



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-13/2992-21

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 Erweiterungsfaktorantes**

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

durch den Vorsitzenden Karsten Bourwieg,

den Beisitzer Rainer Bender

und den Beisitzer Wolfgang Wetzl,

auf Antrag der Pfalzwerke Netz AG, Kurfürstenstraße 29, 67061 Ludwigshafen, gesetzlich vertreten durch den Vorstand

- Antragstellerin -

am 14.11.2017 beschlossen:

1. Dem Antrag auf Anpassung der mit Beschluss vom 24.07.2015 (Aktenzeichen: BK8-12/2992-11) festgelegten Erlösobergrenze, zuletzt geändert durch den Beschluss vom 11.01.2017 (Aktenzeichen BK8-16/2992-711), wird in Höhe der **Anlage 2** stattgegeben. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.
2. Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Gründe

I.

Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 27.06.2013, eingegangen bei der Regulierungsbehörde am 28.06.2013, und mit Übermittlung des Erhebungsbogens über das Energiedatenportal einen Antrag auf Anpassung der mit Beschluss vom 24.07.2015 (BK8-12/2992-11) festgelegten Erlösobergrenzen 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 27.06.2013 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 E-Mail vom 20.11.2017 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Antragstellerin hat mit E-Mail vom 23.11.2017 vorgetragen, dass sie keine Anmerkungen hat.

Die Landesregulierungsbehörde, in deren Gebiet der Netzbetreiber seinen Sitz hat, wurde gemäß § 55 Abs. 1 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert.

Dem Bundeskartellamt und der Landesregulierungsbehörde, in deren Bundesland der Sitz des Netzbetreibers belegen ist, wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

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**

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.

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.

Die Kosten für die Netzebene Hochspannung sind nach § 10 Abs. 4 ARegV in der Fassung vom 14.08.2013 nicht mehr zu berücksichtigen. Den diesbezüglichen Entscheidungen des OLG Düsseldorf (VI-3 Kart 38/16 [V] und VI-3 Kart 75/16 [V]) folgend, berücksichtigt die Beschlusskammer die Netzebene Hochspannung für alle bis zum 30.06.2013 gestellten Anträ-

ge. Für die Folgeanträge der Jahre 2014, 2015, 2016 und 2017 bleiben die Kosten für die Netzebene Hochspannung indes unberücksichtigt.

Für die Spannungsebenen Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung ist:

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

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

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

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

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

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

Der 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 Erweiterungsfaktoransatzes irrelevant sind.

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

Die Anpassung der Erlösobergrenze ergibt sich dann aus der Differenz der durch den Beschluss vom 24.07.2015 (Aktenzeichen: BK8-12/2992-11) 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 2014, 2015, 2016, 2017 und 2018 aufgrund eines Erweiterungsfaktoransatzes ist die Erhöhung der bereits festgelegten Erlösobergrenzen um die Differenz der mit Beschluss vom 24.07.2015 (Aktenzeichen BK8-12/2992-11) 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 Ab-

zug 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:

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

KAEW bezeichnet die Summe der jährlichen Kosten (ohne Höchstspannungsebene) 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] abziehen.

Bei den jährlichen Gesamtkosten der Antragstellerin [GK2011] 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 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 Kapazitätswolumen 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 ersichtlich, dass es sich bei den von der Antragstellerin angesetzten Kosten teilweise nicht um Kosten aus Erweiterungsinvestitionen handelt, diese werden von der Beschlusskammer im Rahmen der Erheblichkeitsprüfung herausgenommen.

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:

$$\begin{aligned} \text{Zins gewichtet} = & \quad \text{Anteil EK [\%]} * \text{EK-Zins [\%]} \\ & + \quad (\text{Anteil FK [\%]} - \text{Anteil unverzinsliches FK [\%]}) * \text{FK-Zins [\%]} \\ & + \quad \text{Anteil unverzinsliches FK [\%]} * 0\%. \end{aligned}$$

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. 4. Höhe der Anpassungen der Erlösobergrenzen

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

Die mit Beschluss vom 24.07.2015 (Aktenzeichen BK8-12/2992-11) festgelegten vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten der Antragstellerin in Höhe von 114.954.962 € beinhalten Kosten der Höchstspannungsebene und der Umspannebene Höchstspannung/ Hochspan-

nung. Der Erweiterungsfaktor findet auf die Höchstspannungsebene und die Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung keine Anwendung, daher werden zur Ermittlung des gewichteten Erweiterungsfaktors die Kosten der Höchstspannungsebenen in Höhe von 9.989.430 € herausgerechnet.

Aus der untenstehenden Tabelle ergeben sich die Kosten, auf die der gewichtete Erweiterungsfaktor Anwendung findet:

Aktenzeichen	Bezeichnung	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile
BK8-12/2992-11		114.954.962
BK8-16/2992-77	Ballweiler, Blickweiler, Wecklingen	-107.976
BK8-16/2992-79	Herxheim-Hayna	-38.976
BK8-16/2992-710	Pleisweiler-Oberhofen	-33.328
BK8-16/2992-711	Mauchenheim	-28.244
BK8-17/2992-71	Kleinottweiler	-32.198
Kosten der Höchstspannung und Umspannebene Höchstspannung/ Hochspannung		-9.989.430
Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten, auf die der Erweiterungsfaktor Anwendung findet		104.724.810

4.1. Ermittlung des Erweiterungsfaktors

Die Beschlusskammer hält auf Grund des Antrages der Antragstellerin einen Erweiterungsfaktor in Höhe von 1,0263 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.

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. Von Netzbetreibern im Regelverfahren wurden diese Parameter bereits im Rahmen des Effizienzvergleichs vorgelegt, daher waren keine weiteren Nachweise erforderlich.

Die von der Antragstellerin für das Basisjahr angesetzten 4.307 Anschlusspunkten in der Mittelspannung sowie 214.043 Anschlusspunkten von Letztverbrauchern und 14.264 Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte sind, in der Niederspannung wurden von der Beschlusskammer zunächst mit den Werten aus dem Effizienzvergleich entsprechend in Höhe von 4.313 Stück, 217.752 Stück und 14.607 Stück ersetzt.

Da die Erlösobergrenze auf Grund der teilweisen Netzübergänge nach § 26 Abs. 2 ff. ARegV abgeändert wurde, sind die Parameter- und Kostenwerte des Basisjahres um diese Netzübergänge zu bereinigen. Die Werte im Basisjahr sind wie folgt zu verringern:

- Anzahl der Anschlusspunkte in der MS-Ebene um 1 Stück
- Anzahl der Anschlusspunkte in der NS-Ebene (inkl. Straßenbeleuchtung) um 3.308 Stück
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der MS/NS-Ebene um 2.880 kW.

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

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 30.06.2013 bereits tatsächlich eingetreten sein. Der Ansatz von Planwerten ist ausgeschlossen.

Der Netzbetreiber hat mit E-Mail vom 21.06.2017 zum Parameter „Anzahl der Anschlusspunkte in der NS-Ebene (inkl. Straßenbeleuchtung)“ Stellung genommen und insgesamt eine Korrektur dieses Parameters um 1.144 vorgenommen. Diese resultiert aus der Reduzierung des ursprünglichen Antragswertes um die Übergabepunkte in Höhe von 1.836 Stück, die laut der Definition des anzugebenden Parameters nicht mitgezählt werden dürfen. Außerdem hat der Netzbetreiber die Anzahl der Anschlusspunkte in der NS-Ebene inkl. Straßenbeleuchtung um die Telefonzellen (282), die Notrufsäulen (3) und die Anschlusspunkte der Straßenbeleuchtung (407) aufgestockt, da diese bei der Antragstellung nicht als Anschlusspunkte in der NS-Ebene in die Auswertung einbezogen wurden.

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.

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 linear 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 Hochspannung/Mittelspannung beträgt 0,53 und liegt somit nicht über der Belastungsgrenze von 1,3. Das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast in der Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung beträgt 0,73 und liegt ebenfalls nicht über der Belastungsgrenze von 1,3.

Der Parameter „Höhe der Last“ wird somit in der Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung und 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 0,89 und liegt somit über der Belastungsgrenze

von 0,3. Das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast in der Spannungsebene Niederspannung beträgt 0,77 und liegt ebenfalls über der Belastungsgrenze von 0,3.

Der Äquivalenzfaktor beträgt für die Spannungsebene Mittelspannung 2,7668 und für die Spannungsebene Niederspannung 1,6485.

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 bestanden 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 anererkennungsfähigen Erweiterungsfaktor (EF_1) 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 informa-

tionshalber den für das Jahr 2014 anzuwendenden VPI auf Basis des tatsächlichen Wertes (104,1 = VPI 2012¹) 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 Netzgebietsveränderungen) und der sich nunmehr unter Berücksichtigung des anererkennungsfähigen 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

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“

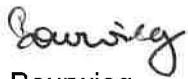
Rechtsmittelbelehrung

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 Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) 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


Bourwieg

Beisitzer


Bender

Beisitzer


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)				
$F_{G,HS}^{+}$ Geografische Fläche in der HS-Ebene	[km ²]	5.875,79	5.875,79	0,00
$F_{G,MS}^{+}$ Geografische Fläche in der MS-Ebene	[km ²]	5.855,46	5.855,46	0,00
$F_{G,NS}^{+}$ Versorgte Fläche in der NS-Ebene	[km ²]	395,59	395,59	0,00
$AP_{G,HS}^{+}$ Anzahl der Anschlusspunkte in der HS-Ebene	[Stück]	45	45	0
$AP_{G,MS}^{+}$ Anzahl der Anschlusspunkte in der MS-Ebene	[Stück]	4.307	4.312	5
$AP_{G,NS}^{+}$ Anzahl der Anschlusspunkte in der NS-Ebene (inkl. Straßenbeleuchtung)	[Stück]	214.043	214.444	401
$EP_{G,HS}^{+}$ Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen exkl. Einspeisepunkte von EEG Anlagen + Anzahl der EEG-Anlagen	[Stück]	17	17	0
$EP_{G,MS}^{+}$ Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen	[Stück]	148	148	0
$EP_{G,NS}^{+}$ Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen	[Stück]	14.665	14.665	0
$EP_{EEG,G,NS}^{+}$ Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte sind	[Stück]	14.264	14.607	343
$L_{G,HS/MS}^{+}$ Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der HS/MS-Ebene	[kW]	1.149.726	1.149.726	0
$L_{G,MS/NS}^{+}$ Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der MS/NS-Ebene	[kW]	320.281	317.401	-2.880
für die Berechnung des Erweiterungsfaktors relevante Parameter im Jahr t (Antragsdatum: 28.06.2013)				
$F_{t,HS}^{+}$ Geografische Fläche in der HS-Ebene	[km ²]	5.875,79	5.875,79	0,00
$F_{t,MS}^{+}$ Geografische Fläche in der MS-Ebene	[km ²]	5.855,46	5.855,46	0,00
$F_{t,NS}^{+}$ Versorgte Fläche in der NS-Ebene	[km ²]	395,59	395,59	0,00
$AP_{t,HS}^{+}$ Anzahl der Anschlusspunkte in der HS-Ebene	[Stück]	45	45	0
$AP_{t,MS}^{+}$ Anzahl der Anschlusspunkte in der MS-Ebene	[Stück]	4.350	4.350	0
$AP_{t,NS}^{+}$ Anzahl der Anschlusspunkte in der NS-Ebene (inkl. Straßenbeleuchtung)	[Stück]	218.993	217.849	-1.144
$EP_{t,HS}^{+}$ Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen exkl. Einspeisepunkte von EEG Anlagen + Anzahl der EEG-Anlagen	[Stück]	21	21	0
$EP_{t,MS}^{+}$ Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen	[Stück]	192	192	0
$EP_{t,NS}^{+}$ Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen	[Stück]	17.254	17.254	0
$EP_{EEG,t,NS}^{+}$ Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte sind	[Stück]	16.842	16.842	0
$L_{t,HS/MS}^{+}$ Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der HS/MS-Ebene	[kW]	1.167.288	1.167.288	0
$L_{t,MS/NS}^{+}$ Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der MS/NS-Ebene	[kW]	358.909	358.909	0

Bezeichnung	Einheit	vom Netzbetreiber beantragte Werte	anerkannte Werte Bundesnetz- agentur	Abweichung
Gewichtung				
$G_{W_{HS}}$ - Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstellen Höchstspannung, Höchstspannung/Hochspannung und Hochspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte		16,64%	16,64%	
$G_{W_{MS}}$ - Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Mittelspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte		23,91%	23,91%	0,00 Prozentpunkte
$G_{W_{NS}}$ - Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Niederspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte		30,87%	30,87%	0,00 Prozentpunkte
$G_{W_{HS/MS}}$ - Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Hochspannung/Mittelspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte		22,02%	22,02%	0,00 Prozentpunkte
$G_{W_{MS/NS}}$ - Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Mittelspannung/Niederspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte		6,56%	6,56%	0,00 Prozentpunkte
für die Berechnung der Schwellenwerte relevante Parameter				
$L_{t, MS}$ - Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in der MS-Ebene	[kW]	649.810	649.810	0
$L_{t, NS}$ - Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in der NS-Ebene	[kW]	325.563	325.563	0
$I_{t, MS}$ - Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der MS-Ebene	[kW]	316.715	316.715	0
$I_{t, NS}$ - Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der NS-Ebene	[kW]	252.133	252.133	0
$I_{t, HS/MS}$ - Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der HS/MS-Ebene	[kW]	40.441	40.441	0
$I_{t, MS/NS}$ - Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der MS/NS-Ebene	[kW]	11.369	11.369	0
Schwellenwerte				
Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Höhe der Last in der MS-Ebene (Schwellenwert 0,3)		0,89	0,89	0
Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Höhe der Last in der NS-Ebene (Schwellenwert 0,3)		0,77	0,77	0
Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Höhe der Last in der HS/MS-Ebene (Schwellenwert 1,3)		0,53	0,53	0
Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Höhe der Last in der MS/NS-Ebene (Schwellenwert 1,3)		0,73	0,73	0
Äquivalenzfaktor z				
$z_{MS} = \max((\text{WURZEL}(EP_{1, MS} - \text{WURZEL}(EP_{0, MS})) / ((\text{WURZEL}(AP_{1, MS} + EP_{1, MS}) - \text{WURZEL}(AP_{0, MS} + EP_{0, MS}))) : 1), \text{wenn } I_{t, MS} / L_{t, MS} > 0,3$		2,6071	2,7668	0,1597
$z_{NS} = \max((\text{WURZEL}(EP_{1, NS} - \text{WURZEL}(EP_{0, NS})) / ((\text{WURZEL}(AP_{1, NS} + EP_{1, NS}) - \text{WURZEL}(AP_{0, NS} + EP_{0, NS}))) : 1), \text{wenn } I_{t, NS} / L_{t, NS} > 0,3$		1,3117	1,6485	0,3368
$AP_{1, i} = AP_{0, i}$ wenn $AP_{1, i} < AP_{0, i}$				
$EP_{1, i} = EP_{0, i}$ wenn $EP_{1, i} < EP_{0, i}$				
Erweiterungsfaktor für die Parameter Fläche und Anschlußpunkte				
$EF_{t, MS} = 1 + 1/2 * \max((F_{t, MS} - F_{0, MS}) / F_{0, MS}; 0) + 1/2 * \max(((AP_{1, MS} + EP_{1, MS}) - (AP_{0, MS} + EP_{0, MS})) / (AP_{0, MS} + EP_{0, MS})); 0)$		1,0323	1,0323	0,0000
$EF_{t, MS} = 1 + 1/2 * \max((F_{t, MS} - F_{0, MS}) / F_{0, MS}; 0) + 1/2 * \max(((AP_{1, MS} + z_{MS} * EP_{1, MS}) - (AP_{0, MS} + z_{MS} * EP_{0, MS})) / (AP_{0, MS} + z_{MS} * EP_{0, MS})); 0)$		1,0168	1,0169	0,0001
$EF_{t, NS} = 1 + 1/2 * \max((F_{t, NS} - F_{0, NS}) / F_{0, NS}; 0) + 1/2 * \max(((AP_{1, NS} + z_{NS} * EP_{1, NS}) - (AP_{0, NS} + z_{NS} * EP_{0, NS})) / (AP_{0, NS} + z_{NS} * EP_{0, NS})); 0)$		1,0179	1,0161	-0,0018
Erweiterungsfaktor für den Parameter Jahreshöchstlast				
$EF_{t, HS/MS} = 1 + \max((L_{t, HS/MS} - L_{0, HS/MS}) / L_{0, HS/MS}; 0)$		1,0153	1,0153	0,0000
$EF_{t, MS/NS} = 1 + \max((L_{t, MS/NS} - L_{0, MS/NS}) / L_{0, MS/NS}; 0)$		1,1206	1,1308	0,0102
Gewichteter Erweiterungsfaktor für das Netz				
$EF_t = EF_{t, NS} * G_{W_{NS}} + EF_{t, HS/MS} * G_{W_{HS/MS}} + EF_{t, MS} * G_{W_{MS}} + EF_{t, MS/NS} * G_{W_{MS/NS}} + EF_{t, NS} * G_{W_{NS}}$		1,0261	1,0263	0,0002
Anpassung der Erlösbergrenze				
2014	[EUR]	3.349.615	2.765.695	-583.920
2015	[EUR]	3.368.114	2.766.806	-601.307
2016	[EUR]	3.387.219	2.750.266	-636.953
2017	[EUR]	3.406.947	2.718.507	-688.440
2018	[EUR]	3.427.313	2.691.042	-736.271

Anpassung der Erlösobergrenze

Jahr	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	+ nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	+ Anpassung aus VPI abzgl. Pf [EUR]	= Basis [EUR]	x Erweiterungsfaktor	= angepasster Betrag der EOG [EUR]	Anpassungsbetrag der EOG [EUR]
2014	104.724.810	0	434.706	105.159.516	1,0263	107.925.211	2.765.695
2015	104.724.810	0	476.950	105.201.760		107.968.566	2.766.806
2016	104.724.810	0	-151.950	104.572.860		107.323.126	2.750.266
2017	104.724.810	0	-1.359.530	103.365.279		106.083.786	2.718.507
2018	104.724.810	0	-2.403.826	102.320.984		105.012.025	2.691.042

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 Bundesnetzagentur	
	ohne Berücksichtigung von Netzübergängen	mit Berücksichtigung von Netzübergängen	ohne Berücksichtigung von Netzübergängen	mit Berücksichtigung von Netzübergängen
I. Gesamtkosten				
Ausgangsniveau (KAges,t=0) [EUR]:	179.459.549	0	154.849.519	154.825.402
II. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Ausgangsniveau für die Erlösobergrenzenbestimmung				
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (KA _{dnb} , t=0) [EUR]:	56.973.905	0	49.883.987	49.891.520
III. Gesamtkosten aller Erweiterungsmaßnahmen				
Jährliche Kosten nach StromNEV [EUR]:		1.229.496	833.340	833.340
IV. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in den Gesamtkosten aller Erweiterungsmaßnahmen				
Jährliche Kosten nach StromNEV - davon dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten [EUR]:		0	0	0
Jährliche Kosten nach StromNEV - davon dauerhaft nicht beeinflussbare Erlöse [EUR]:		1.945	0	0
V. Änderung der Versorgungsaufgabe in erheblichem Umfang				
Kostensteigerung [%]:		1,01%		0,79%

Herleitung BNetzA-Werte

1. Ausgangsniveau ohne die Netz- bzw. Umspannebenen HÖS, HÖS/HS	ohne Berücksichtigung von Netzübergängen	mit Berücksichtigung von Netzübergängen
Anerkannter Kostenblock der KoPr 2011 [EUR]:	169.586.342	169.559.930
Anteilige Kosten der Kostenstellen ohne vorgelagerte Netzkosten und vNE, die auf HÖS, HÖS/HS entfallen [%]:	8,69%	8,69%
Ausgangsniveau ohne Kosten, die auf HÖS, HÖS/HS entfallen (= 91,31 % vom anerkannten Kostenblock [EUR]):	154.849.519	154.825.402
2. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Ausgangsniveau ohne die Netz- bzw. Umspannebenen HÖS, HÖS/HS		
dnbK im Ausgangsniveau gem. Überleitungsrechnung KoPr 2011 [EUR]:	54.631.380	54.639.630
Anteilige Kosten der Kostenstellen ohne vorgelagerte Netzkosten und vNE, die auf HÖS, HÖS/HS entfallen [%]:	8,69%	8,69%
dnbK im Ausgangsniveau ohne Kosten, die auf HÖS, HÖS/HS entfallen (= 91,31 % von dnbK im Ausgangsniveau [EUR]):	49.883.987	49.891.520

Kostenprüfung Erweiterungsmaßnahmen

lfd. Nr.	Bezeichnung Erweiterungsinvestition	Anlagengruppe	Sachliche Prüfung der Erweiterungsinvestition BNetzA	Nutzungsdauer				Aktivierungs-jahr (yyyy)	Aktivierungs-monat [1-12]	Erstmalige historische Anschaffungs-/Herstellungskosten bezogen auf das Anschaffungsjahr		Anlagen im Bau [x]	Anteil EK [%]
				Untergrenze StromNEV [Jahre]	Obergrenze StromNEV [Jahre]	Netzbetreiber-angabe [Jahre]	BNetzA [Jahre]			Netzbetreiber-angabe [EUR]	BNetzA [EUR]		
1	Wiegarten ON-Verstärkung	Freileitungen 1 kV	sachlich unbegründet	30	40	30	0	2012	1				59,32%
2	Einbau stärke Maste und Erhöhung Sekundärschritt	Freileitungen 110-380kV	sachlich begründet	40	50	40	40	2012	1				59,32%
3	Verlegung neuer Kabelstrecken zur Erhöhung der VV	Kabel Mittelspannungsnetz	sachlich begründet	40	45	40	40	2013	1				59,32%
4	Verlegung neuer Kabelstrecken zur Erhöhung der VV	Kabel Mittelspannungsnetz	sachlich begründet	40	45	40	40	2013	1				59,32%
5	Verlegung neuer Kabelstrecken zur Erhöhung der VV	Kabel Mittelspannungsnetz	sachlich begründet	40	45	40	40	2013	1				59,32%
6	Netzverstärkung durch Einbau isolierter Freileitung	Freileitungen 1 kV	sachlich unbegründet	30	40	30	0	2012	1				59,32%
7	Erhöhung der Übertragungsleistung und der VV	Freileitungen 110-380kV	sachlich begründet	40	50	40	40	2013	1				59,32%
8	ON-Verstärkung durch Teilverkabelung anstelle Freileitung	Kabel 1 kV	sachlich unbegründet	40	45	40	0	2012	6				59,32%
9	Einbau stärke Maste wegen Erhöhung Sekundärschritt	Freileitungen 110-380kV	sachlich begründet	40	50	40	40	2012	1				59,32%
10	Einbau eines neuen Umspannpunktes	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafos und Schalter	sachlich begründet	35	45	35	35	2012	12				59,32%
11	Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Verkabelung	Kabel Mittelspannungsnetz	sachlich begründet	40	45	40	40	2012	1				59,32%
12	Neubau einer neuen Umspannstation	Kabel 1 kV	sachlich begründet	40	45	40	40	2012	8				59,32%
13	Ausbau der 110kV-Anbindung des UW Hattloch zum	380/220/110/30/10 kV-Stationen	sachlich begründet	25	35	25	25	2012	7				59,32%
14	Ausbau der 110kV-Anbindung des UW Hattloch zum	380/220/110/30/10 kV-Stationen	sachlich begründet	25	35	25	25	2012	1				59,32%
15	Einbau eines neuen Abzweigkastens in eine bestehende	Freileitungen 110-380kV	sachlich begründet	40	50	40	40	2012	1				59,32%
16	Verstärkung und Erweiterung der 20kV-Anlage des U	380/220/110/30/10 kV-Stationen	sachlich unbegründet	25	35	25	0	2012	10				59,32%
17	Verstärkung und Erweiterung der 20kV-Anlage des U	380/220/110/30/10 kV-Stationen	sachlich unbegründet	25	35	25	0	2012	4				59,32%
18	Neubau des 110/20kV-UW Rottenhausen für die R	380/220/110/30/10 kV-Stationen	sachlich begründet	25	35	25	25	2012	10				59,32%
19	Neubau des 110/20kV-UW Rottenhausen für die R	380/220/110/30/10 kV-Stationen	sachlich begründet	25	35	25	25	2012	10				59,32%
20	Neubau des 110/20kV-UW Rottenhausen für die R	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Automatenanlage	sachlich begründet	25	30	25	25	2012	1				59,32%
21	ON-Erweiterung infolge Neubaugesamt	Kabel 1 kV	sachlich begründet	40	45	40	40	2012	6				59,32%
22	Austausch eines technisch veralteten und veralteter	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafos und Schalter	sachlich unbegründet	35	45	35	0	2012	1				59,32%
23	Einbau stärke Maste und Erhöhung Sekundärschritt	Freileitungen 110-380kV	sachlich begründet	40	50	40	40	2012	1				59,32%
24	Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Verkabelung	Kabel Mittelspannungsnetz	sachlich begründet	40	45	40	40	2012	1				59,32%
25	Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Verkabelung	Kabel Mittelspannungsnetz	sachlich begründet	40	45	40	40	2012	1				59,32%
26	Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Verkabelung	Kabel Mittelspannungsnetz	sachlich begründet	40	45	40	40	2012	1				59,32%
27	Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Verkabelung	Kabel Mittelspannungsnetz	sachlich begründet	40	45	40	40	2012	8				59,32%
28	Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Verkabelung	Kabel Mittelspannungsnetz	sachlich begründet	40	45	40	40	2012	5				59,32%
29	Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Verkabelung	Kabel Mittelspannungsnetz	sachlich begründet	40	45	40	40	2012	5				59,32%
30	Neubau des 110/20kV-UW Wörth für die Regionalnet	380/220/110/30/10 kV-Stationen	sachlich begründet	25	35	25	25	2012	8				59,32%
31	Neubau des 110/20kV-UW Wörth für die Regionalnet	380/220/110/30/10 kV-Stationen	sachlich begründet	25	35	25	25	2012	8				59,32%
32	Neubau des 110/20kV-UW Wörth für die Regionalnet	380/220/110/30/10 kV-Stationen	sachlich begründet	25	35	25	25	2012	6				59,32%
33	40MVA-Umspanner für das neue 110/20kV-UW Wörth	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafos und Schalter	sachlich begründet	35	45	35	35	2012	3				59,32%
34	40MVA-Umspanner für das neue 110/20kV-UW Wörth	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafos und Schalter	sachlich begründet	35	45	35	35	2012	3				59,32%
35	Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Verkabelung	Kabel Mittelspannungsnetz	sachlich begründet	40	45	40	40	2012	2				59,32%
36	Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Verkabelung	Kabel Mittelspannungsnetz	sachlich begründet	40	45	40	40	2012	1				59,32%

Anteil FK abzgl. Anteil unverzinsliches FK [%]	Mischzinssatz		Gewerbesteuerhebesatz		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	
	Netzbetreibergangabe [%]	BNetzA [%]	Netzbetreibergangabe [%]	BNetzA [%]	Netzbetreibergangabe [EUR]	BNetzA [EUR]	Netzbetreibergangabe [EUR]	BNetzA [EUR]	Netzbetreibergangabe [EUR]	BNetzA [EUR]	Netzbetreibergangabe [EUR]	BNetzA [EUR]	Netzbetreibergangabe [EUR]	BNetzA [EUR]
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	0.00%	362.00%	0.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										
0.00%	4.31%	4.39%	362.00%	362.00%										