Bundesnetzagentur

Beschlusskammer 8
- für die Landesregulierungsbehörde -

Aktenzeichen: BK8-15/3737-21

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr.1, § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV und § 34 Abs. 7 S. 1 ARegV

wegen **Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen auf Grund eines Erweiterungsfaktorantrages**

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, in Wahrnehmung der Aufgaben für das Land Thüringen,

durch den Vorsitzenden Karsten Bourwieg,

den Beisitzer Rainer Bender

und den Beisitzer Wolfgang Wetzl,

auf Antrag der Werraenergie GmbH, August-Bebel-Straße 36-38, 36433 Bad Salzungen, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin -

am 24.01.2018 beschlossen:

1. Dem Antrag auf Anpassung der mit Beschluss vom 30.11.2016 (Aktenzeichen BK8-16/1832-713) festgelegten Erlösobergrenze, zuletzt geändert durch die Beschlüsse vom 30.11.2016 (Aktenzeichen BK8-16/1832-714) und vom 21.02.2017 (Aktenzeichen BK8-17/1832-71), wird in Höhe der **Anlage 2** stattgegeben. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.
2. Hinsichtlich der Kosten ergeht eine gesonderte Entscheidung.

Gründe

I.

Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 30.06.2015 und mit Übermittlung des Erhebungsbogens über das Energiedatenportal einen Antrag auf Anpassung der mit Beschluss vom 30.11.2016 (Aktenzeichen BK8-16/1832-713) festgelegten Erlösobergrenze, zuletzt geändert durch die Beschlüsse vom 30.11.2016 (Aktenzeichen BK8-16/1832-714) und vom 21.02.2017 (Aktenzeichen BK8-17/1832-71), gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV gestellt. Die von der Antragstellerin beantragten Anpassungen sind aus **Anlage 1** dieses Beschlusses ersichtlich.

Der am 14.07.2017 in einer aktualisierten Fassung über das Energiedatenportal der Bundesnetzagentur übermittelte Erhebungsbogen liegt der Entscheidung zu Grunde.

Die Beschlusskammer 8 hat den Antrag geprüft und der Antragstellerin gemäß § 67 Abs. 1 EnWG mit Schreiben vom 11.12.2017 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Antragstellerin hat mit Email vom 15.01.2018 darauf verzichtet, Stellung zu nehmen.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II.

Die Anpassung der Erlösobergrenzen der Antragstellerin ergeht auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1, § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV und § 34 Abs. 7 S. 1 ARegV. Dem Antrag war im tenorierten Umfang stattzugeben.

1. Zuständigkeit

Zuständige Regulierungsbehörde ist gemäß § 54 Abs. 1 und Abs. 2 Nr. 2 EnWG die Landesregulierungsbehörde.

Die Bundesnetzagentur handelt in Wahrnehmung ihrer Aufgaben für das Land Thüringen gemäß dem „Verwaltungsabkommen über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz" zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Freistaat Thüringen in der Neufassung vom 16.07.2014/06.08.2014 (Bekanntmachung: Thüringer Staatsanzeiger Nr. 35/2014 vom 01.09.2014, S. 236.; in Kraft seit dem 02.09.2014).

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

2. Ermächtigungsgrundlage

Die beantragten Anpassungen bedürfen gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1, § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV und § 34 Abs. 7 S. 1 ARegV der Festlegung durch die Regulierungsbehörde. Die Anpassung ist gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV festzulegen, soweit die beantragten Anpassungen den dort geregelten Anforderungen entsprechen.

Die Regulierungsbehörde hat für die laufende Regulierungsperiode vom 01.01.2014 bis 31.12.2018 die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse des Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode gemäß § 4 Abs. 1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16, 19 und 24 ARegV bestimmt. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen erfolgte durch Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.

Zur Bestimmung der Höhe der Anpassungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Antragstellerin wird der anerkennungsfähige Erweiterungsfaktor (EF_t) gemäß der in Anlage 2 zu § 10 ARegV enthaltenen Formel und der Festlegungen BK8-10/004 bis 010 bzw. der Festlegung vom 22.09.2010 des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg als Landesregulierungsbehörde zur Verwendung anderer Parameter

zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors nach § 10 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 ARegV für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber ermittelt. Aufgrund der Änderung des § 23 ARegV, die am 22.08.2013 in Kraft getreten ist, können Investitionen in der Hochspannungsebene nur im Rahmen von Investitionsmaßnahmen geltend gemacht werden.

Im Übrigen ist der Vorrang des Erweiterungsfaktors zu beachten.

Für die Spannungsebenen Mittelspannung und Niederspannung ist:

$$EF_{t,\text{Ebene i}} = 1 + \frac{1}{2} * \max\left[\frac{F_{t,i} - F_{o,i}}{F_{o,i}};0\right] + \frac{1}{2} * \max\left[\frac{\left(AP_{t,i} + z_i * EP_{t,i}\right) - \left(AP_{0,i} + z_i * EP_{0,i}\right)}{\left(AP_{0,i} + z_i * EP_{0,i}\right)};0\right]$$

$$\text{mit } z_i = \begin{cases} 1, wenn \dfrac{I_{t,i+v}}{L_{t,i}^{Entnahme}} \le 0{,}3 \\ \max\left[\dfrac{\sqrt{EP_{t,i}} - \sqrt{EP_{0,i}}}{\sqrt{AP_{t,i} + EP_{t,i}} - \sqrt{AP_{0,i} + EP_{0,i}}};1\right], wenn \dfrac{I_{t,i+v}}{L_{t,i}^{Entnahme}} > 0{,}3 \\ mit\ AP_{t,i} = AP_{0,i}, wenn\ AP_{t,i} < AP_{0,i} \\ mit\ EP_{t,i} = EP_{0,i}, wenn\ EP_{t,i} < EP_{0,i} \end{cases}$$

Für die Umspannebenen Hochspannung/Mittelspannung und Mittelspannung/Niederspannung ist:

$$EF_{t,\text{Ebene i}} = 1 + \max\left[\frac{L_{t,i} - L_{o,i}}{L_{o,i}};0\right]$$

$$L_i = \begin{cases} L_i^{Entnahme}, wenn \dfrac{I_{t,i+v}}{L_{t,i}^{Entnahme}} \le 1{,}3 \\ L_i^{Entnahme\ /\ Einspeisungen}, wenn \dfrac{I_{t,i+v}}{L_{t,i}^{Entnahme}} > 1{,}3 \end{cases}$$

Der Erweiterungsfaktor für das gesamte Netz ist der gewichtete Mittelwert über alle Netz- und Umspannebenen.

Der Faktor für die Spannungsebene Hochspannung beträgt stets 1.

Der so ermittelte Erweiterungsfaktor wird in die in der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel eingesetzt. Unberücksichtigt bleiben bei der Berechnung die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gem. § 4 Abs. 3 i. V. m § 11 Abs. 2 ARegV ($KA_{dnb,t}$), die Zu- und Abschläge aufgrund eines Qualitätselementes gem. § 19 ARegV (Q_t), die Differenz zwischen dem volatilen Kostenanteil, der nach § 11 Abs. 5 ARegV im Jahr t Anwendung findet, und dem volatilen Kostenanteil nach § 11 Abs. 5 ARegV des Basisjahres ($VK_t - VK_0$) sowie die Zu- oder Abschläge resultierend aus dem Saldo des Regulierungskontos gemäß § 5 Abs. 4 S. 2 ARegV (S_t), da diese Formelelemente für die Ermittlung der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund eines Erweiterungsfaktorantrages irrelevant sind.

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

Die Anpassung der Erlösobergrenze ergibt sich dann aus der Differenz der durch den Beschluss vom 30.11.2016 (Aktenzeichen BK8-16/1832-713) festgelegten Erlösobergrenzen der Antragstellerin, korrigiert um Netzgebietsveränderungen, und der sich nunmehr unter Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors ergebenden Erlösobergrenzen.

Die festgelegten Anpassungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Antragstellerin ergeben sich aus der **Anlage 2**.

3. Anspruch auf Anpassung der Erlösobergrenze

Die Antragstellerin hat dem Grunde nach einen Anspruch auf Anpassung der Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV. Sie hat die Anpassung frist- und formgerecht beantragt und ihre Versorgungsaufgabe hat sich nachhaltig geändert.

3.1. Antragsgegenstand

Gegenstand des Antrages auf Anpassung der Erlösobergrenzen 2016, 2017 und 2018 aufgrund eines Erweiterungsfaktorantrags ist die Erhöhung der bereits festgelegten Erlösobergrenzen um die Differenz der mit Beschluss vom 30.11.2016 (BK8-16/1832-713) festgelegten Erlösobergrenzen der Antragstellerin, korrigiert um Netzgebietsveränderungen, zu den sich nunmehr unter Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors ergebenden Erlösobergrenzen. Die von der Antragstellerin beantragten Anpassungen und die von ihr dargelegte Ermittlung des Erweiterungsfaktors ergeben sich aus **Anlage 1** dieses Beschlusses.

3.2. Veränderungen der Versorgungsaufgabe

Die Antragstellerin hat nachgewiesen, dass sich ihre Versorgungsaufgabe erheblich verändert hat, da sich durch die Erweiterungsinvestitionen die jährlichen Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile sowie der Kosten für die Netzebene Hochspannung um mindestens 0,5 Prozent erhöht haben, § 10 Abs. 2 S. 3 ARegV.

Die Beschlusskammer hat die in Tabellenblatt E. „Kosten für Erweiterungsmaßnahmen" bezeichneten Erweiterungsinvestitionen und deren Bruttoinvestitionssumme im Rahmen einer eigenen Prüfrechnung verwendet und die jährlichen Kosten der Erweiterungsinvestitionen ermittelt.

Mit der vorliegenden Genehmigung ist keine Anerkennung der von der Antragstellerin angegebenen Kosten verbunden; insoweit besteht auch keine Präjudizwirkung für nachfolgende Kostenprüfungen.

Die von der Beschlusskammer der Ermittlung der nachhaltigen Veränderung der Versorgungsaufgabe zu Grunde gelegten Werte ergeben sich aus den **Anlagen 3 und 4**.

Eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe liegt vor, wenn sich die in § 10 Abs. 2 S. 2 ARegV genannten Parameter dauerhaft und in erheblichem Umfang ändern. Bei lediglich temporärer Veränderung dieser Parameter liegt keine nachhaltige Veränderung der Versorgungsaufgabe vor.

Von einer Änderung in erheblichem Umfang ist gem. § 10 Abs. 2 S. 3 ARegV dann auszugehen, wenn sich durch die Erweiterungsinvestitionen die jährlichen Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile sowie der Kosten für die Netzebene Hochspannung um mindestens 0,5 Prozent erhöhen.
Die Erheblichkeitsgrenze ist überschritten wenn:

$$\frac{KAEW - KAEW_{dnb} - KAEW_{HS}}{GK_{2011} - KA_{dnb,2011} - KA_{HS,2011}} \bullet 100\% \geq 0{,}5\%$$

KAEW bezeichnet die Summe der jährlichen Kosten der Erweiterungsinvestitionen, welche im Zeitraum zwischen dem Ende des Basisjahrs (31.12.2011) und dem Antragszeitpunkt angefallen sind. Diese jährlichen Kosten sind nach den Vorgaben der StromNEV zu ermitteln. Die jährlichen Kosten der Erweiterungsinvestition werden für das Jahr der Aktivierung bestimmt. Hiervon sind die darin enthaltenen, nach § 11 Abs. 2 ARegV zu bestimmenden,

dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten [KAEW $_{dnb}$] sowie die Kosten der Netzebene Hochspannung [KAEW $_{HS}$] abzuziehen.

Bei den jährlichen Gesamtkosten der Antragstellerin [GK_{2011}] i.S.d. § 10 Abs. 2 S. 3 ARegV handelt es sich um die Gesamtkosten im Basisjahr, die der Erlösobergrenze als Ausgangsniveau zu Grunde liegen. Hiervon sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten [KA_{dnb}] im Basisjahr sowie die Kosten, die auf die Netzebene Hochspannung entfallen, abzuziehen.

Die im Rahmen des Erweiterungsfaktors zu berücksichtigenden Investitionsmaßnahmen umfassen lediglich Erweiterungsmaßnahmen.

Darüber hinaus geltend gemachte Investitionen, die möglicherweise auch kostenwirksam werden, sind nicht berücksichtigungsfähig. Insbesondere Ersatz- und Umstrukturierungsmaßnahmen erfüllen nicht die Anforderungen des § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV, denn der Erweiterungsfaktor soll ausschließlich sicherstellen, dass Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

Erweiterungsinvestitionen haben die Vergrößerung eines bestehenden oder die Schaffung eines neuen Leistungspotentials zum Ziel, d.h. sie ermöglichen eine Kapazitätsausweitung. Unter Erweiterungsinvestitionen sind somit Maßnahmen zu verstehen, die das bestehende Netz vergrößern. Dabei beschränkt sich die Vergrößerung nicht allein auf die physikalische Netzlänge, sondern umfasst auch die Maßnahmen zur Schaffung von größerem Kapazitätsvolumen bzw. Transportmengenvolumen.

Die Einordnung der Investitionen erfolgt anhand dieser Definitionen. Die Bezeichnung der einzelnen Investitionsmaßnahmen gibt Aufschluss über deren Verwendungszweck. Alle Bezeichnungen, die z.B. Erneuerungsmaßnahmen oder Ersatz störanfälliger Kabel und Leitungen betreffen, sind aus dem Kostenblock auszusondern.

Es ist nicht ersichtlich, dass es sich bei den von der Antragstellerin angesetzten Kosten nicht um Kosten aus Erweiterungsinvestitionen handelt, sie werden somit von der Beschlusskammer im Rahmen der Erheblichkeitsprüfung vollumfänglich berücksichtigt.

Im Rahmen der Ermittlung der Kosten für die Erweiterungsmaßnahmen kann die Antragstellerin OPEX und CAPEX ansetzen.

Für die Betriebskosten (OPEX) gilt, dass pauschale Zuschläge anhand der Investitionssumme nicht zulässig sind. Vielmehr können nur nachweisbare Betriebskosten berücksichtigt werden.

Die kalkulatorischen Kapitalkosten (CAPEX) der Erweiterungsmaßnahmen beinhalten Abschreibungen, Eigen- und Fremdkapitalverzinsung für Anlagen im Bau und Sachanlagevermögen, die bis zum Antragszeitpunkt anfallen.

Sofern eine Anlage im Bau bis zum Antragszeitpunkt noch nicht in Betrieb genommen wurde kann nur die Verzinsung angesetzt werden. Aktiviertes Sachanlagevermögen wird mit den Kosten des auf die Aktivierung folgenden Jahres angesetzt.

Zur vereinfachten Berechnung der Kapitalkosten der Erweiterungsinvestitionen ist es nach Auffassung der Beschlusskammer sachgerecht, einen wie folgt zu ermittelnden Mischzinssatz anzusetzen:

Zins gewichtet =		Anteil EK [%] * EK-Zins [%]
	+	(Anteil FK [%] – Anteil unverzinsliches FK [%]) * FK-Zins [%]
	+	Anteil unverzinsliches FK [%] * 0%.

Die Zinssätze und die prozentualen Anteile von Eigenkapital, Fremdkapital und Abzugskapital am betriebsnotwendigen Kapital ergeben sich hierbei aus dem Ausgangsniveau nach § 6 ARegV.

Der Eigenkapitalzinssatz des Ausgangsniveaus beträgt 9,05% für Neuanlagen und der Fremdkapitalzinssatz des Ausgangsniveaus beträgt 3,98 %.

Die Verwendung der Zinssätze des Ausgangsniveaus ist vorliegend geboten, um den Aufwand der Ermittlung der Kosten zur Bestimmung der Erheblichkeitsgrenze im Rahmen des Erweiterungsfaktors zu reduzieren und ein einheitliches Vorgehen zu gewährleisten.

4. Höhe der Anpassungen der Erlösobergrenzen

Die Höhe der Anpassung der Erlösobergrenze sowie der anerkennungsfähige Erweiterungsfaktor ergeben sich aus **Anlage 2**.

4.1. Ermittlung des Erweiterungsfaktors

Die Beschlusskammer hält auf Grund des Antrages der Antragstellerin einen Erweiterungsfaktor in Höhe von [redacted] für begründet.

Der anerkennungsfähige Erweiterungsfaktor (EF_t) wurde nach der in **Anlage 2** zu § 10 ARegV enthaltenen Formel und der Festlegung zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors nach § 10 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 ARegV für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber vom 08.09.2010 ermittelt.

Zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors hat die Antragstellerin die Parameter Fläche, Anschlusspunkte, Einspeisepunkte und Jahreshöchstlast und die Gewichtung gemäß **Anlage 1** angegeben. Die Beschlusskammer hat der Entscheidung die Parameter und die Gewichtung gemäß **Anlage 1** zu Grunde gelegt. Dieser Entscheidung liegen folgende Erwägungen zu Grunde.

4.1.1. Parameter

Zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors sind die Parameter Fläche des versorgten Gebietes (F), Anzahl der Anschlusspunkte (AP), Anzahl der Einspeisepunkte (EP) nach der konkretisierenden Festlegung zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors nach § 10 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 ARegV für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (vgl. Ziffer 2.) sowie die Höhe der Last (L) im Basisjahr und im Jahr t der Regulierungsperiode heranzuziehen.

Der Begriff der versorgten Fläche bezeichnet diejenige Fläche innerhalb des erschlossenen Gebiets, die über das Stromversorgungsnetz versorgt wird und auf der amtlichen Statistik zur Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung der Statistischen Landesämter beruht. Als versorgte Fläche in der Niederspannung wird insoweit die bebaute Fläche („Gebäude und Freiflächen (nur bebaute Fläche)"; Flächenschlüssel 100/200) sowie Straßen, Wege und Plätze (Flächenschlüssel 510/520/530) verstanden. Wird eine Gemeinde von mehreren Netzbetreibern versorgt, sind lediglich die entsprechenden Flächenanteile zu berücksichtigen und anzugeben. Die versorgte Fläche entspricht somit dem Konzessionsgebiet abzüglich nicht versorgter Flächen wie bspw. Wälder, Seen, Flüsse und nicht erschlossenen Gebiete. Die versorgte Fläche in der Mittelspannung entspricht dagegen der geografischen Fläche des Versorgungsgebiets.

Ein Anschlusspunkt ist ein Punkt, an dem Strom aus einem Netz eines Netzbetreibers an Letztverbraucher, nachgelagerte Netze - eigene und fremde - oder Weiterverteiler übergeben werden kann.

Hierbei sind wie im Effizienzvergleich nur die aktiven Anschlusspunkte zu berücksichtigen.

Ein Einspeisepunkt ist ein Punkt, an dem Strom von dezentralen Erzeugungsanlagen in das eigene Netz eingespeist wird. Anlagen, die als in Betrieb genommen gelten, aber noch keinen Strom in das Elektrizitätsnetz einspeisen, werden nicht berücksichtigt. Hierzu gehören nicht, soweit die Belastungsgrenze nicht überschritten ist, in der Niederspannung Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die zugleich Anschlusspunkte sind. Nach § 9 Abs. 3 EEG gelten mehrere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie als eine Anlage, wenn sie sich auf demselben Grundstück oder Gebäude befinden und sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

Im Hinblick auf den Ersatz von alten Anlagen durch neue leistungsstärkere Anlagen (Repowering) wird die Anwendung des Parameters „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen" insofern berücksichtigt, als dass im Fall des Repowerings keine Saldierung von hinzukommenden und weggefallenen Einspeisepunkten erfolgt; d.h. es wird sowohl der wegfallende als auch der neu errichtete Einspeisepunkt gezählt.

Dezentrale Erzeugungsanlagen sind nicht ausschließlich innerhalb der Netzebene, sondern auch in die Umspannebene (beispielsweise über die Sammelschiene) integriert. In einer solchen Anschlusssituation sind die Einspeisepunkte der Umspannebene zuzuordnen und werden nicht als Einspeisepunkte in der Netzebene berücksichtigt.

Die zeitgleiche Jahreshöchstlast ist die höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen Leistungswerte aller Entnahmen aus der Umspannstufe. Zur Ermittlung sind, soweit vorhanden, Messwerte heranzuziehen. Verfahren zur Bildung von Ersatzwerten sind zu dokumentieren.

4.1.1.1. Parameter im Basisjahr

Das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV als Basisjahr im Sinne dieser Verordnung. Als Basisjahr für die zweite Regulierungsperiode gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Jahr 2011. Für die Parameter im Basisjahr hat die Antragstellerin die Parameterwerte zum Stand 31.12.2011

anzugeben. Die Beschlusskammer hat die angegebenen Parameter in dem aus **Anlage 1** ersichtlichen Umfang der Entscheidung zu Grunde gelegt.

Anzahl der Anschlusspunkte in der NS-Ebene (inkl. Straßenbeleuchtung)

Mit Email vom 06.12.2017 hat der Netzbetreiber mitgeteilt, dass die Daten im GIS-System bereinigt wurden. Nach Bereinigung der Daten müsste die Anzahl der Anschlusspunkte um [redacted] Anschlusspunkte nach oben korrigiert werden. Demzufolge wurden [redacted] Anschlusspunkte in der Niederspannung zum 31.12.2011 angesetzt.

Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte sind

Mit Email vom 20.11.2017 hatte der Netzbetreiber bestätigt, dass alle Einspeisepunkte in der Niederspannung zugleich auch Anschlusspunkte sind. Demzufolge wurden [redacted] Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte sind, zum 31.12.2011 angesetzt.

Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der MS-Ebene

Mit Schreiben vom 30.08.2017 hatte der Netzbetreiber darum gebeten, den Antragswert auf [redacted] kW zu korrigieren und einen entsprechenden Nachweis zugesandt. Der nachgewiesene Wert wurde angesetzt.

Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der NS-Ebene

Mit Schreiben vom 30.08.2017 hatte der Netzbetreiber darum gebeten, den Antragswert auf [redacted] kW zu korrigieren und einen entsprechenden Nachweis zugesandt. Der nachgewiesene Wert wurde angesetzt.

Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der MS/NS-Ebene

Mit Schreiben vom 30.08.2017 hatte der Netzbetreiber darum gebeten, den Antragswert auf [redacted] kW zu korrigieren und einen entsprechenden Nachweis zugesandt. Der nachgewiesene Wert wurde angesetzt.

Die Parameter der Hochspannungsnetze bleiben gemäß § 10 Abs. 4 ARegV unberücksichtigt.

4.1.1.2. Parameter im Jahr t der Regulierungsperiode

Für die Parameter im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode können nur Ist-Werte bis zum Zeitpunkt der Antragstellung (max. 30.06. des Antragsjahres) in Ansatz gebracht werden. D.h. die Änderungen müssen zum 30.06.2015 bereits tatsächlich eingetreten sein. Der Ansatz von Planwerten ist ausgeschlossen.

Die Antragstellerin hat ihrem Antrag nur Ist-Werte bis zum Antragszeitpunkt zugrunde gelegt und diese nachgewiesen. Die Beschlusskammer hat die Parameter in der aus **Anlage 1** ersichtlichen Höhe bei der Berechnung des Erweiterungsfaktors verwendet.

Anzahl der Anschlusspunkte in der NS-Ebene (inkl. Straßenbeleuchtung)

Mit Email vom 06.12.2017 hat der Netzbetreiber mitgeteilt, dass die Daten im GIS-System bereinigt wurden und einen entsprechenden Nachweis zugesandt. Nach Bereinigung der Daten seien [redacted] Anschlusspunkte in der Niederspannung zum 31.12.2014 anzusetzen. Der nachgewiesene Wert wurde angesetzt.

Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte sind

Mit Email vom 20.11.2017 hatte der Netzbetreiber bestätigt, dass alle Einspeisepunkte in der Niederspannung zugleich auch Anschlusspunkte sind. Demzufolge wurden [redacted] Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte sind, zum 30.06.2015 angesetzt.

Die Parameter der Hochspannungsnetze bleiben gemäß § 10 Abs. 4 ARegV unberücksichtigt.

4.1.2. Belastungsgrenze in den Umspannebenen

Der Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen kann zu einem erhöhten Ausbaubedarf in den Umspannebenen führen. Als Umspannebene sind Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen definiert, in denen eine Transformation elektrischer Energie von Hoch- zu Mittelspannung oder Mittel- zu Niederspannung erfolgt (§ 2 Nr. 7 StromNEV). Transformatoren sind dabei als wesentliche Bindeglieder zwischen Netzebenen anzusehen. Mit der Übertragung elektrischer Energie zwischen verschiedenen Spannungsebenen wird die entscheidende Funktion der Umspannebene erfüllt. Transformatoren sind in der Umspannebene die wichtigste Komponente. Die Nutzung nachrangiger Betriebsmittel, wie etwa Sammelschienen, ist insoweit nicht ausreichend, um die Umspannebene zu betreiben.

Wird die Höchstbelastung der Transformatoren vom „Abtransport" der Erzeugungsleistung bestimmt, so kann der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen zu einer steigenden Zahl von Ortsnetzstationen bzw. zusätzlicher Umspannkapazität führen. Nach der konkretisierenden Festlegung zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors nach § 10 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 ARegV für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (vgl. Ziffer 2.) ist dies der Fall, wenn das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast den Wert 1,3 übersteigt. Der zusätzliche Erweiterungsbedarf steigt dann annähernd line-

ar mit der Höhe der installierten dezentralen Erzeugungsleistung und wird durch die Veränderung der Definition der Jahreshöchstlast berücksichtigt.

Übersteigt das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast in den Umspannebenen den Wert 1,3, so ändert sich die Definition der Jahreshöchstlast von der zeitgleichen lastseitigen Höchstlast hin zu der zeitungleichen und vorzeichenunabhängigen (flussrichtungsunabhängigen) Höchstbelastung aller Stationen einer Umspannebene.

Das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast in der Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung beträgt [redacted]

Der Parameter „Höhe der Last" wird somit in der Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung nach wie vor als Entnahmelast definiert.

4.1.3. Belastungsgrenze in den Netzebenen

Der Parameter „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen" wird mit einem Äquivalenzfaktor (z) gewichtet. Die Bestimmung des Äquivalenzfaktors ist abhängig von dem Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast. Übersteigt dieses Verhältnis in den Spannungsebenen Mittelspannung und Niederspannung den Schwellenwert von 30%, wird der Äquivalenzfaktor individuell bestimmt. Pro Netzebene wird ein individueller Äquivalenzfaktor ermittelt, der von der relativen Zunahme der Einspeisepunkte in der jeweiligen Spannungsebene beeinflusst wird. Ein etwaiger Rückgang der Anschlusspunkte bzw. Einspeisepunkte bleibt hierbei zugunsten des Netzbetreibers unberücksichtigt.

Das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast in der Spannungsebene Mittelspannung beträgt [redacted] Das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast in der Spannungsebene Niederspannung beträgt [redacted]

Der Äquivalenzfaktor beträgt für die Spannungsebene Mittelspannung [redacted] und für die Spannungsebene Niederspannung [redacted].

Einspeisepunkte in der Niederspannung, die gleichzeitig Anschlusspunkte sind und bereits als Anschlusspunkte bei der Bestimmung des Erweiterungsfaktors berücksichtigt werden, sind nun zusätzlich als Einspeisepunkte zu zählen.

4.1.4. Gewichtung

Anlage 2 zu § 10 ARegV sieht vor, dass sich der bei der Bestimmung der Erlösobergrenze zu berücksichtigende Erweiterungsfaktor für das gesamte Netz als gewichteter Mittelwert über alle Netzebenen, für die vorab jeweils ein eigener Faktor errechnet wird, ergibt.

Die Netzebenen bestehen aus den Spannungsebenen Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung und den Umspannebenen Hochspannung/Mittelspannung und Mittelspannung/Niederspannung.

Die Schlüssel für die Gewichtung der Formelergebnisse sind aus den Daten des Basisjahres 2011 und an Hand des Kostenstellenschlüssels zu ermitteln.

4.2. Ermittlung der Anpassung

Zur Bestimmung der Höhe der Anpassungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Antragstellerin hat die Beschlusskammer in einem ersten Schritt den anerkennungsfähigen Erweiterungsfaktor (EF_t) gemäß der in Anlage 2 zu § 10 ARegV enthaltenen Formel und der Festlegung zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors nach § 10 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 ARegV für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber vom 08.09.2010 ermittelt.

Der so ermittelte Erweiterungsfaktor wurde von der Beschlusskammer in einem zweiten Schritt in die in der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel eingesetzt. Dabei hat die Beschlusskammer die Anpassungen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gem. § 4 Abs. 3 i.V.m. § 11 Abs. 2 ARegV nicht mit berücksichtigt, da diese von der Antragstellerin selbst anzupassen sind und nicht von der Beschlusskammer. Zwar obliegt die Anpassung des VPI ebenfalls der Antragstellerin, die Beschlusskammer hat jedoch informationshalber den für das Jahr 2016 anzuwendenden VPI auf Basis des tatsächlichen Wertes (106,6 = VPI 2014[1]) den Berechnungen zu Grunde gelegt. In einem dritten Schritt hat die Beschlusskammer dann die Anpassung der Erlösobergrenze aus der Differenz der festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Antragstellerin (nach Korrektur um Netzge-

[1] Vgl. https://www-genesis.destatis.de/genesis/online, unter den Menüpunkten „Themen" → „ 61 | Preise" → „611 | Verbraucherpreise" → „61111 | Verbraucherpreisindex für Deutschland" → „61111-0001 | Verbraucherpreisindex (inkl. Veränderungsraten): Deutschland, Jahre"

bietsveränderungen) und der sich nunmehr unter Berücksichtigung des anerkennungsfähigen Erweiterungsfaktors ergebenden Erlösobergrenze errechnet.

III.

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

IV.

Folgende Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses:

Anlage 1 Bestimmung des Erweiterungsfaktors

Anlage 2 Anpassung der Erlösobergrenze

Anlage 3 Erheblichkeitsprüfung

Anlage 4 Kostenprüfung Erweiterungsmaßnahmen

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Thüringer Oberlandesgericht Jena (Hausanschrift: Rathenaustraße 13, 07745 Jena) eingeht.

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 Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Vorsitzender	Beisitzer	Beisitzer
[redacted]		
Bourwieg	Bender	Wetzl

Bestimmung des Erweiterungsfaktors

Bezeichnung		Einheit	vom Netzbetreiber beantragte Werte	anerkannte Werte Bundesnetz-agentur	Abweichung
für die Berechnung des Erweiterungsfaktors relevante Parameter im Basisjahr (Stand: 31.12.2011)					
$F_{0,MS}$ -	Geografische Fläche in der MS-Ebene	[km²]			
$F_{0,NS}$ -	Versorgte Fläche in der NS-Ebene	[km²]			
$AP_{0,MS}$ -	Anzahl der Anschlusspunkte in der MS-Ebene	[Stück]			
$AP_{0,NS}$ -	Anzahl der Anschlusspunkte in der NS-Ebene (inkl. Straßenbeleuchtung)	[Stück]			
$EP_{0,MS}$ -	Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen	[Stück]			
$EP_{0,NS}$ -	Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen	[Stück]			
$EP_{EEG,0,NS}$ -	Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte sind	[Stück]			
$L_{0,HS/MS}$ -	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der HS/MS-Ebene	[kW]			
$L_{0,MS/NS}$ -	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der MS/NS-Ebene	[kW]			
für die Berechnung des Erweiterungsfaktors relevante Parameter im Jahr t (Antragsdatum: 30.06.2015)					
$F_{t,MS}$ -	Geografische Fläche in der MS-Ebene	[km²]			
$F_{t,NS}$ -	Versorgte Fläche in der NS-Ebene	[km²]			
$AP_{t,MS}$ -	Anzahl der Anschlusspunkte in der MS-Ebene	[Stück]			
$AP_{t,NS}$ -	Anzahl der Anschlusspunkte in der NS-Ebene (inkl. Straßenbeleuchtung)	[Stück]			
$EP_{t,MS}$ -	Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen	[Stück]			
$EP_{REP,t,MS}$ -	seit dem Basisjahr durch Repowering ersetzte Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen	[Stück]			
$EP_{t,NS}$ -	Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen	[Stück]			
$EP_{REP,t,NS}$ -	seit dem Basisjahr durch Repowering ersetzte Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen	[Stück]			
$EP_{EEG,t,NS}$ -	Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte sind	[Stück]			
$EP_{EEG,REP,t,NS}$ -	seit dem Basisjahr durch Repowering ersetzte Einspeisepunkte der EEG-Anlagen in der NS, die auch Anschlusspunkte in der NS sind	[Stück]			
$L_{t,HS/MS}$ -	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der HS/MS-Ebene	[kW]			
$L_{t,MS/NS}$ -	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der MS/NS-Ebene	[kW]			

Bezeichnung		Einheit	vom Netzbetreiber beantragte Werte	anerkannte Werte Bundesnetz-agentur	Abweichung
Gewichtung					
Gew_{HS} -	Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Hochspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte				
Gew_{MS} -	Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Mittelspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte				
Gew_{NS} -	Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Niederspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte				
$Gew_{HS/MS}$ -	Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Hochspannung/Mittelspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte				
$Gew_{MS/NS}$ -	Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Mittelspannung/Niederspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte				
für die Berechnung der Schwellenwerte relevante Parameter					
$L_{t,MS}$ -	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in der MS-Ebene	[kW]			
$L_{t,NS}$ -	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in der NS-Ebene	[kW]			
$l_{t,MS}$ -	Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der MS-Ebene	[kW]			
$l_{t,NS}$ -	Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der NS-Ebene	[kW]			
$l_{t,HS/MS}$ -	Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der HS/MS-Ebene	[kW]			
$l_{t,MS/NS}$ -	Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der MS/NS-Ebene	[kW]			
Schwellenwerte					
Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Höhe der Last in der MS-Ebene (Schwellenwert 0,3)					
Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Höhe der Last in der NS-Ebene (Schwellenwert 0,3)					
Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Höhe der Last in der HS/MS-Ebene (Schwellenwert 1,3)					
Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Höhe der Last in der MS/NS-Ebene (Schwellenwert 1,3)					
Äquivalenzfaktor z					
z_{MS} = max ((WURZEL $EP_{t,MS}$ - WURZEL $EP_{0,MS}$) / ((WURZEL ($AP_{t,MS}$ + $EP_{t,MS}$) - WURZEL($AP_{0,MS}$ + $EP_{0,MS}$)); 1), wenn $l_{t,MS}$ / $L_{t,MS}$ > 0,3					
z_{NS} = max ((WURZEL $EP_{t,NS}$ - WURZEL $EP_{0,NS}$) / ((WURZEL ($AP_{t,NS}$ + $EP_{t,NS}$) - WURZEL($AP_{0,NS}$ + $EP_{0,NS}$)); 1), wenn $l_{t,NS}$ / $L_{t,NS}$ > 0,3					
$AP_{t,i}$ = $AP_{0,i}$, wenn $AP_{t,i}$ < $AP_{0,i}$					
$EP_{t,i}$ = $EP_{0,i}$, wenn $EP_{t,i}$ < $EP_{0,i}$					
Erweiterungsfaktor für die Parameter Fläche und Anschlußpunkte					
$EF_{t,HS}$ = 1 + 1 / 2 * max (($F_{t,HS}$ - $F_{0,HS}$) / $F_{0,HS}$; 0) + 1 / 2 * max ((($AP_{t,HS}$ + $EP_{t,HS}$) - ($AP_{0,HS}$ + $EP_{0,HS}$) / ($AP_{0,HS}$ + $EP_{0,HS}$)); 0)					
$EF_{t,MS}$ = 1 + 1 / 2 * max (($F_{t,MS}$ - $F_{0,MS}$) / $F_{0,MS}$; 0) + 1 / 2 * max ((($AP_{t,MS}$ + z_{MS} * $EP_{t,MS}$) - ($AP_{0,MS}$ + z_{MS} * $EP_{0,MS}$) / ($AP_{0,MS}$ + z_{MS} * $EP_{0,MS}$)); 0)					
$EF_{t,NS}$ = 1 + 1 / 2 * max (($F_{t,NS}$ - $F_{0,NS}$) / $F_{0,NS}$; 0) + 1 / 2 * max ((($AP_{t,NS}$ + z_{NS} * $EP_{t,NS}$) - ($AP_{0,NS}$ + z_{NS} * $EP_{0,NS}$) / ($AP_{0,NS}$ + z_{NS} * $EP_{0,NS}$)); 0)					
Erweiterungsfaktor für den Parameter Jahreshöchstlast					
$EF_{t,HS/MS}$ = 1 + max (($L_{t,HS/MS}$ - $L_{0,HS/MS}$) / $L_{0,HS/MS}$; 0)					
$EF_{t,MS/NS}$ = 1 + max (($L_{t,MS/NS}$ - $L_{0,MS/NS}$) / $L_{0,MS/NS}$; 0)					
Gewichteter Erweiterungsfaktor für das Netz					
EF_t = $EF_{t,HS}$ * Gew_{HS} + $EF_{t,HS/MS}$ * $Gew_{HS/MS}$ + $EFt_{,MS}$ * Gew_{MS} + $EFt_{,MS/NS}$ * $Gew_{MS/NS}$ + $EFt_{,NS}$ * Gew_{NS}					
Anpassung der Erlösobergrenze					
2016		[EUR]			
2017		[EUR]			
2018		[EUR]			

Anpassung der Erlösobergrenze

Jahr	Vorübergehend nicht beeinfluss-bare Kostenanteile [EUR]	+ nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	+ Anpassung aus VPI abzgl. Pf [EUR]	= Basis [EUR]	x Erweiterungsfaktor	= angepasster Betrag der EOG [EUR]	Anpassungs-betrag der EOG [EUR]
2016	[redacted]						
2017							
2018							

Verwendete Regulierungsdaten			
Jahr	VPI	Pf	Effizienzwert
2011 (VPi_0)	102,1		100,00%
2014	104,1	0,0150	
2015	105,7	0,0302	
2016	106,6	0,0457	
2017	106,9	0,0614	
2018	107,4	0,0773	

Erheblichkeitsprüfung

Position	vom Netzbetreiber beantragte Werte		Anerkannte Werte Bundesnetz-agentur	
	ohne Berücksichtigung von Netzübergängen	mit Berücksichtigung von Netzübergängen	ohne Berücksichtigung von Netzübergängen	mit Berücksichtigung von Netzübergängen
I. Gesamtkosten				
Ausgangsniveau (ohne Hochspannung) (KAges, t=0) [EUR]:	[redacted]	0	0	[redacted]
II. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Ausgangsniveau für die Erlösobergrenzenbestimmung				
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (KAdnb, t=0) [EUR]:	[redacted]	0	0	[redacted]
III. Gesamtkosten aller Erweiterungsmaßnahmen				
Jährliche Kosten nach StromNEV [EUR]:		[redacted]	[redacted]	[redacted]
IV. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in den Gesamtkosten aller Erweiterungsmaßnahmen				
jährliche Kosten nach StromNEV - davon dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten [EUR]:		[redacted]	[redacted]	[redacted]
jährliche Kosten nach StromNEV - davon dauerhaft nicht beeinflussbare Erlöse [EUR]:		[redacted]	[redacted]	[redacted]
V. Änderung der Versorgungsaufgabe in erheblichem Umfang				
Kostensteigerung [%]:		[redacted]		[redacted]

Herleitung BNetzA-Werte

1. Ausgangsniveau ohne die Netz- bzw. Umspannebenen HöS, HöS/HS und HS	ohne Berücksichtigung von Netzübergängen	mit Berücksichtigung von Netzübergängen
Anerkannter Kostenblock der KoPr 2011 [EUR]:	0	[redacted]
Anteilige Kosten der Kostenstellen ohne vorgelagerte Netzkosten und vNE, die auf HöS, HöS/HS und HS entfallen [%]:	0,00%	
Ausgangsniveau ohne Kosten, die auf HöS, HöS/HS und HS entfallen (= 100,00 % vom anerkannten Kostenblock [EUR]:	0	

2. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Ausgangsniveau ohne die Netz- bzw. Umspannebenen HöS, HöS/HS und HS		
dnbK im Ausgangsniveau gem. Überleitungsrechnung KoPr 2011 [EUR]:	0	[redacted]
Anteilige Kosten der Kostenstellen ohne vorgelagerte Netzkosten und vNE, die auf HöS, HöS/HS und HS entfallen [%]:	0,00%	
dnbK im Ausgangsniveau ohne Kosten, die auf HöS, HöS/HS und HS entfallen (= 100,00 % von dnbK im Ausgangsniveau [EUR]:	0	

Kostenprüfung Erweiterungsmaßnahmen

lfd. Nr.	Bezeichnung Erweiterungsinvestition	Anlagengruppe	Sachliche Prüfung der Erweiterungs-investition BNetzA	Nutzungsdauer				Aktivierungs-jahr [yyyy]	Erstmalige Historische Anschaffungs-/Herstellungskosten bezogen auf das Anschaffungsjahr	
				Untergrenze StromNEV [Jahre]	Obergrenze StromNEV [Jahre]	Netzbetreiber-angabe [Jahre]	BNetzA [Jahre]		Netzbetreiber-angabe [EUR]	BNetzA [EUR]
1	MS-Netz	Kabel Mittelspannungsnetz	sachlich begründet	40	45	40	40	2014	[redacted]	[redacted]
2	NS-Netz	Kabel 1 kV	sachlich begründet	40	45	40	40	2014	[redacted]	[redacted]
3	Stromanschluss	Kabel Abnehmeranschlüsse	sachlich begründet	35	45	35	35	2014	[redacted]	[redacted]
4	Trafostationen	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	sachlich begründet	30	35	30	30	2014	[redacted]	[redacted]
5	Summe vereinnahmte BKZ (Anteil an Erweiterunger									0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0
										0

Bezeichnung	Netzbetreiber	Bundesnetz-agentur
Zins 1:	9,05%	9,05%
Zins 2:	3,98%	3,98%
Anteil EK:	40,00%	40,00%
Anteil FK abzgl. Anteil unverzinsliches FK:	60,00%	60,00%
Mischzinssatz:	6,01%	6,01%
Unternehmensindividueller Gewerbesteuerhebesatz:	340,00%	340,00%
Messzahl:	3,50%	3,50%
Steuerfaktor (KSt):	15,83%	0,00%

Anlagen im Bau [x]	jährliche Kosten nach StromNEV		jährliche Kosten nach StromNEV - davon CAPEX zzgl. Gewerbesteuer		jährliche Kosten nach StromNEV - davon OPEX		jährliche Kosten nach StromNEV - davon dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten		jährliche Kosten nach StromNEV - davon dauerhaft nicht beeinflussbare Erlöse	
	Netzbetreiber-angabe [EUR]	BNetzA [EUR]	Netzbetreiber-angabe [EUR]	BNetzA [EUR]	Netzbetreiber-angabe [EUR]	BNetzA [EUR]	Netzbetreiber-angabe [EUR]	BNetzA [EUR]	Netzbetreiber-angabe [EUR]	BNetzA [EUR]
	[redacted]					0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		[redacted]
						0		0		
						0		0		
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0
						0		0		0