angaben zu überprüfen und gegebenenfalls zu ändern, und die Regulierungsbehörde selbst ebenfalls umfangreiche Kontrollen in Form von Plausibilitätsprüfungen durchgeführt hatte (BGH, Beschl. v. 26.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 21).

Daher sind die Netzbetreiber mit Einwendungen zu den für sie jeweils herangezogenen Vergleichsparametern jedenfalls nach dem Abschluss der Anhörung zum Effizienzvergleich ausgeschlossen. Ein Ausschluss ließe sich bereits mit Ablauf der Rückmeldefristen in den entsprechenden Datenquittungen und dem damit verbundenen formalen Abschluss der Datenerhebung rechtfertigen. Dies wurde auch vom Bundesgerichtshof bestätigt. Netzbetreiber müssten sich im Interesse der Einheitlichkeit der Datengrundlage an ihren eigenen Angaben grundsätzlich festhalten lassen, da es mit dem methodischen Ansatz des Effizienzvergleichsverfahrens nicht vereinbar wäre, wenn ein Netzbetreiber die von ihm eingegebenen Daten nach Durchführung des Effizienzvergleichs ohne weiteres korrigieren könnte (BGH, Beschl. v. 20.12.2022, EnVR 45/21, Rn. 17 unter Verweis auf BGH, Beschl. v. 21.01.2014, EnVR 12/12, Rn. 122f.).

Die Beschlusskammer hat die einzelnen Datenänderungen geprüft und dabei etwaige Auswirkungen auf die gesamthafte Modellbestimmung und Effizienzwertberechnung erörtert. Da es sich um punktuelle, nicht gravierende Datenänderungen handelt, ergeben sich hieraus keine Anhaltspunkte dafür, dass neue Fristen für Datenmeldungen gesetzt werden und der Effizienzvergleich erneut durchgeführt werden müsste. Denn fehlerhafte Einzeldaten können sich im Prozess des Effizienzvergleichs immer einstellen und wirken sich angesichts der Breite der Datengrundlage in der Regel nicht in nennenswertem Umfang auf das Ergebnis aus (vgl. BGH, Beschl. v. 21.01.2014, EnVR 12/12, Rn. 85).

Darüber hinaus ist auch ein für einen einzelnen Netzbetreiber ermittelter Effizienzwert nicht schon dann fehlerhaft, wenn er auf fehlerhaften Angaben des Netzbetreibers selbst zu den für den Effizienzvergleich relevanten Parametern beruht (BGH, Beschl. v. 21.01.2014, EnVR 12/12, Rn. 122). Im Umkehrschluss muss dies erst Recht gelten, wenn es sich nicht um Fehlangaben des Netzbetreibers selbst handelt, sondern lediglich ein Dritter Netzbetreiber Fehlangaben geleistet hat.

Es bestehen schließlich keine Anhaltspunkte dafür, dass sich die Datengrundlage insgesamt als untauglich für die Durchführung eines Effizienzvergleichs erwiesen hat. Im Gegenteil sprechen die zum Abschluss des Effizienzvergleichs vorliegenden

nur minimalen, geltend gemachten Änderungen bei den Aufwands- und Strukturparametern vor dem Hintergrund der Größe des übrigen Datensatzes für eine hinreichend genaue Datengrundlage. Vorliegend ist auch keine Fallkonstellation gegeben, in der sich die Fehlmeldung von Strukturparametern eines Netzbetreibers erheblich auf die Effizienzwerte zu Gunsten des betroffenen Netzbetreibers selbst oder zu Lasten anderer Netzbetreiber auswirkt und deswegen eine andere Betrachtungsweise geboten sein könnte. Die Regulierungsbehörde handelt nicht ermessensfehlerhaft, wenn sie einen Netzbetreiber nach Abschluss der Datenerhebung und Anhörung zur Ausgestaltung des Effizienzvergleichsmodells an einem schuldhaft unrichtig gemeldeten Strukturparameter festhalte, sofern eine Berücksichtigung der Korrektur der fehlerhaften Angabe im komplexen System des Effizienzvergleichs zu Verfahrensverzögerungen und weiteren Verfahrensrisiken führen würde und keine unzumutbare Härte für den Netzbetreiber gegeben sei (vgl. BGH, Beschl. v. 20.12.2022, EnVR 45/21, Rn. 19 ff.).

Da die erhobenen Daten die Grundlage sowohl für die Modellierung des Effizienzvergleichs als auch für die Berechnung der individuellen Effizienzwerte der Netzbetreiber bilden, sind einerseits ihre Vollständigkeit und Korrektheit von zentraler Bedeutung; andererseits muss die Bundesnetzagentur, die auf entsprechend vollständige und korrekte Datenlieferungen durch die Netzbetreiber angewiesen ist, nach § 12 Abs. 1 Satz 1 ARegV den Effizienzvergleich insgesamt in einem bestimmten Zeitrahmen - "vor Beginn der Regulierungsperiode" - durchführen und kann nicht zeitlich unbegrenzt Datenänderungen berücksichtigen. Wie dieses Spannungsverhältnis aufzulösen ist, hängt wesentlich von den konkreten Umständen ab und wird daher von der Anreizregulierungsverordnung nicht vorgegeben. Insoweit steht der Bundesnetzagentur ein Entscheidungsspielraum zu (BGH, Beschl. v. 22.09.2023, EnVR 44/22, Rn. 12).

Durch die umfassende Plausibilisierung der Strukturdaten erfolgte zudem ein Verfahrensschritt, der von Rechts wegen nicht zwingend ist und eine Datenqualität sogar über dem erforderlichen Maß gewährleistet. So ist ein System zur Sanktionierung unzutreffender Angaben oder eine umfassende Überprüfung der Angaben

durch die Bundesnetzagentur oder durch Dritte in der Anreizregulierungsverordnung an sich nicht vorgesehen (vgl. BGH, Beschl. v. 21.01.2014, EnVR 12/12, Rn. 84).

Auch die nach Abschluss des Effizienzvergleichs aufgefallene fälschlicherweise erfolgte Einstufung eines Peer-Unternehmens aufgrund von fehlerhaften Einstufungen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile führt nicht zu einer anderen Bewertung. Der Effizienzvergleich wurde mit der Veröffentlichung des Berichts vom 30.04.2024 abgeschlossen (vgl. Abschnitt 3.3.2.5.). Es hat sich bei einem dritten Netzbetreiber nachträglich eine signifikante Veränderung der Kostendaten ergeben. Die Bundesnetzagentur hat nach Mitteilung dieser Veränderung die Auswirkungen auf den Effizienzvergleich an sich als auch auf die individuellen Effizienzwerte aller weiteren Netzbetreiber geprüft (siehe hierzu Abschnitt 3.3.2.6.).

3.3.2.2.1. Aufwandsparemeter nach § 14 ARegV

Als Aufwandsparemeter im Sinne des § 13 Abs. 2 ARegV werden die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten angesetzt. Dabei wird zwischen den Aufwandsparemetern mit und ohne Standardisierung der Kapitalkosten unterschieden.

3.3.2.2.2. Überleitungsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV

Nach der Ermittlung der Gesamtkosten erfordert § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV im Rahmen des Effizienzvergleichs die Überleitung der Kostenwerte nach § 6 Abs. 1 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 ARegV. In der **Anlage 2-7** sind die Aufwandsparemeter inklusive der vorgenommenen Umbuchungen und etwaiger Korrekturen der Regulierungsbehörde dargestellt.

3.3.2.2.3. Vergleichbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV

Die Kapitalkosten sollen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV zur Durchführung des Effizienzvergleichs so bestimmt werden, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen ausgeschlossen werden, wie sie insbesondere

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

Die Kapitalkosten umfassen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3, 3. HS. ARegV die Fremdkapitalzinsen gemäß § 5 Abs. 2 StromNEV, die kalkulatorischen Abschreibungen gemäß § 6 StromNEV und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 StromNEV. Die Bestimmung der Kapitalkosten für den Netzbetreiber nach Durchführung der Vergleichbarkeitsrechnung ist in der **Anlage Aufwandparameter** und der dazugehörigen **Anlagen 2-8** dargestellt.

3.3.2.3 Vergleichsparameter nach § 13 ARegV

Die Ermittlung der Vergleichsparameter erfolgt nach Maßgabe des § 13 ARegV. Vergleichsparameter im Sinne des § 13 Abs. 1 ARegV sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 1 ARegV Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und der Gebietseigenschaften, insbesondere die geografischen, geologischen oder topografischen Merkmale und strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes.

Die Parameter müssen gemäß § 13 Abs. 3 S. 2 ARegV geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Heranzuziehen sind somit Vergleichsparameter, die einen signifikanten Einfluss auf die Kostenentwicklung haben. Dies ist gemäß § 13 Abs. 3 S. 3 ARegV insbesondere dann anzunehmen, wenn sie messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar, nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind und insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden.

Vergleichsparameter können insbesondere sein

1. die Anzahl der Anschlusspunkte oder der Zählpunkte in Stromversorgungsnetzen und der Ausspeisepunkte oder der Messstellen in Gasversorgungsnetzen,

2. die Fläche des versorgten Gebietes,
3. die Leitungslänge,
4. die Jahresarbeit,
5. die zeitgleiche Jahreshöchstlast,
6. die dezentralen Erzeugungsanlagen in Stromversorgungsnetzen, insbesondere die Anzahl und Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- und solarer Strahlungsenergie oder
7. die Maßnahmen, die der volkswirtschaftlich effizienten Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere von dezentralen Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus Windanlagen an Land und solarer Strahlungsenergie dienen.

Bei der Bestimmung von Parametern zur Beschreibung geografischer, geologischer oder topografischer Merkmale und struktureller Besonderheiten der Versorgungsaufgabe auf Grund demografischen Wandels des versorgten Gebietes können gemäß § 13 Abs. 3 S. 5 ARegV flächenbezogene Durchschnittswerte gebildet werden.

Die Vergleichsparameter können gemäß § 13 Abs. 3 S. 6 ARegV bezogen auf die verschiedenen Netzebenen von Stromversorgungsnetzen verwendet werden; ein Vergleich einzelner Netzebenen findet dabei nicht statt.

Die Auswahl der Vergleichsparameter hat gemäß § 13 Abs. 3 S.7 ARegV mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Auf Basis der vorliegenden Daten wurden mittels wissenschaftlich anerkannter analytischer und statistischer Methoden, die geeignet sind die Bedeutung der Parameter empirisch zu belegen, die Vergleichsparameter aus den analysierten möglichen Vergleichsparametern ausgewählt. Durch die Auswahl der Vergleichsparameter soll gemäß § 13 Abs. 3 S. 8 ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet sein. Dabei sind gemäß § 13 Abs. 3 S. 9 ARegV die Unterschiede zwischen Strom- und Gasversorgungsnetzen

zu berücksichtigen, insbesondere der unterschiedliche Erschließungs- und Anschlussgrad von Stromversorgungsnetzen.

Die ausgewählten Vergleichsparameter werden für beide unter 3.3.2.1 dargestellten Methoden gleich verwendet. Eine getrennte Vergleichsparameterauswahl, wie sie teilweise in den Stellungnahmen zur Konsultation gefordert wurde, entspricht nicht der Systematik der ARegV. Diese beschreibt in § 13 ARegV die Auswahl und Bildung der Parameter unabhängig von den in Anlage 3 zu § 12 ARegV beschriebenen Methoden. Dies war in den vergangenen Regulierungsperioden insbesondere vor dem Hintergrund der Pflichtparameter auch nicht möglich. Eine explizite Änderung des Vorgehens ist aus dem Verordnungstext sowie aus den Verordnungsbegründungen nicht ersichtlich.

Vor der Auswahl der Vergleichsparameter wurden gemäß § 13 Abs. 3 S. 10 ARegV Vertreter der berührten Wirtschaftskreise und der Verbraucher rechtzeitig gehört.

Die Bundesnetzagentur hat folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

- Stromkreislänge Kabel HoeS und HS
- Stromkreislänge Freileitung HoeS und HS
- Netzlänge MS und NS ((Kabel + Freileitung inkl. Hausanschlussleitungen und Straßenbeleuchtung)
- Tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast HS/MS
- Tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast MS/NS
- Summe der installierten Erzeugungsleistung der Ebenen HoeS, HoeS/HS, HS und HS/MS
- Summe der installierten Erzeugungsleistung der Ebenen MS und MS/NS

- Summe der installierten Erzeugungsleistung der Ebene NS
- Anzahl der Messlokationen über alle Spannungsebenen

Im Folgenden werden die verwendeten Vergleichsparameter erläutert:

Die Vergleichsparameter „Stromkreislänge Kabel HoeS und HS“, „Stromkreislänge Freileitung HoeS und HS“, „Netzlänge MS und NS“ dienen der nach Spannungsebenen disaggregierten Abbildung der Netzlängen. Auf der HoeS bzw. HS-Ebene wird zudem zwischen Erdkabeln und Freileitungen unterschieden, weiterhin werden auf der MS- und NS-Ebene die Leitungslängen von Hausanschlüssen und Straßenbeleuchtung berücksichtigt. Hierdurch wird die Dienstleistungsdimension (insb. erforderliche Netzlängen zum Anschluss der Endkunden) abgebildet.

Die Parameter „Tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast HS/MS“ und „Tatsächliche zeitgleiche Jahreshöchstlast MS/NS“ dienen der disaggregierten Abbildung der Kapazitätserfordernisse auf den Umspannebenen HS/MS und MS/NS.

Die installierte Erzeugungsleistung der Netz- und Umspannebenen HoeS, HoeS/HS, HS und HS/MS, der Netz- und Umspannebenen MS, MS/NS sowie der Netzebene NS dienen der Abbildung der Kapazitätsdimension, insbesondere auch unter Berücksichtigung der Kosten im Zusammenhang mit dem Zubau erneuerbarer Energien.

Mit dem Parameter „Anzahl der Messlokationen über alle Spannungsebenen“ wird die Dienstleistungsdimension in Form von Kosten je gemessener Messstelle (selbst abgelesen und durch Dritte abgelesen) abgebildet. Gleichzeitig erfolgt im Zusammenhang mit den verwendeten Netzlängen eine Abbildung der Granularität der Versorgungsaufgabe.

Eine Übersicht der den Vergleichsparametern zu Grunde liegenden Werte des Netzbetreibers findet sich in **Anlage 3**. Die Beschreibung bzw. Definition der einzelnen Parameter und der Ermittlung des Effizienzvergleichs findet sich in **Anlage 4**. Die unternehmensindividuellen Effizienzwerte finden sich in **Anlage 5**.

3.3.2.4

Ausreißeranalyse und Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet

Die Bundesnetzagentur hat für die parametrische (SFA) und für die nicht-parametrische (DEA) Methode Analysen bzw. statistische Tests zur Identifikation von extremen Effizienzwerten (Ausreißern) durchgeführt, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen (Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wurde ein Effizienzwert von 100 % festgesetzt (Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer Effizienz unter 60 % erhielten einen Mindesteffizienzwert von 60 % (§ 12 Abs. 4 S. 1 ARegV).

Bei der nicht-parametrischen Methode (DEA) gilt ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Dies bedeutet, dass diejenigen Unternehmen aus dem Datensatz entfernt werden, die – bei Gültigkeit des ermittelten Effizienzvergleichsmodells – für mindestens die Hälfte der Unternehmen im Datensatz den Effizienzmaßstab bilden. Mit dieser Vorgehensweise wird sichergestellt, dass ein einzelner Netzbetreiber keinen unnatürlich großen Einfluss auf die Effizienz eines anderen Netzbetreibers hat (Dominanzanalyse). Die Netzbetreiber, die den kritischen Wert nach Anlage 3 Nr. 5. Zu § 12 ARegV überschreiten, werden aus dem Datensatz entfernt. Ergänzend wurde eine Analyse der Supereffizienzwerte durchgeführt. Dabei waren diejenigen Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen, deren Effizienzwerte den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5-fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 % eines Datensatzes (Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV).

Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemeter wurden 4 Unternehmen als supereffiziente Ausreißer identifiziert. Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung nicht-standardisierter Aufwandsparemeter wurden 5 Unternehmen als supereffiziente Ausreißer identifiziert.

Bei der parametrischen Methode (SFA) gilt ein Wert dann als Ausreißer, wenn er die Lage der ermittelten Regressionsgerade zu einem erheblichen Maß beeinflusst (Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Zur Ermittlung des erheblichen Einflusses wurden

statistische Tests durchgeführt, mit denen ein numerischer Wert für den Einfluss ermittelt wurde. Liegt der ermittelte Wert über einem methodisch angemessenen kritischen Wert, so ist der Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen. Als Testverfahren kamen Cooks distance, DFBE-TAS, DFFITS, covariance ratio und Robuste Regression in Frage (Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV). Es wurden 10 Unternehmen unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandparameter und 11 Unternehmen unter Berücksichtigung nicht-standardisierter Aufwandparameter als Ausreißer identifiziert. Die im Rahmen der Konsultation vorgeschlagenen Verfahren zur Bestimmung von Ausreißern, deren Anwendung sich nicht direkt aus Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV ergibt, kamen nicht zur Anwendung. Die Anwendung dieser Methoden wurde aufgrund der Anmerkungen im Konsultationsverfahren untersucht. Im Ergebnis hielten diese Methoden insbesondere der Anforderung, dem aktuellen Stand der Wissenschaft zu entsprechen, nicht Stand.

Die in der Anreizregulierungsverordnung vorgegebenen Methoden bergen laut Bundesgerichtshof das Risiko, dass Netzbetreiber nicht allein aufgrund ihrer unternehmerischen Leistung als effizient eingestuft werden, sondern vielmehr aufgrund ihrer besonderen Netzstruktur (vgl. BGH, Beschl. v. 20.12.2022, EnVR 45/21, Rn. 27 ff.). Insofern die Ausreißeranalyse solch strukturelle Unterschiede, beispielsweise Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet, nicht bereits ausschließt, ist eine besondere Prüfung vorzunehmen. In der DEA wurden drei von fünf Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet als Ausreißer identifiziert. Diese bilden daher für die übrigen Netzbetreiber keinen Effizienzmaßstab. Ein Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet liegt in der DEA nicht auf der Effizienzgrenze. Ein Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet stellt ein Peer-Unternehmen dar und bildet damit die Effizienzgrenze in einer Dimension. Die Bundesnetzagentur hat den Einfluss dieses Netzbetreibers umfassend untersucht. Der Einfluss liegt nicht um ein Vielfaches über dem durchschnittlichen Einfluss und der relative Abstand zu den weiteren Netzbetreibern, welche diese Dimension ebenfalls belegen, ist vergleichsweise gering. Die Bundesnetzagentur sieht daher nicht nur keine strukturelle Bevorzugung der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet im Rahmen der DEA, sondern auch keine Benachteiligung der übrigen Verteilernetzbetreiber. Im Rahmen der SFA wurden alle Netzbetreiber ohne

Konzessionsgebiet als Ausreißer identifiziert und haben daher keinen Einfluss auf die Effizienzgrenze.

Weitere Gruppen von Netzbetreibern mit strukturellen Besonderheiten wurden nicht identifiziert.

Die Ergebnisse der Ausreißeranalyse werden in **Anlage 4** dargestellt.

3.3.2.5 Gutachten

Zu der konkreten Ausgestaltung des Effizienzvergleichs einschließlich einer eingehenden Stellungnahme zu den Einwänden der Netzbetreiber wird auf das im Internet als Anlage 4 veröffentlichte Gutachten des Gutachterkonsortiums Swiss Economics SE AG, SUMICSID Group SPRL und des IAEW verwiesen (<http://www.bundesnetzagentur.de>, unter den Menüpunkten: ► Elektrizität und Gas ► Netzentgelte ► Stromnetzbetreiber ► Effizienzvergleich VNB. Die Beschlusskammer macht sich die Inhalte des Gutachtens vollständig zu Eigen. Das Gutachten ist Bestandteil dieses Beschlusses.

3.3.2.6 Individuelle Anpassung des Effizienzwertes im Rahmen der Neubescheidung

Der Effizienzvergleich wurde mit der Veröffentlichung des Berichts vom 30.04.2024 abgeschlossen. Nachträglich hat sich bei einem dritten Netzbetreiber eine signifikante Veränderung der Kostendaten ergeben. Die Bundesnetzagentur hat nach Mitteilung dieser Veränderung die Auswirkungen auf den Effizienzvergleich an sich als auch auf die individuellen Effizienzwerte aller weiteren Netzbetreiber geprüft.

Die Korrektur der Kostendaten des betroffenen dritten Netzbetreibers hat keine Auswirkungen auf die Güte und Stabilität des Effizienzvergleichsmodells. Die Analyse der Bundesnetzagentur hat gezeigt, dass die veränderte Datengrundlage keinen Einfluss auf die Modellwahl bzw. -bewertung hat. Gleichwohl hat die Veränderung des betroffenen Netzbetreibers direkten Einfluss auf weitere Netzbetreiber.

Mit dem korrigierten Wert des betroffenen Netzbetreibers hat die Bundesnetzagentur – unter Beibehaltung des bisherigen Effizienzvergleichsmodells – die Effizienzwerte neu ermittelt. Die Neuberechnung diente der Überprüfung, ob es ermessensgerecht ist, das bisherige Ergebnis des Effizienzvergleichs fortbestehen zu lassen. Die Bundesnetzagentur kommt nach Prüfung der potentiellen Auswirkungen zu dem Ergebnis, dass der Effizienzvergleich in der Fassung der Veröffentlichung des Berichts vom 30.04.2024 weiterhin Bestand hat.

Nach § 21a EnWG sind die Effizienzvorgaben so zu gestalten, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. Durch die relevante Änderung der Kostendaten eines dritten Netzbetreibers und der damit verbundenen Auswirkungen auf den Effizienzwert des Netzbetreibers sieht die Beschlusskammer die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben mittels möglicher und zumutbarer Maßnahmen im vorliegenden Fall als zumindest erschwert an.

Dem Interesse an einer rechtzeitigen Regulierungsentscheidung und einem für alle Beteiligten gleichermaßen geltenden Regulierungsrahmen kann nach der Rechtsprechung ein erhebliches Gewicht beigemessen werden (BGH, Beschl. v. 20.12.2022, EnVR 45/21). Es besteht ein erhebliches Interesse an einer Festlegung der Erlösbergrenzen zu Beginn der Regulierungsperiode. Eine Neuberechnung des gesamten Effizienzvergleichs würde diesem Interesse entgegenstehen.

Die Beschlusskammer hat ihr Ermessen dahingehend ausgeübt, dass sie den Gesamt-Effizienzvergleich weiterhin anwendet und nur in begründeten Fällen eine Anpassung des individuellen Effizienzwertes vornimmt. Der Effizienzvergleich ist ein unselbständiges Teilverfahren bei der Festlegung der Erlösbergrenzen. Die Bestimmung der individuellen Erlösbergrenzen der einzelnen Netzbetreiber ist erst der letzte Schritt in einem gestuften Regulierungsverfahren mit zahlreichen Zwischenschritten, die nicht nur die Verhältnisse des jeweiligen Netzbetreibers zum Gegenstand haben, sondern insbesondere beim Effizienzvergleich einen Abgleich der Daten aller Netzbetreiber erfordern (BGH, Beschluss vom 20.10.2022, EnVR 45/21, Rn. 17). Das ist aber nur möglich, wenn sichergestellt ist, dass zu bestimmten

Stichtagen alle erforderlichen Daten vorliegen. Dementsprechend hat auch der Bundesgerichtshof entschieden, dass im Interesse der Einheitlichkeit der Datengrundlage an Angaben grundsätzlich festhalten werden kann, da es mit dem methodischen Ansatz des Effizienzvergleichsverfahrens nicht vereinbar wäre, wenn ein Netzbetreiber die von ihm eingegebenen Daten nach Durchführung des Effizienzvergleichs ohne weiteres korrigieren könnte (BGH, Beschl. v. 21.01.2014, EnVR 12/12). Die Entscheidung betrifft zwar einen Fehler der Netzbetreiber. Aber auch insgesamt bestätigt die Rechtsprechung, dass eine vollständige Fehlerfreiheit der Datengrundlage des Effizienzvergleichs und der sich aus ihm ergebenden Effizienzvorgaben der Netzbetreiber schon systembedingt nicht zu erreichen sei (OLG Düsseldorf, Beschl. v. 12.05.2022, 5 Kart 6/21 (V), Rn. 73). Die Bundesnetzagentur kann nach der Rechtsprechung (BGH, Beschl. v. 26.09.2023 – EnVR 44/22) einen Stichtag für Datenkorrekturen setzen und danach erfolgte Berichtigungen grundsätzlich nicht berücksichtigen. Ein solcher Stichtag ist erforderlich, um in einem noch vertretbaren Zeitfenster eine valide, dann aber auch feststehende Datengrundlage für die Durchführung des Effizienzvergleichs zu erlangen. Der relevante Stichtag ist der 11.10.2023 (Stichtag des finalen Datensatzes 10.11.2023, vgl. Gutachten S. 65 f.). Dies ist der maßgebliche Zeitpunkt der Behördenentscheidung über den Gesamt-Effizienzvergleich. Danach erfolgte Änderungen sind nicht mehr in den Gesamt-Effizienzvergleich eingeflossen.

Dem steht nicht entgegen, dass individuelle Effizienzwerte von Netzbetreibern abgeändert werden können. Hätte die nachträgliche Änderung einzelner in die Datenbasis eingeflossener Werte in jedem Fall eine erneute Durchführung der einzelnen Schritte zur Folge, so würde jede Einzelentscheidung einen erheblichen Aufwand mit sich bringen. Für denjenigen Netzbetreiber, dessen Ausgangswerte aufgrund besonderer Umstände zu korrigieren sind, greift diese Erwägung nicht. Für ihn kann nach der Rechtsprechung der Effizienzwert auf der Grundlage der für alle Netzbetreiber herangezogenen Datenbasis erneut zu berechnen sein. Für diejenigen Netzbetreiber, die in der Folge der individuellen nachträglichen Änderung der Ausgangswerte des betroffenen dritten Netzbetreibers veränderte Effizienzvorgaben erhalten

könnten, steht die individuelle Anpassung ebenfalls im Ermessen der Beschlusskammer.

Die Beschlusskammer hat die Vorgaben der Rechtsprechung zum eingeräumten Regulierungsermessen mit Bezug auf den vorliegenden Fall gewürdigt.

Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs kann ein Netzbetreiber einen Anspruch auf Aufhebung einer bestandskräftigen Entscheidung haben, wenn die Aufrechterhaltung eines bestandskräftigen Verwaltungsaktes schlechthin unerträglich sei. Vor dem Hintergrund, dass der Effizienzvergleich ein Aspekt ist, der gemäß § 1 Abs. 1 EnWG eine u.a. möglichst preisgünstige, verbraucherfreundliche und effiziente leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität bezwecken soll, wurden auch die Auswirkungen auf die Netznutzer betrachtet. Das Vertrauen der Netznutzer in die Bestandskraft des Bescheids kann in einem solchen Fall hinter den berechtigten Interessen des Netzbetreibers zurücktreten. Für den Netzbetreiber war die fälschlicherweise erfolgte Einstufung als Peer-Unternehmen nicht erkennbar.

In diesem Fall ist eine Anpassung des Effizienzwertes aufgrund der Höhe der wirtschaftlichen Auswirkungen sachgerecht. Es handelt sich um eine Veränderung des individuellen Effizienzwertes um 0,28 Prozentpunkte. Maßgebliche Kriterien der Ermessensausübung sind insbesondere die Vorgaben in § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG hinsichtlich der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Die Datengrundlage ist für den Effizienzvergleich in der Gesamtheit weiterhin tauglich für die Durchführung des Verfahrens. Auch das Effizienzvergleichsmodell ist nicht in Frage gestellt. Nach Einschätzung der Beschlusskammer ist die hier vorliegende Abweichung von mehr als 0,1 Prozentpunkten jedoch nicht mehr von methodenimmanenten Ungenauigkeiten sowie den Sicherheitsmechanismen in der ARegV (insbesondere Bestabrechnung nach § 12 Abs. 3 ARegV, Möglichkeit der Berücksichtigung von Besonderheiten der Versorgungsaufgabe nach § 15 Abs. 2

ARegV sowie der Festlegung abweichender Effizienzvorgaben nach § 16 Abs. 2 ARegV) erfasst (vgl. OLG Düsseldorf, Beschl. v. 12.05.2022, VI-5 Kart 6/21 (V), Rn. 73). Wirtschaftlich handelt es sich um eine Auswirkung, die über eine Bagatellabweichung hinausgeht. Diese Auswirkung war für den Netzbetreiber nicht erkennbar.

Relevant für die vorliegende Ermessensentscheidung ist zudem die zeitliche Komponente: Die Anpassung des individuellen Effizienzwerts und damit der Effizienzvorgaben kann noch relativ früh in der laufenden Regulierungsperiode erfolgen. Mit Veröffentlichung vom 20.11.2024 hat die Beschlusskammer eine fehlerhafte Datenmeldung im Effizienzvergleich angezeigt und das weitere geplante Vorgehen beschrieben. Die Netzbetreiber, deren Verfahren von Amts wegen aufgegriffen werden, wurden mit E-Mail vom 20.11.2024 individuell informiert. Die Netzbetreiber hatten damit bereits im ersten Jahr der Regulierungsperiode Kenntnis vom beabsichtigten Vorgehen. Im ersten Jahr der Regulierungsperiode wurde auch erstmals über die Festlegung der Erlösobergrenze entschieden. Der Effizienzvergleich wurde mit Veröffentlichung des Berichts vom 30.04.2024 ebenfalls im ersten Jahr der vierten Regulierungsperiode abgeschlossen. Dieser enge zeitliche Zusammenhang und die frühzeitige Bereinigung zu Beginn der Regulierungsperiode rechtfertigen in diesem Fall eine individuelle Anpassung. Auf die Verfahren wie beispielsweise die Genehmigung der Regulierungskontosalden für die Jahre der vierten Regulierungsperiode hat die Anpassung noch keine Auswirkungen. Die Anträge sind erst zum 31.12.2025 zu stellen. Anders könnte die Entscheidung ausfallen, wenn ein langer zeitlicher Versatz zwischen Beginn der Regulierungsperiode bzw. erstmaliger Festlegung der Erlösobergrenze und der möglichen Neufestlegung liegt. Dann wäre auch das Interesse der Netznutzer an dem Festhalten an der bestandskräftigen Entscheidung höher zu gewichten.

Die individuelle Anpassung führt im System des Effizienzvergleichs nicht zu Verfahrensverzögerungen und weiteren Verfahrensrisiken. Das Festhalten an der Einheitlichkeit der Datengrundlage für den Gesamt-Effizienzvergleich lässt diesen gerade unberührt. Dies dient dem überwiegenden Interesse an einer zügigen Festlegung der Erlösobergrenze bzw. dem Interesse an der Rechtssicherheit der bestandskräftigen

tigen Festlegungen. Maßgeblich für die Entscheidung der Schwelle von 0,1 Prozentpunkten sind neben der relativ geringen wirtschaftlichen Relevanz der übrigen Fälle, der fortgeschrittene Verfahrensstand der EOG-Festlegungen sowie die Stabilität des Effizienzvergleichs insgesamt. Die Anpassung nur der individuellen Effizienzvorgaben bei positiven Abweichungen um mindestens 0,1 Prozentpunkt führen zu einer im Zeitablauf vertretbaren Anpassung der bestehenden Festlegungen.

Daher gewährt die Beschlusskammer einen Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 15 ARegV ermittelten Effizienzwert unter Berücksichtigung der angepassten Kostendaten des dritten Netzbetreibers.

3.3.3 Effizienzwert des Netzbetreibers

Die Ermittlung des unternehmensindividuellen Effizienzwertes erfolgt auf Grundlage der §§ 12 bis 15 ARegV (§ 12 Abs. 1 S. 1 ARegV). Ein Aufschlag auf den sich aus der Effizienzanalyse ergebenden Effizienzwert ist nach Maßgabe des § 15 Abs. 1 ARegV grundsätzlich möglich.

Der sich aus den Effizienzvergleichen ergebende Effizienzwert des Netzbetreibers ist als Anteil der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile in Prozent auszuweisen (§ 12 Abs. 2 ARegV). Die für den Netzbetreiber in den durchgeführten Effizienzvergleichen ermittelten individuellen Effizienzwerte nach individueller Anpassung ergeben sich aus **Anlage 5**.

3.4 Ermittlung der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 4 ARegV

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen in der vierten Regulierungsperiode ist die durch den Verteilungsfaktor (V_t) gleichmäßig abzubauenen beeinflussbaren Kostenanteile ($KA_{b,t}$) des Netzbetreibers, deren Abbau innerhalb einer Regulierungsperiode abgeschlossen sein muss (§ 16 Abs. 1 S. 1 ARegV).

3.4.1

Beeinflussbare Kostenanteile im jeweiligen Kalenderjahr der Regulierungsperiode (KA_{b,t})

Die KA_{b,t} des Netzbetreibers ergeben sich gemäß § 11 Abs. 4 S. 1 ARegV aus den Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile des Ausgangsniveaus (KA_{dnb,0}), nach Abzug des Kapitalkostenabzugs des jeweiligen Kalenderjahrs der Regulierungsperiode (KKA_{b,t}) und nach Abzug der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile des jeweiligen Kalenderjahrs der Regulierungsperiode (KA_{vnb,t}). Somit gilt:

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

Die Höhe der beeinflussbaren Kostenanteile ist **Anlage 1** zu entnehmen.

3.4.2

Individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 ARegV

Die Festlegung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde hat gemäß § 16 Abs. 1 S. 1 ARegV so zu erfolgen, dass die beeinflussbaren Kostenanteile (KA_{b,t}) unter Anwendung eines Verteilungsfaktors (V_t) rechnerisch innerhalb einer Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut werden (individuelle Effizienzvorgabe).

Für die vierte Regulierungsperiode wird die individuelle Effizienzvorgabe gemäß § 16 Abs. 1 S. 3 ARegV dahingehend bestimmt, dass der Abbau der ermittelten Ineffizienzen nach einer Regulierungsperiode abgeschlossen sein muss. Eine Regulierungsperiode dauert gemäß § 3 Abs. 2 ARegV fünf Jahre. Somit hat der Abbau der ermittelten monetär bewerteten Ineffizienzen in der zweiten Regulierungsperiode innerhalb von fünf Jahren zu geschehen. Daraus ergibt sich ein Verteilungsfaktor (V_t) von 0,2 * t.

Jahr	t	V _t
2024	1	0,2
2025	2	0,4
2026	3	0,6
2027	4	0,8
2028	5	1,0

Der Abbau der Ineffizienzen wird mit der jährlich festgelegten Erlösobergrenze zum 01.01. eines Kalenderjahres berücksichtigt. Zum Verteilungsfaktor in Höhe von 1/5 im ersten Jahr der Regulierungsperiode ist in jedem folgenden Jahr der Regulierungsperiode jeweils 1/5 hinzu zu addieren (BR-Drs. 417/97 vom 15.06.2007, S. 60f.; zur Rechtmäßigkeit dieser Methodik OLG Düsseldorf, Beschl. v. 14.09.2016, VI-3 Kart 175/14, S. 34 ff.).

3.5 Effizienzbonus nach § 12a ARegV

Nach § 12a ARegV ermittelt die Regulierungsbehörde für im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesene Netzbetreiber einen Aufschlag auf die Erlösobergrenze (sog. Effizienzbonus) auf Grundlage der im Rahmen der Effizienzwertermittlung bereits durchgeführten Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nr. 5 S. 9 zur ARegV.

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

3.6 Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV

Gemäß § 8 ARegV ergibt sich der Wert für die allgemeine Geldwertentwicklung aus dem durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex (VPI). Für die Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 ARegV wird der VPI des vorletzten Kalenderjahres vor dem Jahr, für das die Erlösobergrenze gilt, verwendet (VPI_t). Dieser wird ins Verhältnis gesetzt zum VPI für das Basisjahr (VPI_0).

Basisjahr ist gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Jahr 2021. Der VPI für das Jahr 2021 beträgt nach den Angaben des Statistischen Bundesamtes 103,1 (bei Normierung auf das Jahr 2020) und für das Jahr 2022 110,2 (bei Normierung auf das Jahr 2020) (abrufbar im Internet unter: <https://www.genesis.destatis.de/genesis/online> > Suche nach: 61111-0001). Entsprechend dem Term VPI_t / VPI_0 der in Anlage 1 zu § 7 ARegV aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 2022 zum VPI für das Jahr 2021 für das erste Jahr der vierten Regulierungsperiode (2024) einen Inflationsfaktor in Höhe von 1,0689.

Für die Folgejahre der vierten Regulierungsperiode (2025 bis 2028) hat die Beschlusskammer die relative prozentuale Veränderung des VPI des Jahres 2022 (6,89 %) gegenüber 2021 (103,1) fortgeschrieben, da zum Zeitpunkt der Beschlussfassung noch keine Erkenntnisse hinsichtlich des VPI der Kalenderjahre 2023 bis 2026 vorliegen konnten. Das Vorgehen der Beschlusskammer ist zweckmäßig, da der Netzbetreiber gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zur Anpassung der Erlösobergrenze verpflichtet ist und so vorab eine möglichst sachgerechte Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des VPI erfolgen kann. Das Vorgehen entspricht im Übrigen auch der ständigen Praxis der Beschlusskammer der vergangenen Regulierungsperioden.

Es wurden somit folgende VPI-Werte zu Grunde gelegt:

Jahr	VPI
2023	103,1
2024	110,2
2025	117,8
2026	125,9
2027	134,6
2028	143,8

Die Inflationsfaktoren für die jeweiligen Jahre in Bezug auf das Basisjahr – d. h. die relative prozentuale Änderung des VPI des jeweiligen Jahres gegenüber dem VPI des Basisjahres 2021 – sind in nachstehender Tabelle dargestellt:

Jahr	VPI_t / VPI_0
2024	1,0689
2025	1,1426
2026	1,2211
2027	1,3055
2028	1,3957

Die Beschlusskammer hat diese Werte bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2024 bis 2028 berücksichtigt.

3.7

Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV

Im Rahmen der Anreizregulierung ist bei der Bestimmung der Erlösobergrenzen zu berücksichtigen, wie sich die Produktivität der gesamten Branche abweichend von der Gesamtwirtschaft entwickelt. Dies erfolgt durch den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (PF_t).

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

Die Beschlusskammer 4 hat am 20.12.2024 unter dem Aktenzeichen BK4-24-028 für Elektrizitätsversorgungsnetze für die vierte Regulierungsperiode einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor festgelegt, welcher Bestandteil der Regulierungsformel ist. Die Beschlusskammer 8 berücksichtigt diesen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor.

In Anlage 1 zu § 7 ARegV wird die Variable PF_t als der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9 ARegV definiert, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt. Die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode (PF_t) ergeben sich demgemäß mittels des folgenden Algorithmus:

$$PF_t = (1 + 0,0086)^t - 1$$

3.8

Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV

Der Netzbetreiber kann gem. § 4 Abs. 4 Nr. 1, 2. Alt. ARegV die Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund eines Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV beantragen. Diesbezüglich ergeht ein gesonderter Beschluss.

3.9

Qualitätselement nach § 19 ARegV

Auf die Erlösobergrenzen sind gemäß § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorzunehmen, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlvorgaben abweichen (Q t). Diesbezüglich ergeht ein gesonderter Beschluss.

3.10

Volatile Kosten Verlustenergie (VK t)

Die Festlegung volatiler Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV zur Berücksichtigung von Verlustenergiekosten in der vierten Regulierungsperiode erfolgte mit dem Beschluss BK8-22/003-A.

3.11

Zu- und Abschläge aus dem Regulierungskonto nach § 5 Abs. 3 ARegV

Auf die Erlösobergrenzen sind auf Antrag des Netzbetreibers gemäß § 5 Abs. 3 ARegV Zu- oder Abschläge aus dem Regulierungskonto vorzunehmen. Diesbezüglich ergeht ein gesonderter Beschluss.

4.

Mögliche Anpassung der verwendeten Eigenkapitalzinssätze

Die Beschlusskammer hat bei der Bestimmung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung im Rahmen der Ermittlung des Ausgangsniveaus die Zinssätze für Alt- und Neuanlagen zugrunde gelegt, die in dem Beschluss BK4-21-055 der Beschlusskammer 4 vom 12.10.2021 festgelegt worden sind. Gegen den Beschluss BK4-21-055 haben zahlreiche Netzbetreiber Beschwerde eingelegt.

Die unter Tenorziffer 3 tenorierte Regelung zur Anpassung dieses Beschlusses zur Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die vierte Regulierungsperiode hinsichtlich der verwendeten Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen, dient der Vermeidung von Beschwerdeverfahren, die unter dem Gesichtspunkt der Verfahrensökonomie nicht sinnvoll sind. Ein Netzbetreiber soll sich nicht veranlasst sehen, gegen den vorliegenden Beschluss rechtswahrend

Beschwerde einzulegen, nur um sich so die Möglichkeit zu erhalten, von dem Ausgang des Beschwerdeverfahrens gegen den Beschluss BK4-21-055 auch in diesem Verfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen zu profitieren. Die Beschlusskammer möchte mit der in Rede stehenden Regelung somit vermeiden, dass dieser Beschluss von Netzbetreibern allein deshalb mit einer Beschwerde angegriffen und so einem gerichtlichen Verfahren zugeführt wird, um gegebenenfalls höhere als im ursprünglichen Beschluss BK4-21-055 festgelegte Eigenkapitalzinssätze zur Grundlage dieses Beschlusses zu machen. Gleichzeitig wird für den Fall, dass der Netzbetreiber diesen Beschluss nicht nur wegen der verwendeten Eigenkapitalzinssätze, sondern auch wegen anderer Beschwerdepunkte angreift, sichergestellt, dass über die insoweit eingelegte Beschwerde entschieden werden kann und das Abwarten einer abschließenden gerichtlichen Entscheidung und einer eventuellen Neufestlegung zu den mit Beschluss BK4-21-055 festgelegten Eigenkapitalzinssätzen nicht erforderlich ist.

Dabei soll der Netzbetreiber durch die unter Tenor Ziffer 3 getroffene Regelung so gestellt werden, wie er stünde, wenn er diesen Beschluss zur Festlegung der Erlösobergrenzen mit einer Beschwerde angegriffen, dabei die Anwendung rechtswidriger Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen gerügt hätte und es zu einer Neufestlegung der Eigenkapitalzinssätze kommt. Der Netzbetreiber soll insoweit weder besser noch schlechter gestellt werden. Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber im Falle eines ihm günstigen Ausgangs des Verfahrens gegen den Beschluss BK4-21-055 auch von höheren Zinssätzen in dieser Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen profitieren soll. Dies bedeutet aber gleichzeitig auch, dass die Beschlusskammer – schon im Interesse der Netznutzer – sicherstellt, dass im Falle eines für den Netzbetreiber ungünstigen Ausgangs seines Beschwerdeverfahrens gegen die Festlegung BK4-21-055 etwaige die Erlösobergrenze reduzierende Effekte berücksichtigt werden. Deshalb ist die Regelung so ausgestaltet, dass eine Anpassung sowohl erlösobergrenzenerhöhend als auch -senkend vorgenommen wird.

Bei ihrer Entscheidung, die Regelung des Tenors Ziffer 3 in den Beschluss aufzunehmen, hat die Beschlusskammer insbesondere berücksichtigt, dass diese

Aufnahme der Regelung mit dem ausdrücklichen Einverständnis des Netzbetreibers geschehen ist. Dieser hat sich im Anhörungsverfahren nach ausdrücklichem Hinweis für die Aufnahme der Regelung ausgesprochen.

5. Mögliche Anpassung des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors

Die Beschlusskammer hat bei der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenze den unter dem Aktenzeichen BK4-24-028 festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor zugrunde gelegt (vgl. Abschnitt 3.7). Gegen den Beschluss BK4-24-028 der Beschlusskammer 4 kann zum Zeitpunkt des Erlasses des vorliegenden Beschlusses noch fristwährend Beschwerde durch den Netzbetreiber eingelegt werden.

Die Beschlusskammer trifft mit Tenorziffer 4 hinsichtlich des verwendeten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors eine Regelung zur Anpassung der Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode. Dies erfolgt mit dem Ziel, Beschwerdeverfahren zu vermeiden, die unter dem Gesichtspunkt der Verfahrensökonomie nicht sinnvoll sind. Die zur Begründung der Regelung zum EK-Zins gemachten Ausführungen gelten entsprechend.

6. Rückwirkende Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen

Die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen nach dem 31.12.2023 ist zulässig. Sie verstößt insbesondere nicht gegen das in § 21a Abs. 1 S. 5 EnWG statuierte Gebot der Erreichbarkeit der Effizienzvorgabe. Die Effizienzvorgaben sollen – analog einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen – eine kontinuierliche Kostenoptimierung auslösen. Mithin kann und wird der Abbau von Ineffizienzen vor oder nach dem Beginn des jeweiligen Kalenderjahres einer Regulierungsperiode erfolgen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschl. v. 14.09.2016, VI-3 Kart 175/14 [V], Rn. 121 f.).

Der Netzbetreiber war rechtzeitig zur Preisbildung über alle für die Festlegung der Erlösobergrenze wesentlichen Elemente informiert. Insbesondere lag das Ergebnis

der Kostenprüfung vor. Auf dieser Basis war der Netzbetreiber bereits Ende 2023 in der Lage, die Erlösobergrenze des Jahres 2024 zu ermitteln.

Die Systematik der ARegV sieht einen erlösobergrenzenfreien Zeitraum nicht vor. Die Festlegung der Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode hätte danach grundsätzlich im Jahr 2023 erfolgen sollen. Gleichwohl ist eine rückwirkende Festlegung zulässig. Nach Art. 37 Abs. 10 der Richtlinie 2009/73/EG sind die Regulierungsbehörden befugt, vorläufig geltende Übertragungs- und Verteilungstarife festzulegen oder zu genehmigen und über geeignete Ausgleichsmaßnahmen zu entscheiden, falls sich die Festlegung der Tarife verzögert. Wenn aber vorläufige Regelungen im Zusammenhang mit der Festlegung der Erlösobergrenze für ein Kalenderjahr zulässig sind, muss auch eine rückwirkende endgültige Festlegung von Erlösobergrenzen zulässig sein (vgl. OLG Düsseldorf, Beschl. v. 14.09.2016, VI-3 Kart 175/14 (V), Rn. 118 ff.). Dies gilt in jedem Fall, wenn alle erforderlichen Preisbildungsgrundlagen vorliegen und der Unterschied zwischen der möglichen vorläufigen Anordnung und der endgültigen Festlegung der Erlösobergrenzen nur wenige Wochen beträgt.

Rein vorsorglich nimmt die Beschlusskammer hilfsweise folgende Ermessenserwägungen in Bezug auf die rückwirkende Festlegung der Erlösobergrenzen in diesem konkreten Einzelfall vor. Im Rahmen des ihr zustehenden Regulierungsermessens hat sich die Beschlusskammer entschieden, von einer vorläufigen Festlegung von Erlösobergrenzen nach § 72 EnWG abzusehen und die Erlösobergrenzen rückwirkend zum 01.01.2024 festzulegen.

Bei der Entscheidung hat die Beschlusskammer neben dem in § 72 EnWG angelegten bzw. sich aus der rückwirkenden Bescheidung ergebenden Zweck einer Vorgabe von Erlösobergrenzen auch das Interesse des Netzbetreibers an Rechtssicherheit und an einer nach § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals sowie das Interesse der Netznutzer an den in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Aspekten einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität berücksichtigt.

Eine vorläufige Festlegung von Erlösbergrenzen nach § 72 EnWG war aus Sicht der Beschlusskammer nicht zweckdienlich für das Verfahren zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen sowie die Vereinnahmung von Netzentgelten. In die Abwägung ist auch eingeflossen, dass die zeitliche Verzögerung nicht gravierend war und dem Netzbetreiber rechtzeitig seine Vorgaben für die vierte Regulierungsperiode bekannt waren. Die vorläufige Anordnung wäre somit ein reiner Formalismus gewesen.

Angesichts der dargestellten Umstände erachtet die Beschlusskammer die rückwirkende Festlegung der Erlösbergrenze für das Jahr 2024 als ermessensfehlerfrei.

Vorliegend überwiegt das Interesse der Allgemeinheit an der (rückwirkenden) Festlegung von Erlösbergrenzen ab Beginn der vierten Regulierungsperiode. Die gegen die rückwirkende Festlegung sprechenden Prinzipien des Vertrauensschutzes hat die Beschlusskammer demgegenüber im konkreten Fall als nachrangig bewertet.

Die Entscheidung, die Erlösbergrenze für das Jahr 2024 rückwirkend festzulegen, ist auch verhältnismäßig. Die Entscheidung dient dem Zweck, entsprechend den Vorgaben des EnWG, der ARegV und der StromNEV für die gesamte Dauer einer Regulierungsperiode Erlösbergrenzen festzulegen. Die rückwirkende Festlegung ist hierzu geeignet, insbesondere werden dadurch rückwirkende Effizienzvorgaben ermöglicht. Sie ist auch erforderlich, da ein gleich geeignetes, milderes Mittel nicht zur Verfügung steht. Die Entscheidung ist schließlich auch angemessen. Das Interesse des Netzbetreibers, für den Zeitraum der Rückwirkung keinen weiteren Vorgaben gemäß dieses Beschlusses zu unterliegen, muss aus Sicht der Beschlusskammer hinter dem Interesse der Allgemeinheit an einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zurückstehen. Etwaige Abweichungen können ohne weiteres über das Regulierungskonto nach § 5 ARegV abgewickelt werden und wirken somit faktisch erst zu einem späteren Zeitpunkt.

III. Gebühren

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

IV. Anlagenverweis

Die **Anlagen 1 bis 6**, die **Anlage Aufwandsparemeter** sowie weitere in diesen Anlagen in Bezug genommene Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses.

Rechtsmittelbelehrung

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 Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer

Bourwieg

Henn

Krank

Netzbetreiberdaten	
Netzbetreiber:	inetz GmbH
BNR:	10001903
NNR:	1
MaSIR-Nr.:	SNB910663914472
Verfahren:	Regelverfahren
Effizienzwert:	95,27%
Basisjahr:	2021

Regulierungsdaten			
Jahr	Verbraucherpreis- gesamtindex nach § 8 ARegV [VPI]	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV [PF]	1 - kumulierter Verteilungsfaktor [1 - V _i]
2023	103,1		
2024	110,2	0,0086	0,6
2025	117,8	0,0173	0,6
2026	125,0	0,0260	0,4
2027	134,6	0,0348	0,2
2028	143,9	0,0437	0,0

Berechnung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der 4. Regulierungsperiode (Übersicht)													
Jahr	Erlösobergrenze nach § 4 ARegV	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV	Nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile	Effizienz-Bonus nach § 12a ARegV	Kostenanteile aus dem Verbraucher- preisgesamtindex nach § 8 ARegV	Kostenanteile aus dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV	Kapitalkosten- aufschlag nach § 4 Abs. 4 Nr. 1, § 10a ARegV	Qualitätselement nach § 4 Abs. 5, § 19 Abs. 1 ARegV	Volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV	Zu- und Abschläge für die Auflösung des Regulierungs- kontos nach § 4 Abs. 4 Nr. 1a, § 5 Abs. 3 ARegV	Nicht zumutbare Härte nach § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV	Sonstiges
	$EO_i =$	$KA_{dmb,i}$	$+ (KA_{vmb,i})$	$+ (1-V_i) \cdot KA_{b,i}$	$+ B_{e/T}$	$\cdot (VPI_i/VPI_0)$	$- PF_i$	$+ KKA_i$	$+ Q_i$	$+ (VK_i - VK_0)$	$+ S_i$	$+ NZH_i$	$+ S_{0i}$
2024	51.135.140 €	17.395.505 €	30.015.315 €	1.216.000 €				0 €	0 €	0 €	0 €		
2025	52.441.035 €	17.395.505 €	30.251.553 €	901.164 €				0 €	0 €	0 €	0 €		
2026	53.836.674 €	17.395.505 €	26.905.470 €	593.903 €				0 €	0 €	0 €	0 €		
2027	55.160.558 €	17.395.505 €	26.441.617 €	292.348 €				0 €	0 €	0 €	0 €		
2028	56.630.622 €	17.395.505 €	26.026.761 €	0 €				0 €	0 €	0 €	0 €		

Gesetzliche Grundlage	Berechnung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen (detailliert)	Ausgangsbasis	2024	2025	2026	2027	2028
§ 6 Abs. 1 ARegV	Basissjahr	2021					
§§ 12-15 ARegV	Anzuwendender Effizienzwert	95,27%					
§ 12a ARegV	Anzuwendender Supereffizienzwert	0,00%					
	Ausgangsniveau	60.800.562 €					
§ 4 ARegV	Erlösobergrenze	EO _i	51.135.140 €	52.441.035 €	53.836.674 €	55.169.558 €	56.630.622 €
§ 11 Abs. 2 ARegV	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	KA _{ab}	17.385.505 €	17.385.505 €	17.385.505 €	17.385.505 €	17.385.505 €
	Summe Kosten bzw. Erlöse						
Satz 1, Nr. 1	Gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten						
Satz 1, Nr. 2	Konzessionsabgaben						
Satz 1, Nr. 3	Betriebssteuern						
Satz 1, Nr. 4	Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen		10.017.818 €	10.017.818 €	10.017.818 €	10.017.818 €	10.017.818 €
Satz 1, Nr. 5	Nachrüstung von Wechselrichtern nach § 10 Abs. 1 SysStabV und der Nachrüstung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbarer Energien und aus Kluft-Wärme-Kopplung gemäß § 22 SysStabV						
Satz 1, Nr. 6	Genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV, soweit sie nicht zu den Kosten nach § 17 Abs. 1, den §§ 17a und 17b, des § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 1 oder des Flächenentwicklungsplans nach § 5 WindSeeG gehören und soweit sie dem Inhalt der Genehmigung nach durchgeführt wurden sowie in der Regulierungsperiode kostenvirksam sind und die Genehmigung nicht aufgehoben worden ist						
Satz 1, Nr. 6a	Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Abs. 2a ARegV						
Satz 1, Nr. 7	Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 und Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG, soweit diese nicht nach Nr. 6 berücksichtigt werden und soweit die Kosten bei effizientem Netzbetrieb entstehen						
Satz 1, Nr. 8	Vermiedene Netzentgelte im Sinne von § 18 StromNEV, § 19 Abs. 2 EnFG und § 6 Abs. 4 und § 13 Abs. 5 KWKG 2023		7.662.661 €	7.662.661 €	7.662.661 €	7.662.661 €	7.662.661 €
Satz 1, Nr. 9	Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnsatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2016 abgeschlossen worden sind						
Satz 1, Nr. 10	Ingesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratsmätigkeit						
Satz 1, Nr. 11	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Betriebskinderergessttellen für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen						
Satz 1, Nr. 12	Entscheidungen über die grenzüberschreitende Kostenaufteilung nach Artikel 12 der Verordnung (EU) Nr. 247/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die trans-europäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009 (ABl. L 115 vom 25.4.2013, S. 39), die zuletzt durch die Delegierte Verordnung (EU) 2020/899 (ABl. L 74 vom 11.3.2020, S. 1) geändert worden ist						
Satz 1, Nr. 12a	Forschung und Entwicklung nach Maßgabe des § 25a ARegV						
Satz 1, Nr. 13	Auflösung von Netzanchlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 und 4 i. V. m. S. 2 StromNEV						
	Ausgangsniveau abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile		33.505.057 €				
	Kapitalkostenabzug	KKAB _i					
§ 11 Abs. 3 ARegV	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile	KA _{ab,1}	30.615.315 €	30.251.053 €	29.905.479 €	29.441.817 €	29.026.701 €
§ 16 Abs. 1 i. V. m. § 34 Abs. 1b ARegV	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen	V und VI	0,2	0,4	0,6	0,8	1
§ 11 Abs. 4 ARegV	Beeinflussbarer Kostenanteil	KA _{ab,2}	1.520.000 €	1.501.940 €	1.484.758 €	1.461.738 €	1.441.131 €
	Nicht abgebauter beeinflussbarer Kostenanteil	(1 - V) · KA _{ab,2}	1.216.000 €	901.164 €	593.903 €	292.348 €	0 €
§ 10 Abs. 2 ARegV	Abgebaute beeinflussbare Kostenanteile	V _i · KA _{ab,2}	304.000 €	600.776 €	890.855 €	1.169.391 €	1.441.131 €

Gesetzliche Grundlage	Berechnung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen (detailliert)	Ausgangsbasis	2024	2025	2026	2027	2028
§ 12a ARegV	Effizienzbonus B						
§ 8 ARegV	Verbraucherpreisindex des laufenden Jahres VPI _t		110,2	117,8	125,9	134,6	143,9
§ 8 ARegV	Verbraucherpreisindex des Basisjahres VPI ₀		103,1	103,1	103,1	103,1	103,1
§ 9 ARegV	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor PF _t		0,0086	0,0173	0,0260	0,0348	0,0437
	VPI - PF		1,0003	1,1253	1,1951	1,2767	1,3520
§ 4 Abs. 4 Nr. 1, § 16a ARegV	Kapitalkostenaufschlag KKA _t						
§ 4 Abs. 5, § 19 Abs. 1 ARegV	Qualitätselement Q _t			0 €	0 €	0 €	0 €
§ 11 Abs. 5 ARegV	Vollte Kostenanteile des laufenden Jahres VK _t						
§ 11 Abs. 5 ARegV	Vollte Kostenanteile des Basisjahres VK ₀			0 €	0 €	0 €	0 €
§ 4 Abs. 4 Nr. 1a, § 5 Abs. 3 ARegV	Zu- und Abschläge für die Auflösung des Regulierungskontos S _t						
§ 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV	Nicht zumulbare Härte NZH _t		0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
	Sonstiges + S ₀		0 €	0 €	0 €	0 €	0 €

Gesamtkostenblatt					
Ziffer	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen BNetzA [EUR]	anerkannte Kosten BNetzA [EUR]	davon dnbK [EUR]
1.	Aufwandsgleiche Kosten				
1.1.	Materialkosten				
1.1.1.	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe				
1.1.1.1.	Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie				
1.1.1.2.	Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen				
1.1.1.2.1.	nach EEG (exklusive Einspeisemanagement-Maßnahmen)				
1.1.1.2.2.	nach KWKG				
1.1.1.2.3.	nach § 18 StromNEV			7.662.661	7.662.661
1.1.1.2.4.	Einspeisemanagement-Maßnahmen				
1.1.1.3.	Betriebsverbrauch				
1.1.1.4.	Aufwendungen für Differenz-Bilanzkreise bzw. Aufwendungen für den Ausgleich von Abweichungen bei Standardlastprofilen				
1.1.1.5.	Konzessionsabgabe				
1.1.1.6.	Aufwendungen für den EEG-Ausgleichsmechanismus				
1.1.1.7.	Aufwendungen für den KWKG-Belastungsausgleich				
1.1.1.8.	Aufwendungen für die Offshorenetzzulage (ONU)				
1.1.1.9.	Aufwendungen für den Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV				
1.1.1.10.	Aufwendungen für den Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten				
1.1.1.11.	Sonstiges				
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen				
1.1.2.1.	Aufwendungen an vorgelagerten Netzbetreiber			10.017.818	10.017.818
1.1.2.1.1.	Aufwendungen für vorgelagerten Netzbetreiber (Leistung/Arbeit)				
1.1.2.1.2.	Aufwendungen für vorgelagerten Netzbetreiber (Messstellenbetrieb)				
1.1.2.1.3.	Aufwendungen für Netzreservekapazität				
1.1.2.1.4.	Aufwendungen für Blindstrom gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber				
1.1.2.1.5.	Aufwendungen für singulär genutzte Betriebsmittel gemäß § 19 Abs. 3 StromNEV				
1.1.2.1.6.	Sonstiges				
1.1.2.2.	Aufwendungen für Blindstrom gegenüber Dritten				
1.1.2.3.	Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur				
1.1.2.4.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung				
1.1.2.5.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen				
1.1.2.6.	Sonstiges				
1.2.	Personalkosten				
1.2.1.	Löhne und Gehälter				
1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung				
1.2.2.1.	Altersversorgung				
1.2.2.2.	soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen				

Ziffer	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen BNetzA [EUR]	anerkannte Kosten BNetzA [EUR]	davon dnbK [EUR]
1.3.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen				
1.3.1.	gegenüber verbundenen Unternehmen				
1.3.2.	gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht				
1.3.3.	gegenüber Kreditinstituten				
1.3.4.	Zinszuführungen zu Rückstellungen				
1.3.5.	Sonstiges				
1.4.	Sonstige Steuern				
1.5.	Sonstige betriebliche Aufwendungen				
1.5.1.	Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge				
1.5.2.	Versicherungen				
1.5.3.	Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften				
1.5.4.	Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten				
1.5.5.	Rechts- und Beratungskosten				
1.5.6.	Sponsoring, Werbung, Spenden				
1.5.7.	Reisekosten und Auslösungen				
1.5.8.	Bewirtung und Geschenke				
1.5.9.	Wartung und Instandsetzung				
1.5.10.	Einzelwertberichtigungen auf Forderungen				
1.5.11.	Pauschalwertberichtigungen auf Forderungen				
1.5.12.	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV				
1.5.13.	Aufwendungen aus vorzeitigem Anlagenabgang				
1.5.14.	Sonstiges				
2.	Abschreibungen				
2.1.	Immaterielles Anlagevermögen				
2.1.1.	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten				
2.1.2.	Sonstiges				
2.2.	Kalkulatorische Abschreibungen				
2.3.	Abschreibungen Umlaufvermögen				
2.4.	Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens				
3.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung				
4.	Kalkulatorische Gewerbesteuer				
1.a.	Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge				

Ziffer	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen BNetzA [EUR]	anerkannte Kosten BNetzA [EUR]	davon dnbK [EUR]
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge				
5.1.	Bestandsveränderungen				
5.2.	aktivierte Eigenleistungen				
5.3.	sonstige betriebliche Erträge				
5.3.1.	Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen				
5.3.2.	Erträge aus Blindstrom				
5.3.3.	Erträge aus der Auflösung von Wertberichtigungen auf Forderungen				
5.3.4.	Erlöse aus Anlagenabgängen				
5.3.5.	andere sonstige betriebliche Erträge				
5.4.	Erträge aus Beteiligungen				
5.4.1.	Erträge aus Beteiligungen an verbundenen Unternehmen				
5.4.2.	Sonstiges				
5.5.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens				
5.5.1.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens von verbundenen Unternehmen				
5.5.2.	Sonstiges				
5.6.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge				
5.6.1.	Erträge aus Finanzanlagen				
5.6.1.1.	Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen				
5.6.1.2.	Erträge aus Cash-Pooling				
5.6.1.3.	Sonstiges				
5.6.2.	Erträge aus Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen				
5.6.2.1.	Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen				
5.6.2.2.	Erträge aus Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)				
5.6.2.3.	Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteteiligungsverhältnis besteht				
5.6.2.4.	Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen				
5.6.3.	Erträge aus Wertpapieren				
5.6.4.	Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei Bundesbank und Kreditinstituten				
5.6.5.	andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge				
5.7.	Umsatzerlöse (nicht aus Netzentgelten)				
5.7.1.	Konzessionsabgabe				
5.7.2.	Erlöse aus dem EEG-Ausgleichsmechanismus				
5.7.3.	Erlöse aus dem KWKG-Belastungsausgleich				
5.7.4.	Erlöse aus der Offshorenetzzulage (ONU)				
5.7.5.	Erlöse aus dem Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV				
5.7.6.	Erlöse aus dem Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten				
5.7.7.	Erträge aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen				
5.7.8.	Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen				
5.7.9.	Erträge aus der Auflösung von Investitionszuschüssen				
5.7.10.	sonstige Erlöse (nicht aus Netzentgelten)				
I.b.	Netzkosten nach Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge				

Darstellung der Nutzungsdauern

Netzgebiete: Netz in Chemnitz/Amstberg (Originäres Netz)

Anlagen- gruppen- nummer	Anlagengruppe	von	1947	1980	1994	2002	2005
		bis	1989	1993	2001	2004	2021
1	Kabel 220 kV						
2	Kabel 110 kV						
3	Kabel Mittelspannungsnetz						
4	Kabel 1 kV						
5	Kabel Abnehmeranschlüsse						
6	Freileitungen 110-380kV						
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz						
8	Freileitungen 1 kV						
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse						
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter						
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatenanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schallanlagen						
12	Sonstiges						
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen						
14	Hauptverteilstationen						
15	Ortsnetzstationen						
16	Kundenstationen						
17	Stationsgebäude						
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen						
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschielen, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen						
20	Schalteinrichtungen						
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatenanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen						
22	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrank						
23	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger						
24	Telefonleitungen						
25	Fahrbare Stromaggregate						
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen						
27	Betriebsgebäude						
28	Verwaltungsgebäude						
29	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen						
30	Werkzeuge/ Geräte						
31	Lagereinrichtung						
32	Hardware						
33	Software						
34	Leichtfahrzeuge						
35	Schwerfahrzeuge						
36	moderne Messeinrichtungen						
37	Smart-Meter-Gateway						

Kalkulatorische Abschreibungen		Kalkulatorische Abschreibungen für Altanlagen auf AK/HK-Basis			Kalkulatorische Abschreibungen für Altanlagen auf TNW-Basis			Kalkulatorische Abschreibungen für Neuanlagen auf AK/HK-Basis			Insgesamt gewichtet mit den Quoten nach § 6 I S. 3 StromNEV
ID	Anlagengruppe	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	BNetzA [EUR]
Kabel											
1	Kabel 220 kV										
2	Kabel 110 kV										
3	Kabel Mittelspannungsnetz										
4	Kabel 1 kV										
5	Kabel Abnehmeranschlüsse										
Freileitungen											
6	Freileitungen 110-380kV										
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz										
8	Freileitungen 1 kV										
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse										
Stationen											
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen										
14	Hauptverteilstationen										
15	Ortsnetzstationen										
16	Kundanstationen										
Grundstücksanlagen und Gebäude											
17	Stationsgebäude										
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen										
27	Betriebsgebäude										
28	Verwaltungsgebäude										
Alle übrigen Anlagegruppen											
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter										
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatenanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen										
12	Sonstiges										
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen										
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschienen, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen										
20	Schalleinrichtungen										
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatenanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen										
22	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrank										
23	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger										
24	Telefonteilungen										
25	Fahrbare Stromaggregate										
29	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen										
30	Werkzeuge/Geräte										
31	Lagereinrichtung										
32	Hardware										
33	Software										
34	Leichtfahrzeuge										
35	Schwerfahrzeuge										
36	moderne Messeinrichtungen										
37	Smart-Meter-Gateway										
Summe											

Kalkulatorische Restwerte		Anfangsbestand								
		Kalkulatorische Restwerte für Altanlagen auf AK/HK-Basis			Kalkulatorische Restwerte für Altanlagen auf TNW-Basis			Kalkulatorische Restwerte für Neuanlagen auf AK/HK-Basis		
		VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]
ID	Anlagengruppe									
Kabel										
1	Kabel 220 kV									
2	Kabel 110 kV									
3	Kabel Mittelspannungsnetz									
4	Kabel 1 kV									
5	Kabel Abnehmeranschlüsse									
Freileitungen										
6	Freileitungen 110-380kV									
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz									
8	Freileitungen 1 kV									
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse									
Stationen										
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen									
14	Hauptverteilerstationen									
15	Ortsnetzstationen									
16	Kundenstationen									
Grundstücksanlagen und Gebäude										
17	Stationsgebäude									
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen									
27	Betriebsgebäude									
28	Verwaltungsgebäude									
Alle übrigen Anlagegruppen										
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter									
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatenanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen									
12	Sonstiges									
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen									
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschienen, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen									
20	Scheitelinrichtungen									
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatenanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen									
22	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelvertellerschränke									
23	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger									
24	Telefonleitungen									
25	Fahrbare Stromaggregate									
29	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen									
30	Werkzeuge/Geräte									
31	Lagereinrichtung									
32	Hardware									
33	Software									
34	Leichtfahrzeuge									
35	Schwerfahrzeuge									
36	moderne Messeinrichtungen									
37	Smart-Meter-Gateway									
Summe										

Kalkulatorische Restwerte		Endbestand								
		Kalkulatorische Restwerte für Altanlagen auf AK/HK-Basis			Kalkulatorische Restwerte für Altanlagen auf TNW-Basis			Kalkulatorische Restwerte für Neuanlagen auf AK/HK-Basis		
ID	Anlagengruppe	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]
Kabel										
1	Kabel 220 kV									
2	Kabel 110 kV									
3	Kabel Mittelspannungsnetz									
4	Kabel 1 kV									
5	Kabel Abnehmeranschlüsse									
Freileitungen										
6	Freileitungen 110-380kV									
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz									
8	Freileitungen 1 kV									
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse									
Stationen										
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen									
14	Hauptverteilerstationen									
15	Ortsnetzstationen									
16	Kundenstationen									
Grundstücksanlagen und Gebäude										
17	Stationsgebäude									
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen									
27	Betriebsgebäude									
28	Verwaltungsgebäude									
Alle übrigen Anlagegruppen										
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter									
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatenanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schallanlagen									
12	Sonstiges									
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen									
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschienen, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schallanlagen									
20	Schaltanlagen									
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatenanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen									
22	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke									
23	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger									
24	Telefonteilungen									
25	Fahrbare Stromaggregata									
29	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen									
30	Werkzeuge/Geräte									
31	Lagereinrichtung									
32	Hardware									
33	Software									
34	Leichtfahrzeuge									
35	Schwerfahrzeuge									
36	moderne Messleinrichtungen									
37	Smart-Meter-Gateway									
Summe										

Darstellung des SAV (Gesamt)									
Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Betriebsgebäude	1991							
1	Betriebsgebäude	1997							
1	Betriebsgebäude	1998							
1	Betriebsgebäude	2000							
1	Betriebsgebäude	2001							
1	Betriebsgebäude	2015							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	1992							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	1993							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	1994							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	1995							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	1996							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	1997							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	1998							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	1999							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2000							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2001							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2002							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2003							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2004							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2005							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2007							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2008							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2009							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2010							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2011							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2012							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2013							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2014							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2015							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2016							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2017							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2018							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2019							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2020							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2021							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1995							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1996							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1997							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1998							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1999							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2000							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2001							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2002							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2004							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2005							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2008							
1	Hardware	2002							
1	Hardware	2003							
1	Hardware	2004							
1	Hardware	2005							
1	Hardware	2006							
1	Hardware	2007							
1	Hardware	2008							
1	Hardware	2009							
1	Hardware	2010							
1	Hardware	2011							
1	Hardware	2012							
1	Hardware	2013							
1	Hardware	2014							
1	Hardware	2015							
1	Hardware	2016							
1	Hardware	2017							
1	Hardware	2018							
1	Hardware	2019							
1	Hardware	2020							
1	Hardware	2021							
1	Leichtfahrzeuge	1994							
1	Leichtfahrzeuge	2000							
1	Leichtfahrzeuge	2002							
1	Leichtfahrzeuge	2003							
1	Leichtfahrzeuge	2004							
1	Leichtfahrzeuge	2005							
1	Leichtfahrzeuge	2006							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Anfangsbestand				Endbestand	
				Abschreibunge n zu AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Leichtfahrzeuge	2007							
1	Leichtfahrzeuge	2008							
1	Leichtfahrzeuge	2009							
1	Leichtfahrzeuge	2010							
1	Leichtfahrzeuge	2011							
1	Leichtfahrzeuge	2012							
1	Leichtfahrzeuge	2013							
1	Leichtfahrzeuge	2014							
1	Leichtfahrzeuge	2015							
1	Leichtfahrzeuge	2016							
1	Leichtfahrzeuge	2017							
1	Leichtfahrzeuge	2018							
1	Leichtfahrzeuge	2019							
1	Leichtfahrzeuge	2020							
1	Leichtfahrzeuge	2021							
1	Software	2001							
1	Software	2003							
1	Software	2004							
1	Software	2005							
1	Software	2006							
1	Software	2007							
1	Software	2008							
1	Software	2009							
1	Software	2010							
1	Software	2011							
1	Software	2012							
1	Software	2013							
1	Software	2014							
1	Software	2015							
1	Software	2016							
1	Software	2017							
1	Software	2018							
1	Software	2019							
1	Software	2020							
1	Software	2021							
1	Verwaltungsgebäude	1991							
1	Verwaltungsgebäude	1993							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Verwaltungsgebäude	1994							
1	Verwaltungsgebäude	1995							
1	Verwaltungsgebäude	1996							
1	Verwaltungsgebäude	1998							
1	Verwaltungsgebäude	1999							
1	Verwaltungsgebäude	2000							
1	Verwaltungsgebäude	2001							
1	Verwaltungsgebäude	2002							
1	Verwaltungsgebäude	2004							
1	Verwaltungsgebäude	2005							
1	Verwaltungsgebäude	2018							
1	Verwaltungsgebäude	2019							
1	Verwaltungsgebäude	2020							
1	Werkzeuge/Geräte	1990							
1	Werkzeuge/Geräte	1991							
1	Werkzeuge/Geräte	1992							
1	Werkzeuge/Geräte	1993							
1	Werkzeuge/Geräte	1994							
1	Werkzeuge/Geräte	1995							
1	Werkzeuge/Geräte	1996							
1	Werkzeuge/Geräte	1997							
1	Werkzeuge/Geräte	1998							
1	Werkzeuge/Geräte	1999							
1	Werkzeuge/Geräte	2000							
1	Werkzeuge/Geräte	2001							
1	Werkzeuge/Geräte	2002							
1	Werkzeuge/Geräte	2003							
1	Werkzeuge/Geräte	2004							
1	Werkzeuge/Geräte	2005							
1	Werkzeuge/Geräte	2006							
1	Werkzeuge/Geräte	2007							
1	Werkzeuge/Geräte	2008							
1	Werkzeuge/Geräte	2009							
1	Werkzeuge/Geräte	2010							
1	Werkzeuge/Geräte	2011							
1	Werkzeuge/Geräte	2012							
1	Werkzeuge/Geräte	2013							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Werkzeuge/Geräte	2014							
1	Werkzeuge/Geräte	2015							
1	Werkzeuge/Geräte	2016							
1	Werkzeuge/Geräte	2017							
1	Werkzeuge/Geräte	2018							
1	Werkzeuge/Geräte	2019							
1	Werkzeuge/Geräte	2020							
1	Werkzeuge/Geräte	2021							
1	Betriebsgebäude	2017							
1	Betriebsgebäude	2018							

Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung								
Ziffer	Bezeichnung	Anfangsbestand 2021 VNB [EUR]	Kürzungen BNetzA [EUR]	Anfangsbestand 2021 BNetzA [EUR]	Endbestand 2021 VNB [EUR]	Kürzungen BNetzA [EUR]	Endbestand 2021 BNetzA [EUR]	Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapital- verzinsung mit anerkannten Beträgen [EUR]
1.	Eigenkapitalquote gem. § 6 StromNEV	40,00%						
2.	Fremdkapitalquote gem. § 6 StromNEV	60,00%						
3.	Kalkulatorische Restwerte des Anlagevermögens							7.472.778
3.1.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Altanlagen							5.049.530
3.1.1.	Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK)							1.871.588
3.1.1.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens (ohne Software)							
3.1.1.2.	geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau							
3.1.1.3.	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens zu AK/HK							
3.1.1.4.	Grundstücke							
3.1.1.6.	Sonstiges							
3.1.2.	Altanlagen zu Tagesneuwerten (TNW)							3.177.043
3.1.2.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens (ohne Software)							
3.1.2.2.	geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau							
3.1.2.3.	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens zu TNW							
3.1.2.4.	Grundstücke							
3.1.2.5.	Sonstiges							
3.2.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Neuanlagen							2.423.248
3.2.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens (ohne Software)							
3.2.2.	geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau							
3.2.3.	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens zu AK/HK							
3.2.4.	Grundstücke							
3.2.5.	Sonstiges							
4.	Bilanzwerte der Finanzanlagen							
4.1.	Anteile an verbundenen Unternehmen							
4.2.	Ausleihungen an verbundene Unternehmen							
4.3.	Beteiligungen							
4.4.	Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht							
4.5.	Wertpapiere des Anlagevermögens							
4.6.	Sonstige Ausleihungen							
5.	Bilanzwerte des Umlaufvermögens							2.207.091
5.1.	Vorräte							
5.2.	Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände							
5.2.1.	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen							
5.2.1.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus							
5.2.1.2.	KWKG-Belastungsausgleich							
5.2.1.3.	Offshorenetzzumlage (ONU)							
5.2.1.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV							
5.2.1.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten							
5.2.1.6.	ggü. Netzkunden							
5.2.1.7.	Sonstiges							
5.2.2.	Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)							
5.2.2.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus							
5.2.2.2.	KWKG-Belastungsausgleich							
5.2.2.3.	Offshorenetzzumlage (ONU)							
5.2.2.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV							
5.2.2.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten							
5.2.2.6.	ggü. Netzkunden							
5.2.2.7.	Sonstiges							
5.2.3.	Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht							
5.2.3.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus							
5.2.3.2.	KWKG-Belastungsausgleich							

5.2.3.3.	Offshorenetzzumlage (ONU)
5.2.3.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
5.2.3.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
5.2.3.6.	ggü. Netzkunden
5.2.3.7.	Sonstiges
5.2.4.	Sonstige Vermögensgegenstände
5.3.	Wertpapiere
5.4.	Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks
5.4.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus
5.4.2.	KWKG-Belastungsausgleich
5.4.3.	Offshorenetzzumlage (ONU)
5.4.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
5.4.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
5.4.6.	Sonstiges
5.5.	Kapitalausgleichsposten
6.	Aktiver Rechnungsabgrenzungsposten
7.	Aktive latente Steuern
8.	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
9.	Rückstellungen
9.1.	Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen
9.2.	Steuerrückstellungen
9.3.	sonstige Rückstellungen
9.3.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus
9.3.2.	KWKG-Belastungsausgleich
9.3.3.	Offshorenetzzumlage (ONU)
9.3.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
9.3.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
9.3.6.	ggü. Netzkunden
9.3.7.	Sonstiges
10.	Erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden
10.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus
10.2.	KWKG-Belastungsausgleich
10.3.	Offshorenetzzumlage (ONU)
10.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
10.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
10.6.	ggü. Netzkunden
10.7.	Sonstiges
11.	Unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen
11.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus
11.2.	KWKG-Belastungsausgleich
11.3.	Offshorenetzzumlage (ONU)
11.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
11.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
11.6.	ggü. Netzkunden
11.7.	Sonstiges
12.	Zuschüsse
12.1.	Sonderposten für Investitionszuschüsse
12.2.	Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten
13.	Sonstige Verbindlichkeiten, die zinslos zur Verfügung stehen
13.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus
13.2.	KWKG-Belastungsausgleich
13.3.	Offshorenetzzumlage (ONU)
13.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
13.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
13.6.	ggü. Netzkunden
13.7.	Sonstiges
14.	Passiver Rechnungsabgrenzungsposten

15.	Passive latente Steuern		
16.	Kapitalausgleichsposten		
17.	Verzinsliches Fremdkapital		
10.	Abzugskapital		3.868.583
19.	Betriebsnotwendiges Vermögen gem. § 6 StromNEV		
20.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 6 StromNEV		
21.	faktische Eigenkapitalquote gem. § 6 StromNEV		
22.	Eigenkapitalquote gem. § 6 StromNEV		
23.	Betriebsnotwendiges Vermögen gem. § 7 StromNEV		7.024.468
24.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 StromNEV		3.155.875
25.	faktische Eigenkapitalquote § 7 StromNEV		
26.	Eigenkapitalquote gem. § 7 StromNEV		
27.	Anteil Neuanlagen an SAV		
28.	Eigenkapital <40%		
29.	davon Neuanlagen		
30.	davon Altanlagen		
31.	Eigenkapital >40%		
32.	Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen (§ 7 Abs. 4 S. 1 StromNEV)	5,07%	
33.	Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen (§ 7 Abs. 4 S. 2 StromNEV)	3,51%	
34.	Zinssatz für überschüssenden EK-Anteil >40% (§ 7 Abs. 7 StromNEV)	1,71%	
35.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung		

Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer

1.	Steuermesszahl (§ 11 Abs. 2 GewStG)	3,5%
2.	Hebesatz (§ 16 GewStG)	450%
3.	kalk. Gewerbesteuer (= kalk. EK-Verz. x Steuermesszahl x Hebesatz)	

Herleitung der Eingangsdaten für die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung

Ziffer	Position	Wert [EUR]
18.	Abzugskapital	
8.	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil	
9.	Rückstellungen	
10.	Erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden	
11.	Unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	
12.	Zuschüsse	
13.	Sonstige Verbindlichkeiten, die zinslos zur Verfügung stehen	
14.	Passiver Rechnungsabgrenzungsposten	
17.	Kapitalausgleichsposten	
18.	Verzinsliches Fremdkapital	
	Summe:	3.868.593

Bezeichnung	Quoten	
	§ 6 StromNEV	§ 7 StromNEV
Obergrenze	40,00%	40,00%
tatsächliche EK-Quote		
angewendete EK-Quote		
FK-Quote (= 1 - EK-Quote)		

Ziffer	Position	Wert [EUR]
19.	Betriebsnotwendiges Vermögen nach § 6 StromNEV	
3.1.1.	Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK)	1.871.588
3.2.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Neuanlagen	2.423.248
4.	Bilanzwerte der Finanzanlagen	
5.	Bilanzwerte des Umlaufvermögens	2.207.091
	Summe:	6.501.926

Ziffer	Position	Quote	Wert [EUR]
23.	Betriebsnotwendiges Vermögen nach § 7 StromNEV		
3.1.1.	Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK)	(x FK-Quote § 6)	1.122.953
3.1.2.	Altanlagen zu Tagesneuwerten (TNW)	(x EK-Quote § 6)	1.271.177
3.2.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Neuanlagen		2.423.248
4.	Bilanzwerte der Finanzanlagen		
5.	Bilanzwerte des Umlaufvermögens		2.207.091
	Summe:		7.024.468

Ziffer	Position	Quote	Wert [EUR]
27.	Anteil Neuanlagen an SAV		
3.1.1.	Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK)	(x FK-Quote § 6)	1.122.953
3.2.	Altanlagen zu Tagesneuwerten (TNW)	(x EK-Quote § 6)	1.271.177
4.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Neuanlagen		2.423.248
	Summe:		4.817.377
	Anteil Ziffer 4. an Summe:		50,30%

Ziffer	Position	Berechnung	Wert [EUR]
28.	Eigenkapital <40%	= [] x [] (Ziffer 23 x EK-Quote § 7)	[]
29.	davon Neuanlagen	= [] x [] (Ziffer 29 x Ziffer 27)	[]
30.	davon Altanlagen	= [] x [] (Ziffer 29 x (1 - Ziffer 27))	[]
31.	Eigenkapital >40%	= [] x [] (Ziffer 23 x (tats. - angew. EK-Quote § 7))	[]

Ziffer	Position	Berechnung	Wert [EUR]
35.	Eigenkapitalverzinsung		
	wenn betriebsnotwendiges FK < 0:	= [] x [] (Ziffer 24 x Ziffer 32)	[]
	ansonsten:		
	für EK < 40% - davon Neuanlagen +	= [] x [] (Ziffer 29 x Ziffer 32)	[]
	für EK < 40% - davon Altanlagen +	= [] x [] (Ziffer 30 x Ziffer 33)	[]
	Eigenkapital >40%	= [] x [] (Ziffer 31 x Ziffer 34)	[]
	Ergebnis:		[]

Herleitung der Aufwandparameter							
Ziffer	Kosten- oder Erlösart	anerkannte Kosten (inkl. Verpächter) [EUR]	Umbuchungen durch BNetzA [EUR]	anerkannte Kosten (nach Umbuchungen BNetzA) [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV [EUR]	Aufwands- parameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV [EUR]	Aufwands- parameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV [EUR]
1.	Aufwandgleiche Kosten						
1.1.	Materialekosten						
1.1.1.	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe						
1.1.1.1.	Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie						
1.1.1.2.	Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen	7.652.661					
1.1.1.2.1.	nach EEG (exklusive Einspeisemanagement-Maßnahmen)						
1.1.1.2.2.	nach KWKG						
1.1.1.2.3.	nach § 18 StromNEV						
1.1.1.2.4.	Einspeisemanagement-Maßnahmen						
1.1.1.3.	Betriebsverbrauch						
1.1.1.4.	Aufwendungen für Differenz-Bilanzkreise bzw. Aufwendungen für den Ausgleich von Abweichungen bei Standardlastprofilen						
1.1.1.5.	Konzessionsabgabe						
1.1.1.6.	Aufwendungen für den EEG-Ausgleichsmechanismus						
1.1.1.7.	Aufwendungen für den KWKG-Belastungsausgleich						
1.1.1.8.	Aufwendungen für die Offshorenetzzulage (ONU)						
1.1.1.9.	Aufwendungen für den Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV						
1.1.1.10.	Aufwendungen für den Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten						
1.1.1.11.	Sonstiges						
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen						
1.1.2.1.	Aufwendungen an vorgelagerten Netzbetreiber	10.017.818					
1.1.2.1.1.	Aufwendungen für vorgelagerten Netzbetreiber (Leistung/Arbeits)						
1.1.2.1.2.	Aufwendungen für vorgelagerten Netzbetreiber (Messstellenbetrieb)						
1.1.2.1.3.	Aufwendungen für Netzreservekapazität						
1.1.2.1.4.	Aufwendungen für Blindstrom gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber						
1.1.2.1.5.	Aufwendungen für singular genutzte Betriebsmittel gemäß § 19 Abs. 3 StromNEV						
1.1.2.1.6.	Sonstiges						
1.1.2.2.	Aufwendungen für Blindstrom gegenüber Dritten						
1.1.2.3.	Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur						
1.1.2.4.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung						
1.1.2.5.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen						
1.1.2.6.	Sonstiges						
1.2.	Personalkosten						
1.2.1.	Löhne und Gehälter						
1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung						
1.2.2.1.	Altersversorgung						
1.2.2.2.	soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen						
1.3.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen						
1.3.1.	gegenüber verbundenen Unternehmen						
1.3.2.	gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
1.3.3.	gegenüber Kreditinstituten						
1.3.4.	Zinszuführungen zu Rückstellungen						
1.3.5.	Sonstiges						
1.4.	Sonstige Steuern						

Ziffer	Kosten- oder Erlösart	anerkannte Kosten (inkl. Verpächter) [EUR]	Umbuchungen durch BNetzA [EUR]	anerkannte Kosten (nach Umbuchungen BNetzA) [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV [EUR]	Aufwands- parameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV [EUR]	Aufwands- parameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV [EUR]
1.5.	Sonstige betriebliche Aufwendungen						
1.5.1.	Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge						
1.5.2.	Versicherungen						
1.5.3.	Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften						
1.5.4.	Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten						
1.5.6.	Rechts- und Beratungskosten						
1.5.6.	Sponsoring, Werbung, Spenden						
1.5.7.	Reisekosten und Auslobungen						
1.5.8.	Bewirtung und Geschenke						
1.5.9.	Wartung und Instandsetzung						
1.5.10.	Einzelwertberichtigungen auf Forderungen						
1.5.11.	Pauschalwertberichtigungen auf Forderungen						
1.5.12.	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV						
1.5.13.	Aufwendungen aus vorzeitigem Anlagenabgang						
1.5.14.	Sonstiges						
2.	Abschreibungen						
2.1.	Immaterielles Anlagevermögen						
2.1.1.	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten						
2.1.2.	Sonstiges						
2.2.	Kalkulatorische Abschreibungen						
2.3.	Abschreibungen Umlaufvermögen						
2.4.	Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens						
3.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung						
4.	Kalkulatorische Gewerbesteuer						
1.a.	Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge						
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge						
5.1.	Bestandsveränderungen						
5.2.	aktivierte Eigenleistungen						
5.3.	sonstige betriebliche Erträge						
5.3.1.	Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen						
5.3.2.	Erträge aus Blindstrom						
5.3.3.	Erträge aus der Auflösung von Wertberichtigungen auf Forderungen						
5.3.4.	Erlöse aus Anlagenabgängen						
5.3.5.	andere sonstige betriebliche Erträge						
5.4.	Erträge aus Beteiligungen						
5.4.1.	Erträge aus Beteiligungen an verbundenen Unternehmen						
5.4.2.	Sonstiges						
5.5.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens						
5.5.1.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens von verbundenen Unternehmen						
5.5.2.	Sonstiges						

Ziffer	Kosten- oder Erlösart	anerkannte Kosten (inkl. Verpächter) [EUR]	Umbuchungen durch BNetzA [EUR]	anerkannte Kosten (nach Umbuchungen BNetzA) [EUR]	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV [EUR]	Aufwands- parameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV [EUR]	Aufwands- parameter gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV [EUR]
5.6.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge						
5.6.1.	Erträge aus Finanzanlagen						
5.6.1.1.	Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen						
5.6.1.2.	Erträge aus Cash-Pooling						
5.6.1.3.	Sonstiges						
5.6.2.	Erträge aus Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen						
5.6.2.1.	Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen						
5.6.2.2.	Erträge aus Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)						
5.6.2.3.	Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht						
5.6.2.4.	Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen						
5.6.3.	Erträge aus Wertpapieren						
5.6.4.	Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei Bundesbank und Kreditinstituten						
5.6.5.	andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge						
5.7.	Umsatzerlöse (nicht aus Netzentgelten)						
5.7.1.	Konzessionsabgabe						
5.7.2.	Erlöse aus dem EEG-Ausgleichsmechanismus						
5.7.3.	Erlöse aus dem KWKG-Belastungsausgleich						
5.7.4.	Erlöse aus der Offshorenetzzulage (ONU)						
5.7.5.	Erlöse aus dem Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV						
5.7.6.	Erlöse aus dem Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten						
5.7.7.	Erträge aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen						
5.7.8.	Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen						
5.7.9.	Erträge aus der Auflösung von Investitionszuschüssen						
5.7.10.	sonstige Erlöse (nicht aus Netzentgelten)						
	Zwischensumme						
	Zusätzliche Zinsen gem. § 14 Abs. 2 ARegV						
	anrüttelsche Kosten						
	Summe						
	davon OPEX						
	davon CAPEX						
	davon kostenmindernde Erlöse und Erträge						
	davon kalk. Gewerbesteuer						
	Aufstellung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten nach Positionen gemäß § 11 Abs. 2 ARegV						
	S. 1 Nr. 1 gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten						
	S. 1 Nr. 2 Konzessionsabgaben						
	S. 1 Nr. 3 Betriebssteuern						
	S. 1 Nr. 4 erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen						
	S. 1 Nr. 5 Nachrüstung von Wechselrichtern nach § 10 Abs. 1 SysStabV und Anlagen gemäß § 22 SysStabV						
	S. 1 Nr. 6 Genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV						
	S. 1 Nr. 7 Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 und Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG						
	S. 1 Nr. 8 Vermiedene Netzentgelte i.S.v. § 18 StromNEV						
	S. 1 Nr. 9 Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen						
	S. 1 Nr. 10 Betriebs- und Personalarztätigkeit						
	S. 1 Nr. 11 Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskinderlagestätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen						
	S. 1 Nr. 13 Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 und 4 i.V.m. S. 2 StromNEV						
	Summe						

Tagesneuwerte und annuitätische Kosten			
Anlagengruppe	Abschreibungs- dauer Unter- grenze StromNEV (Jahre)	Tagesneuwert (EUR)	Annuitätische Kosten (EUR)
Summe Kabel			
Kabel 220 kV	40		
Kabel 110 kV	40		
Kabel Mittelspannungsnetz	40		
Kabel 1 kV	40		
Kabel Abnehmeranschlüsse	35		
Summe Freileitungen			
Freileitungen 110-380kV	40		
Freileitungen Mittelspannungsnetz	30		
Freileitungen 1 kV	30		
Freileitungen Abnehmeranschlüsse	30		
Summe Stationen			
380/220/110/30/10 kV-Stationen	25		
Hauptverteilstationen	25		
Ortsnetzstationen	30		
Kundenstationen	30		
Summe Grundstücksanlagen und Gebäude			
Stationsgebäude	30		
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	25		
Betriebsgebäude	50		
Verwaltungsgebäude	60		
Summe Alle übrigen Anlagegruppen			
Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter	35		
Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatenanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	25		
Sonstiges	20		
Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	25		
ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen	25		
Schaltanlagen	30		
Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatenanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	25		
Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	30		
Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	20		
Telefonteilungen	30		
Fahrbare Stromaggregate	15		
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	8		
Werkzeuge/Geräte	14		
Lagereinrichtung	14		
Hardware	4		
Software	3		
Leichtfahrzeuge	5		
Schwerfahrzeuge	8		
moderne Messeinrichtungen	13		
Smart-Meter-Gateway	8		
Gesamt:			

Herleitung des Zinssatzes für die annuitätischen Kosten (§14 Abs. 2 ARegV)		
Bezeichnung	Anteil	Zinssatz
Nettozins der letzten Periode für Neuanlagen abzgl. der Zehnjahresdurchschnittsinflation	0,40	3,69%
Fremdkapitalzins der letzten Periode abzgl. der Zehnjahresdurchschnittsinflation	0,35	-0,91%
Sonstige Zinsen	0,25	0,00%
Gewichteter Zinssatz		1,16%

Berechnung der zusätzlichen Zinsen	
Position	[EUR]
3.1.2. Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Altanlagen	
3.1.2.1. Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens	
3.1.2.2. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	
3.1.2.4. Grundstücke zu AK/HK	
3.1.2.5. Sonstiges	
3.2. Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Neuanlagen	
3.2.1. Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens	
3.2.2. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	
3.2.4. Grundstücke zu AK/HK	
3.2.5. Sonstiges	
4. Bilanzwerte der Finanzanlagen	
5. Bilanzwerte des Umlaufvermögens	
Summe	
zusätzliche Zinsen	

Verwendete Faktorreihe für die Ermittlung der Tagesneuwerte					
Jahr	Grundstücksanlagen und Gebäude	Kabel	Freileitungen	Stationen	Alle übrigen Anlagegruppen
2021	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
2020	1,0819	1,0561	1,0546	1,0801	1,0998
2019	1,1129	1,0750	1,0755	1,0860	1,0946
2018	1,1624	1,1200	1,1156	1,1167	1,1072
2017	1,2142	1,1712	1,1644	1,1569	1,1335
2016	1,2547	1,2040	1,1970	1,1906	1,1623
2015	1,2810	1,2040	1,1970	1,1870	1,1460
2014	1,3018	1,2387	1,2227	1,1846	1,1313
2013	1,3261	1,2425	1,2315	1,1858	1,1235
2012	1,3513	1,2400	1,2302	1,1930	1,1246
2011	1,3849	1,2568	1,2353	1,2137	1,1403
2010	1,4281	1,3187	1,2775	1,2601	1,1950
2009	1,4442	1,3304	1,2534	1,2695	1,2050
2008	1,4590	1,3101	1,2404	1,2482	1,1646
2007	1,5142	1,3216	1,2788	1,3030	1,2244
2006	1,5795	1,3589	1,3344	1,3263	1,2389
2005	1,6174	1,4098	1,3680	1,3851	1,3052
2004	1,6508	1,4000	1,4082	1,4199	1,3546
2003	1,6745	1,3984	1,4335	1,4336	1,3741
2002	1,6789	1,3839	1,4099	1,4458	1,3942
2001	1,6833	1,3697	1,3854	1,4388	1,3857
2000	1,6900	1,3651	1,3886	1,4672	1,4307
1999	1,7012	1,4016	1,4284	1,4856	1,4580
1998	1,6922	1,3903	1,4301	1,4691	1,4361
1997	1,6833	1,3620	1,4250	1,4600	1,4361
1996	1,6745	1,3044	1,4000	1,4618	1,4525
1995	1,6789	1,2490	1,3633	1,4370	1,4289
1994	1,7172	1,2349	1,3571	1,4582	1,4543
1993	1,7524	1,2248	1,3556	1,4672	1,4580
1992	1,8119	1,2137	1,3602	1,4838	1,4599
1991	1,9263	1,2374	1,4016	1,5296	1,4806
1990	2,0431	1,2741	1,4544	1,5890	1,5119
1989	2,1675	1,2754	1,4963	1,6418	1,5362
1988	2,2434	1,3144	1,5366	1,6861	1,5763
1987	2,2957	1,3682	1,5688	1,7128	1,6008
1986	2,3462	1,3871	1,5960	1,6957	1,5634
1985	2,3944	1,3713	1,6198	1,6981	1,5507
1984	2,4079	1,3903	1,6308	1,7253	1,5851
1983	2,4587	1,4198	1,6375	1,7637	1,6302
1982	2,5020	1,4559	1,6352	1,7823	1,6585
1981	2,6037	1,4559	1,6788		1,7631
1980	2,7608	1,5069	1,7655		1,8818
1979	3,0428	1,6471	1,9463		2,0070
1978	3,2679	1,7917	2,0963		2,0799
1977	3,4160	1,8326	2,0817		2,1028
1976	3,5583	1,8523	2,1111		
1975	3,6916	1,8961	2,1843		
1974	3,7899	1,8051	2,0963		
1973	4,0157	1,9172	2,2416		
1972	4,2700	2,0168	2,3379		
1971	4,4790				
1970	4,9651				
1969	5,8761				
1968	6,3103				
1967	6,6373				
1966	6,3103				
1965	6,4697				
1964	6,7421				
1963	7,0385				
1962	7,3200				
1961	7,8589				
1960	8,3725				
1959	8,9580				
1958	9,2826				
1957	9,5597				
1956	9,9302				
1955	10,1867				
1954	10,7647				
1953	10,7647				
1952	10,4146				

Herleitung der Tagesneuwerte							
Lfd. Nr.	Datenquelle	NebID	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	AK/IK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]
1	Verteilernetzbetreiber	1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2004			
2	Verteilernetzbetreiber	1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2001			
3	Verteilernetzbetreiber	1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2000			
4	Verteilernetzbetreiber	1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1999			
5	Verteilernetzbetreiber	1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1998			
6	Verteilernetzbetreiber	1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1997			
7	Verteilernetzbetreiber	1	Betriebsgebäude	2018			
8	Verteilernetzbetreiber	1	Betriebsgebäude	2017			
9	Verteilernetzbetreiber	1	Betriebsgebäude	2015			
10	Verteilernetzbetreiber	1	Betriebsgebäude	2001			
11	Verteilernetzbetreiber	1	Betriebsgebäude	2000			
12	Verteilernetzbetreiber	1	Betriebsgebäude	1998			
13	Verteilernetzbetreiber	1	Betriebsgebäude	1997			
14	Verteilernetzbetreiber	1	Betriebsgebäude	1991			
15	Verteilernetzbetreiber	1	Verwaltungsgebäude	2020			
16	Verteilernetzbetreiber	1	Verwaltungsgebäude	2019			
17	Verteilernetzbetreiber	1	Verwaltungsgebäude	2018			
18	Verteilernetzbetreiber	1	Verwaltungsgebäude	2005			
19	Verteilernetzbetreiber	1	Verwaltungsgebäude	2004			
20	Verteilernetzbetreiber	1	Verwaltungsgebäude	2002			
21	Verteilernetzbetreiber	1	Verwaltungsgebäude	2001			
22	Verteilernetzbetreiber	1	Verwaltungsgebäude	2000			
23	Verteilernetzbetreiber	1	Verwaltungsgebäude	1999			
24	Verteilernetzbetreiber	1	Verwaltungsgebäude	1998			
25	Verteilernetzbetreiber	1	Verwaltungsgebäude	1996			
26	Verteilernetzbetreiber	1	Verwaltungsgebäude	1995			
27	Verteilernetzbetreiber	1	Verwaltungsgebäude	1994			
28	Verteilernetzbetreiber	1	Verwaltungsgebäude	1993			
29	Verteilernetzbetreiber	1	Verwaltungsgebäude	1991			
30	Verteilernetzbetreiber	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2021			
31	Verteilernetzbetreiber	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2020			
32	Verteilernetzbetreiber	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2019			
33	Verteilernetzbetreiber	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2018			
34	Verteilernetzbetreiber	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2017			
35	Verteilernetzbetreiber	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2016			
36	Verteilernetzbetreiber	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2015			
37	Verteilernetzbetreiber	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2014			
38	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte	2021			
39	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte	2020			
40	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte	2019			
41	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte	2018			
42	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte	2017			
43	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte	2016			
44	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte	2015			
45	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte	2014			
46	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte	2013			
47	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte	2012			
48	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte	2011			
49	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte	2010			
50	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte	2009			
51	Verteilernetzbetreiber	1	Werkzeuge/Geräte	2008			
52	Verteilernetzbetreiber	1	Hardware	2021			
53	Verteilernetzbetreiber	1	Hardware	2020			
54	Verteilernetzbetreiber	1	Hardware	2019			
55	Verteilernetzbetreiber	1	Hardware	2018			
56	Verteilernetzbetreiber	1	Software	2021			
57	Verteilernetzbetreiber	1	Software	2020			
58	Verteilernetzbetreiber	1	Software	2019			
59	Verteilernetzbetreiber	1	Leichtfahrzeuge	2021			
60	Verteilernetzbetreiber	1	Leichtfahrzeuge	2020			
61	Verteilernetzbetreiber	1	Leichtfahrzeuge	2019			
62	Verteilernetzbetreiber	1	Leichtfahrzeuge	2018			
63	Verteilernetzbetreiber	1	Leichtfahrzeuge	2017			
64	Verpächter 1	1	Kabel 110 kV	2021			
65	Verpächter 1	1	Kabel 110 kV	2020			
66	Verpächter 1	1	Kabel 110 kV	2019			
67	Verpächter 1	1	Kabel 110 kV	2012			
68	Verpächter 1	1	Kabel 110 kV	2009			
69	Verpächter 1	1	Kabel 110 kV	2008			
70	Verpächter 1	1	Kabel 110 kV	2007			
71	Verpächter 1	1	Kabel 110 kV	2001			
72	Verpächter 1	1	Kabel 110 kV	2000			
73	Verpächter 1	1	Kabel 110 kV	1999			
74	Verpächter 1	1	Kabel 110 kV	1998			
75	Verpächter 1	1	Kabel 110 kV	1997			
76	Verpächter 1	1	Kabel 110 kV	1995			
77	Verpächter 1	1	Kabel 110 kV	1994			
78	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2021			
79	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2020			
80	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2019			

Lfd. Nr.	Datenquelle	NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs-Jahr	AK/HK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]
81	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2018			
82	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2017			
83	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2016			
84	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2015			
85	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2014			
86	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2013			
87	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2012			
88	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2011			
89	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2010			
90	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2009			
91	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2008			
92	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2007			
93	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2006			
94	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2005			
95	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2004			
96	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2003			
97	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2002			
98	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2001			
99	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	2000			
100	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	1999			
101	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	1998			
102	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	1997			
103	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	1996			
104	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	1995			
105	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	1994			
106	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	1993			
107	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	1992			
108	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	1991			
109	Verpächter 1	1	Kabel Mittelspannungsnetz	1990			
110	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2021			
111	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2020			
112	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2019			
113	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2018			
114	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2017			
115	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2016			
116	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2015			
117	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2014			
118	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2013			
119	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2012			
120	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2011			
121	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2010			
122	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2009			
123	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2008			
124	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2007			
125	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2006			
126	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2005			
127	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2004			
128	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2003			
129	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2002			
130	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2001			
131	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	2000			
132	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	1999			
133	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	1998			
134	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	1997			
135	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	1996			
136	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	1995			
137	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	1994			
138	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	1993			
139	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	1992			
140	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	1991			
141	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	1990			
142	Verpächter 1	1	Kabel 1 kV	1989			
143	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2021			
144	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2020			
145	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2019			
146	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2018			
147	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2017			
148	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2016			
149	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2015			
150	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2014			
151	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2013			
152	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2012			
153	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2011			
154	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2010			
155	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2009			
156	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2008			
157	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2007			
158	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2006			
159	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2005			
160	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2004			
161	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2003			

Lfd. Nr.	Datenquelle	NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs-Jahr	AK/HK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]
162	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2002			
163	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2001			
164	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2000			
165	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1999			
166	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1998			
167	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1997			
168	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1996			
169	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1995			
170	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1994			
171	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1993			
172	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1992			
173	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1991			
174	Verpächter 1	1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1990			
176	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2021			
176	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2018			
177	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2015			
178	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2014			
179	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2013			
180	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2012			
181	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2011			
182	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2010			
183	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2009			
184	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2008			
185	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2007			
186	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2006			
187	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2005			
188	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2004			
189	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2003			
190	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2001			
191	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	2000			
192	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	1998			
193	Verpächter 1	1	Freileitungen 110-380kV	1982			
194	Verpächter 1	1	Freileitungen Mittelspannungsnetz	2013			
195	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2019			
196	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2018			
197	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2017			
198	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2016			
199	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2015			
200	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2014			
201	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2013			
202	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2012			
203	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2010			
204	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2009			
205	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2008			
206	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2007			
207	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2006			
208	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2005			
209	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2004			
210	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2003			
211	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2002			
212	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2001			
213	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	2000			
214	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	1999			
215	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	1998			
216	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	1997			
217	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	1996			
218	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	1995			
219	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	1993			
220	Verpächter 1	1	Freileitungen 1 kV	1992			
221	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2021			
222	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2019			
223	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2018			
224	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2017			
225	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2016			
226	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2015			
227	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2014			
228	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2013			
229	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2012			
230	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2011			
231	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2010			
232	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2009			
233	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2008			
234	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2007			
235	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2006			
236	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2004			
237	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2003			
238	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2002			
239	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2001			
240	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2000			
241	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1999			
242	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1997			

Lfd. Nr.	Datenquelle	NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs-Jahr	AK/HK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]
243	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1988			
244	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1994			
245	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1993			
246	Verpächter 1	1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1992			
247	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2021			
248	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2020			
249	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2019			
250	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2018			
251	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2017			
252	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2016			
253	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2015			
254	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2014			
255	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2013			
256	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2012			
257	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2011			
258	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2010			
259	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2009			
260	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2008			
261	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2007			
262	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2006			
263	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2005			
264	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2004			
265	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2003			
266	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2002			
267	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2001			
268	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	2000			
269	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	1999			
270	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	1998			
271	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	1997			
272	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	1996			
273	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	1995			
274	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	1994			
275	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	1993			
276	Verpächter 1	1	Ortsnetzstationen	1992			
277	Verpächter 1	1	Stationsgebäude	2020			
278	Verpächter 1	1	Stationsgebäude	2019			
279	Verpächter 1	1	Stationsgebäude	2018			
280	Verpächter 1	1	Stationsgebäude	2017			
281	Verpächter 1	1	Stationsgebäude	2016			
282	Verpächter 1	1	Stationsgebäude	2003			
283	Verpächter 1	1	Stationsgebäude	2002			
284	Verpächter 1	1	Stationsgebäude	1998			
285	Verpächter 1	1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2021			
286	Verpächter 1	1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2014			
287	Verpächter 1	1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2013			
288	Verpächter 1	1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2006			
289	Verpächter 1	1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2005			
290	Verpächter 1	1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1998			
291	Verpächter 1	1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1997			
292	Verpächter 1	1	Betriebsgebäude	2018			
293	Verpächter 1	1	Betriebsgebäude	2013			
294	Verpächter 1	1	Betriebsgebäude	2002			
295	Verpächter 1	1	Betriebsgebäude	1998			
296	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	2021			
297	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	2020			
298	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	2019			
299	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	2018			
300	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	2017			
301	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	2016			
302	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	2010			
303	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	2006			
304	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	2003			
305	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	2002			
306	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	2001			
307	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	2000			
308	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	1998			
309	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	1997			
310	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	1995			
311	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	1994			
312	Verpächter 1	1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo u	1992			
313	Verpächter 1	1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen	2021			
314	Verpächter 1	1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen	2020			
315	Verpächter 1	1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen	2017			
316	Verpächter 1	1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen	2014			
317	Verpächter 1	1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen	2011			
318	Verpächter 1	1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen	2010			
319	Verpächter 1	1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen	2006			
320	Verpächter 1	1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen	2002			
321	Verpächter 1	1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen	2001			
322	Verpächter 1	1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen	2000			
323	Verpächter 1	1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen	1999			

Lfd. Nr.	Datenquelle	NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	AK/HK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]
324	Verpächter 1	1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen	1998			
325	Verpächter 1	1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen	1997			
326	Verpächter 1	1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	2020			
327	Verpächter 1	1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	2013			
328	Verpächter 1	1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	2006			
329	Verpächter 1	1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	2005			
330	Verpächter 1	1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	2004			
331	Verpächter 1	1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	2003			
332	Verpächter 1	1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	2000			
333	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2021			
334	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2020			
335	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2019			
336	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2018			
337	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2017			
338	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2016			
339	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2014			
340	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2013			
341	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2012			
342	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2009			
343	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2007			
344	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2006			
345	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2005			
346	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2004			
347	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2003			
348	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2002			
349	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2001			
350	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	2000			
351	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	1999			
352	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	1998			
353	Verpächter 1	1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Auto	1997			
354	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2021			
355	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2020			
356	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2019			
357	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2018			
358	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2017			
359	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2016			
360	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2015			
361	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2014			
362	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2013			
363	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2012			
364	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2011			
365	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2010			
366	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2009			
367	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2008			
368	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2007			
369	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2006			
370	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2005			
371	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2004			
372	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2003			
373	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2002			
374	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2001			
375	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	2000			
376	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	1999			
377	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	1998			
378	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	1997			
379	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	1996			
380	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	1995			
381	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	1994			
382	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	1993			
383	Verpächter 1	1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschranke	1992			
384	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2021			
385	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2020			
386	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2019			
387	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2018			
388	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2017			
389	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2016			
390	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2015			
391	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2014			
392	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2013			
393	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2012			
394	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2011			
395	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2010			
396	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2009			
397	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2008			
398	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2007			
399	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2006			
400	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2005			
401	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2004			
402	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2003			
403	Verpächter 1	1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2002			
404	Verpächter 1	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2021			

Lfd. Nr.	Datenquelle	NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	AKHK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]
405	Verpächter 1	1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	2016			
406	Verpächter 1	1	Werkzeuge/Geräte	2021			
407	Verpächter 1	1	Werkzeuge/Geräte	2020			
408	Verpächter 1	1	Werkzeuge/Geräte	2016			
409	Verpächter 1	1	Werkzeuge/Geräte	2015			
410	Verpächter 1	1	Werkzeuge/Geräte	2013			
411	Verpächter 1	1	Werkzeuge/Geräte	2010			
412	Verpächter 1	1	Werkzeuge/Geräte	2009			
413	Verpächter 1	1	Werkzeuge/Geräte	2008			
414	Verpächter 1	1	Hardware	2021			
415	Verpächter 1	1	Hardware	2020			
416	Verpächter 1	1	Hardware	2019			
417	Verpächter 1	1	Hardware	2018			
418	Verpächter 1	1	Software	2019			
419	Verpächter 1	1	Leichtfahrzeuge	2021			
420	Verpächter 1	1	Leichtfahrzeuge	2020			
421	Verpächter 1	1	Leichtfahrzeuge	2018			
422	Verpächter 1	1	Leichtfahrzeuge	2017			
423	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	2011			
424	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	2010			
425	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	2009			
426	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	2008			
427	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	2007			
428	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	2005			
429	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	2003			
430	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	2002			
431	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	2001			
432	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	2000			
433	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	1999			
434	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	1998			
435	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	1997			
436	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	1996			
437	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	1995			
438	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	1994			
439	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	1993			
440	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	1992			
441	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	1991			
442	Verpächter 1	2	Kabel Mittelspannungsnetz	1990			
443	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	2011			
444	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	2010			
445	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	2009			
446	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	2008			
447	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	2007			
448	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	2006			
449	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	2005			
450	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	2004			
451	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	2003			
452	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	2002			
453	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	2001			
454	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	2000			
455	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	1999			
456	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	1998			
457	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	1997			
458	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	1996			
459	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	1995			
460	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	1994			
461	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	1993			
462	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	1992			
463	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	1991			
464	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	1990			
465	Verpächter 1	2	Kabel 1 kV	1985			
466	Verpächter 1	2	Ortsnetzstationen	2011			
467	Verpächter 1	2	Ortsnetzstationen	2001			
468	Verpächter 1	2	Ortsnetzstationen	2000			
469	Verpächter 1	2	Ortsnetzstationen	1999			
470	Verpächter 1	2	Ortsnetzstationen	1998			
471	Verpächter 1	2	Ortsnetzstationen	1997			
472	Verpächter 1	2	Ortsnetzstationen	1996			
473	Verpächter 1	2	Ortsnetzstationen	1995			
474	Verpächter 1	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2011			
475	Verpächter 1	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2010			
476	Verpächter 1	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2009			
477	Verpächter 1	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2008			
478	Verpächter 1	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2007			
479	Verpächter 1	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2006			
480	Verpächter 1	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2005			
481	Verpächter 1	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2004			
482	Verpächter 1	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2003			
483	Verpächter 1	2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2002			
484	Verpächter 1	3	Kabel 1 kV	2005			
485	Verpächter 1	3	Kabel 1 kV	2004			

Lfd. Nr.	Datenquelle	NetzID	Anlagengruppe	Anschaffungs-jahr	AK/HK [EUR]	Faktor	TNW [EUR]
486	Verpächter 1	3	Kabel 1 kV	1999			
487	Verpächter 1	3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2015			
488	Verpächter 1	3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2014			
489	Verpächter 1	3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2012			
490	Verpächter 1	3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2011			
491	Verpächter 1	3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2009			
492	Verpächter 1	3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2008			
493	Verpächter 1	3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2007			
494	Verpächter 1	3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2005			
495	Verpächter 1	3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2004			
496	Verpächter 1	3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2002			
497	Verpächter 1	3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2001			
498	Verpächter 1	3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2000			
499	Verpächter 1	3	Kabel Abnehmeranschlüsse	1999			
500	Verpächter 1	3	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2014			
501	Verpächter 1	3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2015			
502	Verpächter 1	3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2014			
503	Verpächter 1	3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2013			
504	Verpächter 1	3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2012			
505	Verpächter 1	3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2011			
506	Verpächter 1	3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2010			
507	Verpächter 1	3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2009			
508	Verpächter 1	3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2008			
509	Verpächter 1	3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2007			
510	Verpächter 1	3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2006			
511	Verpächter 1	3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2004			
512	Verpächter 1	3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2002			

Gesamtkostenblatt					
Ziffer	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen BNetzA [EUR]	anerkannte Kosten BNetzA [EUR]	davon dnbK [EUR]
1.	Aufwandsgleiche Kosten				
1.1.	Materialkosten				
1.1.1.	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe				
1.1.1.1.	Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie				
1.1.1.2.	Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen				
1.1.1.2.1.	nach EEG (exklusive Einspeisemanagement-Maßnahmen)				
1.1.1.2.2.	nach KWKG				
1.1.1.2.3.	nach § 18 StromNEV			0	0
1.1.1.2.4.	Einspeisemanagement-Maßnahmen				
1.1.1.3.	Betriebsverbrauch				
1.1.1.4.	Aufwendungen für Differenz-Bilanzkreise bzw. Aufwendungen für den Ausgleich von Abweichungen bei Standardlastprofilen				
1.1.1.5.	Konzessionsabgabe				
1.1.1.6.	Aufwendungen für den EEG-Ausgleichsmechanismus				
1.1.1.7.	Aufwendungen für den KWKG-Belastungsausgleich				
1.1.1.8.	Aufwendungen für die Offshorenetzzumlage (ONU)				
1.1.1.9.	Aufwendungen für den Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV				
1.1.1.10.	Aufwendungen für den Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten				
1.1.1.11.	Sonstiges				
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen				
1.1.2.1.	Aufwendungen an vorgelagerten Netzbetreiber			0	0
1.1.2.1.1.	Aufwendungen für vorgelagerten Netzbetreiber (Leistung/Arbeit)				
1.1.2.1.2.	Aufwendungen für vorgelagerten Netzbetreiber (Massstellenbetrieb)				
1.1.2.1.3.	Aufwendungen für Netzreservekapazität				
1.1.2.1.4.	Aufwendungen für Blindstrom gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber				
1.1.2.1.5.	Aufwendungen für singular genutzte Betriebsmittel gemäß § 19 Abs. 3 StromNEV				
1.1.2.1.6.	Sonstiges				
1.1.2.2.	Aufwendungen für Blindstrom gegenüber Dritten				
1.1.2.3.	Aufwendungen für überflossene Netzinfrastruktur				
1.1.2.4.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung				
1.1.2.5.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen				
1.1.2.6.	Sonstiges				
1.2.	Personalkosten				
1.2.1.	Löhne und Gehälter				
1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung				
1.2.2.1.	Altersversorgung				
1.2.2.2.	soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen				

Ziffer	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen BNetzA [EUR]	anerkannte Kosten BNetzA [EUR]	davon dnbK [EUR]
1.3.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen				
1.3.1.	gegenüber verbundenen Unternehmen				
1.3.2.	gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht				
1.3.3.	gegenüber Kreditinstituten				
1.3.4.	Zinszuführungen zu Rückstellungen				
1.3.5.	Sonstiges				
1.4.	Sonstige Steuern				
1.5.	Sonstige betriebliche Aufwendungen				
1.5.1.	Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge				
1.5.2.	Versicherungen				
1.5.3.	Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften				
1.5.4.	Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten				
1.5.5.	Rechts- und Beratungskosten				
1.5.6.	Sponsoring, Werbung, Spenden				
1.5.7.	Reisekosten und Auslösungen				
1.5.8.	Bewirtung und Geschenke				
1.5.9.	Wartung und Instandsetzung				
1.5.10.	Einzelwertberichtigungen auf Forderungen				
1.5.11.	Pauschalwertberichtigungen auf Forderungen				
1.5.12.	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV				
1.5.13.	Aufwendungen aus vorzeitigem Anlagenabgang				
1.5.14.	Sonstiges				
2.	Abschreibungen				
2.1.	Immaterielles Anlagevermögen				
2.1.1.	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten				
2.1.2.	Sonstiges				
2.2.	Kalkulatorische Abschreibungen				
2.3.	Abschreibungen Umlaufvermögen				
2.4.	Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens				
3.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung				
4.	Kalkulatorische Gewerbesteuer				
1.a.	Netzkosten vor Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge				

Ziffer	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen BNetzA [EUR]	anerkannte Kosten BNetzA [EUR]	davon dnbK [EUR]
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge				
5.1.	Bestandsveränderungen				
5.2.	aktivierte Eigenleistungen				
5.3.	sonstige betriebliche Erträge				
5.3.1.	Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen				
5.3.2.	Erträge aus Blindstrom				
5.3.3.	Erträge aus der Auflösung von Wertberichtigungen auf Forderungen				
5.3.4.	Erlöse aus Anlagenabgängen				
5.3.5.	andere sonstige betriebliche Erträge				
5.4.	Erträge aus Beteiligungen				
5.4.1.	Erträge aus Beteiligungen an verbundenen Unternehmen				
5.4.2.	Sonstiges				
5.5.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens				
5.5.1.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens von verbundenen Unternehmen				
5.5.2.	Sonstiges				
5.6.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge				
5.6.1.	Erträge aus Finanzanlagen				
5.6.1.1.	Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen				
5.6.1.2.	Erträge aus Cash-Pooling				
5.6.1.3.	Sonstiges				
5.6.2.	Erträge aus Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen				
5.6.2.1.	Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen				
5.6.2.2.	Erträge aus Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)				
5.6.2.3.	Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht				
5.6.2.4.	Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen				
5.6.3.	Erträge aus Wertpapieren				
5.6.4.	Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei Bundesbank und Kreditinstituten				
5.6.5.	andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge				
5.7.	Umsatzerlöse (nicht aus Netzentgelten)				
5.7.1.	Konzessionsabgabe				
5.7.2.	Erlöse aus dem EEG-Ausgleichsmechanismus				
5.7.3.	Erlöse aus dem KWKG-Belastungsausgleich				
5.7.4.	Erlöse aus der Offshorenetzumlage (ONU)				
5.7.5.	Erlöse aus dem Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV				
5.7.6.	Erlöse aus dem Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten				
5.7.7.	Erträge aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen				
5.7.8.	Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen				
5.7.9.	Erträge aus der Auflösung von Investitionszuschüssen				
5.7.10.	sonstige Erlöse (nicht aus Netzentgelten)				
I.b.	Netzkosten nach Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge				

Darstellung der Nutzungsdauern

Netzgebiete: Netz in Chemnitz (Originäres Netz)
Wohngebiet Am Silberbach (Netzabgänge nach § 26 ARegV)

Anlagen- gruppen- nummer	Anlagengruppe	von	1947	1990	1994	2002	2005
		bis	1989	1993	2001	2004	2021
1	Kabel 220 kV						
2	Kabel 110 kV						
3	Kabel Mittelspannungsnetz						
4	Kabel 1 kV						
5	Kabel Abnehmeranschlüsse						
6	Freileitungen 110-380kV						
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz						
8	Freileitungen 1 kV						
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse						
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter						
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen						
12	Sonstiges						
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen						
14	Hauptverteilerstationen						
15	Ortsnetzstationen						
16	Kundenstationen						
17	Stationsgebäude						
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen						
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen						
20	Schaltanlagen						
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen						
22	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke						
23	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger						
24	Telefonleitungen						
25	Fahrbare Stromaggregate						
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen						
27	Betriebsgebäude						
28	Verwaltungsgebäude						
29	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen						
30	Werkzeuge/ Geräte						
31	Lagereinrichtung						
32	Hardware						
33	Software						
34	Leichtfahrzeuge						
35	Schwerfahrzeuge						
36	moderne Messeinrichtungen						
37	Smart-Meter-Gateway						

Darstellung der Nutzungsdauern

Netzgebiete: Amtsberg mit den Ortsteilen Dittersdorf, Schließchen und Weißbach (Netzzugänge nach § 26 ARegV)

Anlagen- gruppen- nummer	Anlagengruppe	von	1947	1990	1995	2005
		bis	1989	1994	2004	2021
1	Kabel 220 kV					
2	Kabel 110 kV					
3	Kabel Mittelspannungsnetz					
4	Kabel 1 kV					
5	Kabel Abnehmeranschlüsse					
6	Freileitungen 110-380kV					
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz					
8	Freileitungen 1 kV					
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse					
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter					
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatenanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen					
12	Sonstiges					
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen					
14	Hauptverteilerstationen					
15	Ortsnetzstationen					
16	Kundenstationen					
17	Stationsgebäude					
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen					
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschielen, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen					
20	Schaltanlagen					
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatenanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen					
22	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke					
23	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger					
24	Telefonleitungen					
25	Fahrbare Stromaggregate					
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen					
27	Betriebsgebäude					
28	Verwaltungsgebäude					
29	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen					
30	Werkzeuge/ Geräte					
31	Lagereinrichtung					
32	Hardware					
33	Software					
34	Leichtfahrzeuge					
35	Schwerfahrzeuge					
36	moderne Messeinrichtungen					
37	Smart-Meter-Gateway					

Kalkulatorische Abschreibungen		Kalkulatorische Abschreibungen für Altanlagen auf AK/HK-Basis			Kalkulatorische Abschreibungen für Altanlagen auf TNW-Basis			Kalkulatorische Abschreibungen für Neuanlagen auf AK/HK-Basis			Insgesamt gewichtet mit den Quoten nach § 61 S. 3 StromNEV
		VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	
ID	Anlagengruppe										
Kabel											
1	Kabel 220 kV										
2	Kabel 110 kV										
3	Kabel Mittelspannungsnetz										
4	Kabel 1 kV										
5	Kabel Abnehmeranschlüsse										
Freileitungen											
6	Freileitungen 110-380kV										
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz										
8	Freileitungen 1 kV										
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse										
Stationen											
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen										
14	Hauptverleilerstationen										
15	Ortsnetzstationen										
16	Kundenstationen										
Grundstücksanlagen und Gebäude											
17	Stationsgebäude										
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen										
27	Betriebsgebäude										
28	Verwaltungsgebäude										
Alle übrigen Anlagengruppen											
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schaller										
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteuerungsanlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schallanlagen										
12	Sonstiges										
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen										
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen										
20	Schalleinrichtungen										
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen										
22	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschrank										
23	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger										
24	Telefonleitungen										
25	Fahrbare Stromaggregate										
29	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen										
30	Werkzeuge/Geräte										
31	Lagereinrichtung										
32	Hardware										
33	Software										
34	Leichtfahrzeuge										
35	Schwerfahrzeuge										
36	moderne Messeinrichtungen										
37	Smart-Meter-Gateway										
Summe											

Kalkulatorische Restwerte		Anfangsbestand								
		Kalkulatorische Restwerte für Altanlagen auf AK/HK-Basis			Kalkulatorische Restwerte für Altanlagen auf TNW-Basis			Kalkulatorische Restwerte für Neuanlagen auf AK/HK-Basis		
		VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]
ID	Anlagengruppe									
Kabel										
1	Kabel 220 kV									
2	Kabel 110 kV									
3	Kabel Mittelspannungsnetz									
4	Kabel 1 kV									
5	Kabel Abnehmeranschlüsse									
Freileitungen										
6	Freileitungen 110-380kV									
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz									
8	Freileitungen 1 kV									
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse									
Stationen										
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen									
14	Hauptverteilernstationen									
15	Ortsnetzstationen									
16	Kundenstationen									
Grundstücksanlagen und Gebäude										
17	Stationsgebäude									
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen									
27	Betriebsgebäude									
28	Verwaltungsgebäude									
Alle übrigen Anlagegruppen										
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter									
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatkanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen									
12	Sonstiges									
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen									
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen									
20	Schaltanlagen									
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatkanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen									
22	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke									
23	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger									
24	Telefonleitungen									
25	Fahrbare Stromaggregate									
29	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen									
30	Werkzeuge/Geräte									
31	Lagereinrichtung									
32	Hardware									
33	Software									
34	Leichfahrzeuge									
35	Schwerfahrzeuge									
36	moderne Messeinrichtungen									
37	Smart-Meter-Gateway									
Summe										

Kalkulatorische Restwerte		Endbestand								
		Kalkulatorische Restwerte für Altanlagen auf AK/HK-Basis			Kalkulatorische Restwerte für Altanlagen auf TNW-Basis			Kalkulatorische Restwerte für Neuanlagen auf AK/HK-Basis		
ID	Anlagengruppe	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]	VNB [EUR]	BNetzA [EUR]	Abweichung [EUR]
Kabel										
1	Kabel 220 kV									
2	Kabel 110 kV									
3	Kabel Mittelspannungsnetz									
4	Kabel 1 kV									
5	Kabel Abnehmeranschlüsse									
Freileitungen										
6	Freileitungen 110-380kV									
7	Freileitungen Mittelspannungsnetz									
8	Freileitungen 1 kV									
9	Freileitungen Abnehmeranschlüsse									
Stationen										
13	380/220/110/30/10 kV-Stationen									
14	Hauptverteilstationen									
15	Ortsnetzstationen									
16	Kundenstationen									
Grundstücksanlagen und Gebäude										
17	Stationsgebäude									
26	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen									
27	Betriebsgebäude									
28	Verwaltungsgebäude									
Alle übrigen Anlagegruppen										
10	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter									
11	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen									
12	Sonstiges									
18	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen									
19	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen									
20	Schaltanlagen									
21	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen									
22	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelvertilerschränke									
23	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger									
24	Telefonleitungen									
25	Fahrbare Stromaggregate									
29	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen									
30	Werkzeuge/Geräte									
31	Lagereinrichtung									
32	Hardware									
33	Software									
34	Leichtfahrzeuge									
35	Schwerfahrzeuge									
36	moderne Messeinrichtungen									
37	Smart-Meter-Gateway									
Summe										

Darstellung des SAV (Gesamt)									
Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibunge- n zu AK/HK [EUR]	Abschreibunge- n zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	1994							
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	1995							
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	2000							
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	2003							
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	2004							
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	2005							
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	2006							
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	2013							
1	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	2020							
1	Betriebsgebäude	1998							
1	Betriebsgebäude	2002							
1	Betriebsgebäude	2013							
1	Freileitungen 1 kV	1972							
1	Freileitungen 1 kV	1975							
1	Freileitungen 1 kV	1978							
1	Freileitungen 1 kV	1984							
1	Freileitungen 1 kV	1987							
1	Freileitungen 1 kV	1988							
1	Freileitungen 1 kV	1990							
1	Freileitungen 1 kV	1991							
1	Freileitungen 1 kV	1992							
1	Freileitungen 1 kV	1993							
1	Freileitungen 1 kV	1995							
1	Freileitungen 1 kV	1996							
1	Freileitungen 1 kV	1997							
1	Freileitungen 1 kV	1998							
1	Freileitungen 1 kV	1999							
1	Freileitungen 1 kV	2000							
1	Freileitungen 1 kV	2001							
1	Freileitungen 1 kV	2002							
1	Freileitungen 1 kV	2003							
1	Freileitungen 1 kV	2004							
1	Freileitungen 1 kV	2005							
1	Freileitungen 1 kV	2006							
1	Freileitungen 1 kV	2007							
1	Freileitungen 1 kV	2008							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Freileitungen 1 kV	2009							
1	Freileitungen 1 kV	2010							
1	Freileitungen 1 kV	2012							
1	Freileitungen 1 kV	2013							
1	Freileitungen 1 kV	2014							
1	Freileitungen 1 kV	2015							
1	Freileitungen 1 kV	2016							
1	Freileitungen 1 kV	2017							
1	Freileitungen 1 kV	2018							
1	Freileitungen 1 kV	2019							
1	Freileitungen 110-380kV	1968							
1	Freileitungen 110-380kV	1970							
1	Freileitungen 110-380kV	1971							
1	Freileitungen 110-380kV	1975							
1	Freileitungen 110-380kV	1977							
1	Freileitungen 110-380kV	1982							
1	Freileitungen 110-380kV	1998							
1	Freileitungen 110-380kV	2000							
1	Freileitungen 110-380kV	2001							
1	Freileitungen 110-380kV	2003							
1	Freileitungen 110-380kV	2004							
1	Freileitungen 110-380kV	2005							
1	Freileitungen 110-380kV	2006							
1	Freileitungen 110-380kV	2007							
1	Freileitungen 110-380kV	2008							
1	Freileitungen 110-380kV	2009							
1	Freileitungen 110-380kV	2010							
1	Freileitungen 110-380kV	2011							
1	Freileitungen 110-380kV	2012							
1	Freileitungen 110-380kV	2013							
1	Freileitungen 110-380kV	2014							
1	Freileitungen 110-380kV	2015							
1	Freileitungen 110-380kV	2018							
1	Freileitungen 110-380kV	2021							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1978							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1984							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1988							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1990							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1991							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1992							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1993							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1994							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1996							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1997							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1999							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2000							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2001							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2002							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2003							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2004							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2006							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2007							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2008							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2009							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2010							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2011							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2012							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2013							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2014							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2015							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2016							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2017							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2018							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2019							
1	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2021							
1	Freileitungen Mittelspannungsnetz	2013							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	1993							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	1994							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	1995							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	1996							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	1997							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	1998							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	1999							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2000							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung	2001							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung	2002							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung	2003							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung	2004							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung	2006							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung	2008							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung	2009							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung	2013							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung	2016							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlung	2021							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1996							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1997							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1998							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2005							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2006							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2013							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2014							
1	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	2021							
1	Hardware	2002							
1	Hardware	2003							
1	Hardware	2005							
1	Hardware	2006							
1	Hardware	2008							
1	Hardware	2009							
1	Hardware	2010							
1	Hardware	2011							
1	Hardware	2012							
1	Hardware	2013							
1	Hardware	2014							
1	Hardware	2015							
1	Hardware	2016							
1	Hardware	2017							
1	Hardware	2018							
1	Hardware	2019							
1	Hardware	2020							
1	Hardware	2021							
1	Kabel 1 kV	1949							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Kabel 1 kV	1952							
1	Kabel 1 kV	1954							
1	Kabel 1 kV	1956							
1	Kabel 1 kV	1958							
1	Kabel 1 kV	1960							
1	Kabel 1 kV	1962							
1	Kabel 1 kV	1964							
1	Kabel 1 kV	1966							
1	Kabel 1 kV	1968							
1	Kabel 1 kV	1970							
1	Kabel 1 kV	1972							
1	Kabel 1 kV	1973							
1	Kabel 1 kV	1974							
1	Kabel 1 kV	1977							
1	Kabel 1 kV	1981							
1	Kabel 1 kV	1988							
1	Kabel 1 kV	1990							
1	Kabel 1 kV	1991							
1	Kabel 1 kV	1992							
1	Kabel 1 kV	1993							
1	Kabel 1 kV	1994							
1	Kabel 1 kV	1995							
1	Kabel 1 kV	1996							
1	Kabel 1 kV	1997							
1	Kabel 1 kV	1998							
1	Kabel 1 kV	1999							
1	Kabel 1 kV	2000							
1	Kabel 1 kV	2001							
1	Kabel 1 kV	2002							
1	Kabel 1 kV	2003							
1	Kabel 1 kV	2004							
1	Kabel 1 kV	2005							
1	Kabel 1 kV	2006							
1	Kabel 1 kV	2007							
1	Kabel 1 kV	2008							
1	Kabel 1 kV	2009							
1	Kabel 1 kV	2010							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Kabel 1 kV	2011							
1	Kabel 1 kV	2012							
1	Kabel 1 kV	2013							
1	Kabel 1 kV	2014							
1	Kabel 1 kV	2015							
1	Kabel 1 kV	2016							
1	Kabel 1 kV	2017							
1	Kabel 1 kV	2018							
1	Kabel 1 kV	2019							
1	Kabel 1 kV	2020							
1	Kabel 1 kV	2021							
1	Kabel 110 kV	1994							
1	Kabel 110 kV	1995							
1	Kabel 110 kV	1997							
1	Kabel 110 kV	1998							
1	Kabel 110 kV	1999							
1	Kabel 110 kV	2000							
1	Kabel 110 kV	2001							
1	Kabel 110 kV	2007							
1	Kabel 110 kV	2008							
1	Kabel 110 kV	2009							
1	Kabel 110 kV	2012							
1	Kabel 110 kV	2019							
1	Kabel 110 kV	2021							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1949							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1952							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1954							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1956							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1958							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1960							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1962							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1964							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1966							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1968							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1970							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1972							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1973							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1977							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1981							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1990							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1991							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1992							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1993							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1994							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1995							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1996							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1997							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1998							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	1999							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2000							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2001							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2002							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2003							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2004							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2005							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2006							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2007							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2008							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2009							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2010							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2011							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2012							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2013							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2014							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2015							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2016							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2017							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2018							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2019							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2020							
1	Kabel Abnehmeranschlüsse	2021							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1954							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1956							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1958							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1960							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1962							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1964							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1966							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1968							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1969							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1970							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1971							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1972							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1973							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1974							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1975							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1976							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1977							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1981							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1990							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1991							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1992							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1993							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1994							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1995							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1996							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1997							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1998							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	1999							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2000							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2001							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2002							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2003							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2004							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2005							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2006							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2007							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2008							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2009							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2010							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2011							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2012							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2013							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2014							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2015							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2016							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2017							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2018							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2019							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2020							
1	Kabel Mittelspannungsnetz	2021							
1	Leichtfahrzeuge	1992							
1	Leichtfahrzeuge	1994							
1	Leichtfahrzeuge	1995							
1	Leichtfahrzeuge	1996							
1	Leichtfahrzeuge	1997							
1	Leichtfahrzeuge	1998							
1	Leichtfahrzeuge	1999							
1	Leichtfahrzeuge	2002							
1	Leichtfahrzeuge	2011							
1	Leichtfahrzeuge	2013							
1	Leichtfahrzeuge	2015							
1	Leichtfahrzeuge	2017							
1	Leichtfahrzeuge	2018							
1	Leichtfahrzeuge	2020							
1	Leichtfahrzeuge	2021							
1	Ortsnetzstationen	1964							
1	Ortsnetzstationen	1965							
1	Ortsnetzstationen	1966							
1	Ortsnetzstationen	1967							
1	Ortsnetzstationen	1968							
1	Ortsnetzstationen	1971							
1	Ortsnetzstationen	1972							
1	Ortsnetzstationen	1973							
1	Ortsnetzstationen	1974							
1	Ortsnetzstationen	1975							
1	Ortsnetzstationen	1976							
1	Ortsnetzstationen	1977							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Ortsnetzstationen	1978							
1	Ortsnetzstationen	1979							
1	Ortsnetzstationen	1980							
1	Ortsnetzstationen	1981							
1	Ortsnetzstationen	1982							
1	Ortsnetzstationen	1983							
1	Ortsnetzstationen	1984							
1	Ortsnetzstationen	1986							
1	Ortsnetzstationen	1987							
1	Ortsnetzstationen	1988							
1	Ortsnetzstationen	1990							
1	Ortsnetzstationen	1991							
1	Ortsnetzstationen	1992							
1	Ortsnetzstationen	1993							
1	Ortsnetzstationen	1994							
1	Ortsnetzstationen	1995							
1	Ortsnetzstationen	1996							
1	Ortsnetzstationen	1997							
1	Ortsnetzstationen	1998							
1	Ortsnetzstationen	1999							
1	Ortsnetzstationen	2000							
1	Ortsnetzstationen	2001							
1	Ortsnetzstationen	2002							
1	Ortsnetzstationen	2003							
1	Ortsnetzstationen	2004							
1	Ortsnetzstationen	2005							
1	Ortsnetzstationen	2006							
1	Ortsnetzstationen	2007							
1	Ortsnetzstationen	2008							
1	Ortsnetzstationen	2009							
1	Ortsnetzstationen	2010							
1	Ortsnetzstationen	2011							
1	Ortsnetzstationen	2012							
1	Ortsnetzstationen	2013							
1	Ortsnetzstationen	2014							
1	Ortsnetzstationen	2015							
1	Ortsnetzstationen	2016							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Ortsnetzstationen	2017							
1	Ortsnetzstationen	2019							
1	Ortsnetzstationen	2020							
1	Ortsnetzstationen	2021							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1978							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1979							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1980							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1981							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1982							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1983							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1984							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1986							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1987							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1988							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1990							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1991							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1992							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1993							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1994							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1995							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1996							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1997							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1998							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	1999							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2000							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2001							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2002							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2003							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2004							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2005							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2006							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2007							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2008							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2009							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2010							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2011							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2012							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2013							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2014							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2015							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2016							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2017							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2018							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2019							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2020							
1	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	2021							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	1992							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	1993							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	1994							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	1995							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	1996							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	1997							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	1998							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	1999							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2000							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2001							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2002							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2003							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2004							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2005							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2006							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2007							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2009							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2012							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2013							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2014							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2016							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2017							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2018							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2019							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2020							
1	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automaten	2021							
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschulzeinrichtungen, Fernst	1994							
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschulzeinrichtungen, Fernst	1996							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernst	1997							
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernst	1998							
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernst	1999							
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernst	2000							
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernst	2001							
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernst	2002							
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernst	2006							
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernst	2010							
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernst	2011							
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernst	2014							
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernst	2017							
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernst	2020							
1	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernst	2021							
1	Software	2006							
1	Software	2007							
1	Software	2008							
1	Software	2011							
1	Software	2012							
1	Software	2014							
1	Software	2015							
1	Software	2016							
1	Software	2018							
1	Software	2019							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sche	1969							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sche	1971							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sche	1972							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sche	1973							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sche	1975							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sche	1977							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sche	1980							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sche	1981							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sche	1982							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sche	1992							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sche	1994							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sche	1995							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sche	1997							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sche	1998							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sch	2000							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sch	2001							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sch	2002							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sch	2003							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sch	2006							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sch	2010							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sch	2016							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sch	2018							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sch	2019							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sch	2020							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sch	2021							
1	Stationsgebäude	1971							
1	Stationsgebäude	1972							
1	Stationsgebäude	1973							
1	Stationsgebäude	1978							
1	Stationsgebäude	1998							
1	Stationsgebäude	2002							
1	Stationsgebäude	2003							
1	Stationsgebäude	2016							
1	Werkzeuge/Geräte	1993							
1	Werkzeuge/Geräte	1994							
1	Werkzeuge/Geräte	1995							
1	Werkzeuge/Geräte	1996							
1	Werkzeuge/Geräte	1997							
1	Werkzeuge/Geräte	1998							
1	Werkzeuge/Geräte	1999							
1	Werkzeuge/Geräte	2000							
1	Werkzeuge/Geräte	2002							
1	Werkzeuge/Geräte	2003							
1	Werkzeuge/Geräte	2004							
1	Werkzeuge/Geräte	2006							
1	Werkzeuge/Geräte	2007							
1	Werkzeuge/Geräte	2008							
1	Werkzeuge/Geräte	2009							
1	Werkzeuge/Geräte	2010							
1	Werkzeuge/Geräte	2013							
1	Werkzeuge/Geräte	2015							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
1	Werkzeuge/Geräte	2016							
1	Werkzeuge/Geräte	2020							
1	Werkzeuge/Geräte	2021							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1994							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1995							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1996							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1997							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1998							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1999							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2000							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2001							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2002							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2003							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2004							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2005							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2006							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2007							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2008							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2009							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2010							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2011							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2012							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2013							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2014							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2015							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2016							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2017							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2018							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2019							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2020							
1	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2021							
2	Freileitungen Mittelspannungsnetz	1975							
2	Kabel 1 kV	1967							
2	Kabel 1 kV	1969							
2	Kabel 1 kV	1970							
2	Kabel 1 kV	1973							
2	Kabel 1 kV	1977							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
2	Kabel 1 kV	1985							
2	Kabel 1 kV	1990							
2	Kabel 1 kV	1991							
2	Kabel 1 kV	1992							
2	Kabel 1 kV	1993							
2	Kabel 1 kV	1994							
2	Kabel 1 kV	1995							
2	Kabel 1 kV	1996							
2	Kabel 1 kV	1997							
2	Kabel 1 kV	1998							
2	Kabel 1 kV	1999							
2	Kabel 1 kV	2000							
2	Kabel 1 kV	2001							
2	Kabel 1 kV	2002							
2	Kabel 1 kV	2003							
2	Kabel 1 kV	2004							
2	Kabel 1 kV	2005							
2	Kabel 1 kV	2006							
2	Kabel 1 kV	2007							
2	Kabel 1 kV	2008							
2	Kabel 1 kV	2009							
2	Kabel 1 kV	2010							
2	Kabel 1 kV	2011							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	1966							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	1971							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	1974							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	1990							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	1991							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	1992							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	1993							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	1994							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	1995							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	1996							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	1997							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	1998							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	1999							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	2000							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu AK/HK [EUR]	Abschreibunge n zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
2	Kabel Mittelspannungsnetz	2001							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	2002							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	2003							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	2005							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	2007							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	2008							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	2009							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	2010							
2	Kabel Mittelspannungsnetz	2011							
2	Ortsnetzstationen	1967							
2	Ortsnetzstationen	1974							
2	Ortsnetzstationen	1976							
2	Ortsnetzstationen	1977							
2	Ortsnetzstationen	1981							
2	Ortsnetzstationen	1995							
2	Ortsnetzstationen	1996							
2	Ortsnetzstationen	1997							
2	Ortsnetzstationen	1998							
2	Ortsnetzstationen	1999							
2	Ortsnetzstationen	2000							
2	Ortsnetzstationen	2001							
2	Ortsnetzstationen	2011							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1991							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1992							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1993							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1994							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1995							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1996							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1997							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1998							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1999							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2000							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2001							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2002							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2003							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2004							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2005							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2006							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2007							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2008							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2009							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2010							
2	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2011							
3	Freileitungen 1 kV	1978							
3	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	1978							
3	Freileitungen Abnehmeranschlüsse	2014							
3	Hardware	2013							
3	Kabel 1 kV	1999							
3	Kabel 1 kV	2004							
3	Kabel 1 kV	2005							
3	Kabel Abnehmeranschlüsse	1977							
3	Kabel Abnehmeranschlüsse	1999							
3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2000							
3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2001							
3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2002							
3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2004							
3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2005							
3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2007							
3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2008							
3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2009							
3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2011							
3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2012							
3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2014							
3	Kabel Abnehmeranschlüsse	2015							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1994							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1995							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1996							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1997							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	1999							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2000							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2001							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2002							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2004							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2006							

Netz-ID	Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Absch. verwendete AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu AK/HK [EUR]	Abschreibungen zu TNW [EUR]	Anfangsbestand		Endbestand	
						Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Restwerte der AK/HK [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2007							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2008							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2009							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2010							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2011							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2012							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2013							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2014							
3	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	2015							
1	Betriebsgebäude	2018							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2017							
1	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittl	2018							
1	Kabel 110 kV	2020							
1	Ortsnetzstationen	2018							
1	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Sch	2017							
1	Stationsgebäude	2017							
1	Stationsgebäude	2018							
1	Stationsgebäude	2019							
1	Stationsgebäude	2020							

Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung									
Ziffer	Bezeichnung		Anfangsbestand 2021 VNB [EUR]	Kürzungen BNetzA [EUR]	Anfangsbestand 2021 BNetzA [EUR]	Endbestand 2021 VNB [EUR]	Kürzungen BNetzA [EUR]	Endbestand 2021 BNetzA [EUR]	Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapital- verzinsung mit anerkannten Beträgen [EUR]
1.	Eigenkapitalquote gem. § 6 StromNEV	40,00%							
2.	Fremdkapitalquote gem. § 6 StromNEV	60,00%							
3.	Kalkulatorische Restwerte des Anlagevermögens								244.424.234
3.1.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Altanlagen								150.834.953
3.1.1.	Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK)								63.398.936
3.1.1.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens (ohne Software)								
3.1.1.2.	gefahrene Anzahlungen und Anlagen im Bau								
3.1.1.3.	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens zu AK/HK								
3.1.1.4.	Grundstücke								
3.1.1.5.	Sonstiges								
3.1.2.	Altanlagen zu Tagesneuwerten (TNW)								87.436.017
3.1.2.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens (ohne Software)								
3.1.2.2.	gefahrene Anzahlungen und Anlagen im Bau								
3.1.2.3.	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens zu TNW								
3.1.2.4.	Grundstücke								
3.1.2.5.	Sonstiges								
3.2.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Neuanlagen								93.589.281
3.2.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens (ohne Software)								
3.2.2.	gefahrene Anzahlungen und Anlagen im Bau								
3.2.3.	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens zu AK/HK								
3.2.4.	Grundstücke								
3.2.5.	Sonstiges								
4.	Bilanzwerte der Finanzanlagen								
4.1.	Anteile an verbundenen Unternehmen								
4.2.	Ausleihungen an verbundene Unternehmen								
4.3.	Beteiligungen								
4.4.	Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht								
4.5.	Wertpapiere des Anlagevermögens								
4.6.	Sonstige Ausleihungen								
5.	Bilanzwerte des Umlaufvermögens								1.090.168
5.1.	Vorräte								
5.2.	Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände								
5.2.1.	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen								
5.2.1.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus								
5.2.1.2.	KWKG-Belastungsausgleich								
5.2.1.3.	Offshorenetzzulage (ONU)								
5.2.1.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV								
5.2.1.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten								
5.2.1.6.	ggü. Netzkunden								
5.2.1.7.	Sonstiges								
5.2.2.	Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)								
5.2.2.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus								
5.2.2.2.	KWKG-Belastungsausgleich								
5.2.2.3.	Offshorenetzzulage (ONU)								
5.2.2.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV								
5.2.2.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten								
5.2.2.6.	ggü. Netzkunden								
5.2.2.7.	Sonstiges								
5.2.3.	Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht								
5.2.3.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus								
5.2.3.2.	KWKG-Belastungsausgleich								

5.2.3.3.	Offshorenetzzumlage (ONU)
5.2.3.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
5.2.3.6.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
5.2.3.6.	ggü. Netzkunden
5.2.3.7.	Sonstiges
5.2.4.	Sonstige Vermögensgegenstände
5.3.	Wertpapiere
5.4.	Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks
5.4.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus
5.4.2.	KWKG-Belastungsausgleich
5.4.3.	Offshorenetzzumlage (ONU)
5.4.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
5.4.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
5.4.6.	Sonstiges
5.5.	Kapitalausgleichsposten
6.	Aktiver Rechnungsabgrenzungsposten
7.	Aktive latente Steuern
8.	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
9.	Rückstellungen
9.1.	Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen
9.2.	Steuerrückstellungen
9.3.	sonstige Rückstellungen
9.3.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus
9.3.2.	KWKG-Belastungsausgleich
9.3.3.	Offshorenetzzumlage (ONU)
9.3.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
9.3.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
9.3.6.	ggü. Netzkunden
9.3.7.	Sonstiges
10.	Erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden
10.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus
10.2.	KWKG-Belastungsausgleich
10.3.	Offshorenetzzumlage (ONU)
10.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
10.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
10.6.	ggü. Netzkunden
10.7.	Sonstiges
11.	Unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen
11.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus
11.2.	KWKG-Belastungsausgleich
11.3.	Offshorenetzzumlage (ONU)
11.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
11.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
11.6.	ggü. Netzkunden
11.7.	Sonstiges
12.	Zuschüsse
12.1.	Sonderposten für Investitionszuschüsse
12.2.	Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten
13.	Sonstige Verbindlichkeiten, die zinstos zur Verfügung stehen
13.1.	EEG-Ausgleichsmechanismus
13.2.	KWKG-Belastungsausgleich
13.3.	Offshorenetzzumlage (ONU)
13.4.	Umlagemechanismus für individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV
13.5.	Belastungsausgleich für abschaltbare Lasten
13.6.	ggü. Netzkunden
13.7.	Sonstiges
14.	Passiver Rechnungsabgrenzungsposten

15.	Passive latente Steuern		
16.	Kapitalausgleichsposten		
17.	Verzinsliches Fremdkapital		21.998.582
18.	Abzugskapital		35.439.904
19.	Betriebsnotwendiges Vermögen gem. § 6 StromNEV		
20.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 6 StromNEV		
21.	tatsächliche Eigenkapitalquote gem. § 6 StromNEV		
22.	Eigenkapitalquote gem. § 6 StromNEV		
23.	Betriebsnotwendiges Vermögen gem. § 7 StromNEV		107.093.217
24.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 StromNEV		132.253.313
25.	tatsächliche Eigenkapitalquote § 7 StromNEV		
26.	Eigenkapitalquote gem. § 7 StromNEV		
27.	Anteil Neuanlagen an SAV		
28.	Eigenkapital <40%		
29.	davon Neuanlagen		
30.	davon Altanlagen		
31.	Eigenkapital >40%		
32.	Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen (§ 7 Abs. 4 S. 1 StromNEV)	5,07%	
33.	Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen (§ 7 Abs. 4 S. 2 StromNEV)	3,51%	
34.	Zinssatz für überschüssenden EK-Anteil >40% (§ 7 Abs. 7 StromNEV)	1,71%	
35.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung		

Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer		
1.	Steuermesszahl (§ 11 Abs. 2 GewStG)	3,6%
2.	Hebesatz (§ 16 GewStG)	450%
3.	kalk. Gewerbesteuer (= kalk. EK-Verz. x Steuermesszahl x Hebesatz)	

Herleitung der Eingangsdaten für die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung

Ziffer	Position	Wert [EUR]
18.	Abzugskapital	
8.	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil	
9.	Rückstellungen	
10.	Erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden	
11.	Unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	
12.	Zuschüsse	
13.	Sonstige Verbindlichkeiten, die zinslos zur Verfügung stehen	
14.	Passiver Rechnungsabgrenzungsposten	
17.	Kapitalausgleichsposten	
18.	Verzinsliches Fremdkapital	21.990.582
	Summe:	35.439.004

Bezeichnung	Quoten	
	§ 6 StromNEV	§ 7 StromNEV
Obergrenze	40,00%	40,00%
tatsächliche EK-Quote		
angewendete EK-Quote		
FK-Quote (= 1 - EK-Quote)		

Ziffer	Position	Wert [EUR]
19.	Betriebsnotwendiges Vermögen nach § 6 StromNEV	
3.1.1.	Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK)	63.398.936
3.2.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Neuanlagen	93.589.281
4.	Bilanzwerte der Finanzanlagen	
5.	Bilanzwerte des Umlaufvermögens	1.090.168
	Summe:	158.078.384

Ziffer	Position	Quote	Wert [EUR]
23.	Betriebsnotwendiges Vermögen nach § 7 StromNEV		
3.1.1.	Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK)	(x FK-Quote § 6)	38.039.362
3.1.2.	Altanlagen zu Tagesneuwerten (TNW)	(x EK-Quote § 6)	34.974.407
3.2.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Neuanlagen		93.589.281
4.	Bilanzwerte der Finanzanlagen		
5.	Bilanzwerte des Umlaufvermögens		1.090.168
	Summe:		167.693.217

Ziffer	Position	Quote	Wert [EUR]
27.	Anteil Neuanlagen an SAV		
3.1.1.	Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK)	(x FK-Quote § 6)	38.039.362
3.2.	Altanlagen zu Tagesneuwerten (TNW)	(x EK-Quote § 6)	34.974.407
4.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Neuanlagen		93.589.281
	Summe:		166.603.050
	Anteil Ziffer 4. an Summe:		56,18%

Ziffer	Position	Berechnung	Wert [EUR]
28.	Eigenkapital <40%		
29.	davon Neuanlagen	(Ziffer 23 x EK-Quote § 7)	
30.	davon Altanlagen	(Ziffer 29 x Ziffer 27)	
31.	Eigenkapital >40%	(Ziffer 23 x (1 - angew. EK-Quote § 7))	

Ziffer	Position	Berechnung	Wert [EUR]
35.	Eigenkapitalverzinsung		
	wenn betriebsnotwendiges EK < 0:	(Ziffer 24 x Ziffer 32)	
	ansonsten:		
	für EK < 40% - davon Neuanlagen +	(Ziffer 28 x Ziffer 32)	
	für EK < 40% - davon Altanlagen +	(Ziffer 30 x Ziffer 33)	
	Eigenkapital >40%	(Ziffer 31 x Ziffer 34)	
	Ergebnis:		