



Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs.1 EnWG i.V.m. § 32 Abs.1 Nr.1, 2, 5 und 10 ARegV

wegen **Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode Strom**

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

durch den Vorsitzenden	Helmut Fuß,
den Beisitzer	Rainer Bender
und den Beisitzer	Bernd Petermann,

gegenüber der 50 Hertz Transmission GmbH, Eichenstraße 3A, 12435 Berlin, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführer,

- Netzbetreiber -

am 27.06.2014 beschlossen:

1. Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers werden für den Zeitraum vom 01.01.2014 bis zum 31.12.2018 gemäß **Anlage 8** dieses Beschlusses festgelegt.
2. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres – erstmalig zum 01.01.2014 – die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr anzupassen, sofern sich der Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV, dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs.2 S.1 Nr.1 bis 11, 12a bis 15, S.3 ARegV oder volatile Kostenanteile nach § 11 Abs.5 ARegV ändern.
3. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und -aufspaltungen nach § 26 ARegV unverzüglich schriftlich bei der Beschlusskammer anzuzeigen.

GRÜNDE

I. Sachverhalt

Die Beschlusskammer hat gemäß § 2 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs.1 und 2 ARegV eingeleitet. Die Landesregulierungsbehörde, in deren Gebiet der Netzbetreiber seinen Sitz hat, wurde gemäß § 55 Abs.1 S.2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert.

1. Ermittlung des Ausgangsniveaus

Zum Zwecke der Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers hat die Beschlusskammer gemäß § 6 Abs.1 ARegV eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durchgeführt. Die von der Beschlusskammer danach ermittelten Gesamtkosten wurden dem Netzbetreiber mit Anhörungsschreiben vom 04.06.2013 mitgeteilt. Der Netzbetreiber hat hierzu mit Schreiben vom 26.06.2013 gemäß § 67 Abs.1 EnWG Stellung genommen.

Nach eingehender Würdigung der Stellungnahme hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 02.08.2013 die berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten mitgeteilt.

2. Ermittlung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenbestandteile

Für die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs.2 ARegV an den Gesamtkosten gemäß § 6 Abs.1 ARegV waren weitere Informationen notwendig, die beim Netzbetreiber abgefragt wurden

Die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile war ausgehend von den ermittelten Kostenwerten zu bestimmen. Die Daten wurden auf ihre Konsistenz, Plausibilität und Validität überprüft und gegebenenfalls angepasst.

3. Ermittlung eines europäischen Vergleichsmodells

Zur Ermittlung des Effizienzvergleichsmodells wurden zunächst die nach Aufgaben geordneten Kostenpositionen untersucht. Dazu wurden auch spezifische Kostentreiber der Übertragungsnetzbetreiber ins Blickfeld genommen. Die Untersuchung spezifischer Kostentreiber gewährleistet ein systematisches, transparentes und korrektes Verfahren, das es einerseits den Übertragungsnetzbetreibern erlaubte, die Annahmen einer Plausibilitätsprüfung zu unterziehen und andererseits für die nationalen Regulierungsbehörden sicherstellte, dass das Ergebnis gerechtfertigt ist. Hieraus wurde schließlich ein Modell für den internationalen Effizienzvergleich abgeleitet und ein Effizienzwert auf Grundlage einer Durchrechnung bzw. eines internationalen Laufs bestimmt.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern benötigten Daten wurden in drei Einheiten erhoben. Die nach Aufgaben geordneten Kosten bestehend aus den testierten Jahresabschlussdaten der Übertragungsnetzbetreiber wurden als Call C mit Frist bis zum 10.12.2012 für das Jahr 2011 und für die Jahre 2007 bis 2010 bis zum 10.01.2013 abgefragt. Die Angaben zu den Assets wurden in Form von Call X mit der Frist bis zum 10.12.2012 eingefordert. Darüber hinaus wurden die nationalen und individuellen Besonderheiten als Call Z berücksichtigt und mit Frist bis zum 09.05.2013 ermittelt.

4. Durchführung des Effizienzvergleichs

Der Effizienzvergleich wurde im Auftrag der Bundesnetzagentur von einem Beraterkonsortium (Frontier Economics Ltd., Consentec GmbH und Sumicsid SPRL) vorbereitet und nach Weisung der Bundesnetzagentur durchgeführt.

Nach einem Kick-off Meeting am 04.10.2012, erfolgte bis zum 13.02.2013 die Sammlung der für den Effizienzvergleich erforderlichen Daten, eine Methodenkonsultation (R1) am 26.04.2013 und die Präsentation der vorläufigen Ergebnisse (R2) am 21.06.2013. Neben diesen maßgeblichen Projektpräsentationen gab es einen fortlaufenden Austausch und Konsultationen zu Kosten (Call C), Assets (Call X), Parametern (Call Y), Qualitätsindikatoren (Call Q) und etwaigen nationalen und individuellen Besonderheiten (Call Z). Wesentliche Teile der Kommunikation mit den Netzbetrei-

bern wurden über die vom Beraterkonsortium bereitgestellte Worksmart Plattform im Internet abgewickelt.

Folgende Meilensteine des internationalen Effizienzvergleichs wurden vom Beraterkonsortium benannt:

Milestone	Date
Kick-off meeting (Berlin)	4 October 2012
Start of Data collection (Call C)	30 October 2012
Start of Data collection (Call X)	2 November 2012
Workshop on data collection and next steps	13 February 2013
R1 report (release)	24 April 2013
R1 workshop	26 April 2013
R1 data release	29 April 2013
Start of Call Z	24 April 2013
R2 workshop	21 June 2013
R2 data release	26 June 2013
e3grid2012 draft report (release to NRAs)	12 July 2013
e3grid2012 data summaries	12 July 2013
e3Grid2012 final report	25 July 2013

Source: Frontier/Sumicsid/Consentec

Insgesamt haben 21 Übertragungsnetzbetreiber an dem internationalen Effizienzvergleich teilgenommen. Zunächst sollten 23 Netzbetreiber an dem Effizienzvergleich teilnehmen. Zwei dieser Netzbetreiber haben aber keine bzw. nur unvollständige Daten geliefert und konnten daher nicht in den Effizienzvergleich einbezogen werden. Es haben folgende Netzbetreiber an dem internationalen Effizienzvergleich teilgenommen:

	TSO	NRA	Country
1	50Hertz	Bundesnetzagentur	Germany
2	ADMIE	Regulatory Authority for Energy	Greece
3	Amprion	Bundesnetzagentur	Germany
4	APG	E-Control	Austria
5	CEPS	ERU	Czech Republic
6	CREOS	ILR	Luxembourg
7	Elering	Konkurentsiamet	Estland
8	Energinet.DK	DERA	Denmark
9	Fingrid	EMU	Finland
10	National Grid	OFGEM	UK
11	PSE Operator	URE	Poland
12	REE	CNE	Spain
13	REN	ERSE	Portugal
14	RTE	CRE	France
15	SHETL	OFGEM	UK
16	SPTL	OFGEM	UK
17	Statnett	NVE	Norway
18	Svenska Kraftnett	Energy Markets Inspectorate	Sweden
19	TenneT DE	Bundesnetzagentur	Germany
20	TenneT NL	ACM	Netherlands
21	TransnetBW	Bundesnetzagentur	Germany

Source: Frontier/Sumicsid/Consentec

Im sog. Call Z wurden von den Netzbetreibern insgesamt 66 Besonderheiten gemeldet, von denen 35 vollständig, teilweise oder zumindest mittelbar berücksichtigt werden konnten.

Total numbers of claims		66
accepted		35
	Completely	12
	partly	6
	Formally rejected, but considered elsewhere in process	17
rejected	Not sufficiently substantiated	31
	Not sufficiently substantiated	5
	invalid	25
Structural claims		14
	Submitted as part of initial claim	10
	Submitted after request for structural claim	4

Source: Frontier/Sumicsid/Consentec

5. Sonstiges

Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens, insbesondere hinsichtlich der Vorbereitung und Durchführung des internationalen Effizienzvergleichs, wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs.1 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs.1 S.1 EnWG.

2. Ermittlung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV

Gemäß § 1 Abs.1 ARegV werden die Entgelte für den Zugang zu Energieversorgungsnetzen ab dem 01.01.2009 im Wege der Anreizregulierung bestimmt. Die Festlegung der Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die zweite Regulierungsperiode Strom erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs.1 i.V.m. § 32 Abs.1 Nr.1 und § 4 Abs.1 und 2 ARegV. Die Regulierungsbehörde bestimmt die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) gemäß § 4 Abs.1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16 und 22 ARegV. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen erfolgt für die gesamte zweite Regulierungsperiode Strom durch Festlegung nach § 32 Abs.1 Nr.1 ARegV i.V.m. § 29 Abs.1 EnWG.

Die zweite Regulierungsperiode der Anreizregulierung dauert fünf Jahre (§ 3 Abs.2 ARegV). Die Beschlusskammer bestimmt die Erlösobergrenze für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode (§ 4 Abs.2 S.1 ARegV). Die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers in der zweiten Regulierungsperiode Strom (2014 bis 2018) ergeben sich aus **Anlage 8**.

Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers erfolgt in der zweiten Regulierungsperiode gemäß § 7 ARegV in Anwendung der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel

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

Zur Bestimmung der Erlösobergrenzen ist in einem ersten Schritt das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs.1 ARegV zu bestimmen. Daraufhin sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ($KA_{dnb,t}$), die vorübergehend nicht beeinflussbaren ($KA_{vnb,0}$) und die beeinflussbaren Kosten ($KA_{b,0}$) zu ermitteln. Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kosten ist sodann der Verteilungsfaktor (V_t) gemäß § 16 Abs.1 ARegV zu bestimmen. Im Anschluss sind die weiteren Bestandteile der Formel zu ermitteln, also der Wert für die um den sektoralen Produktivitätsfortschritt (PF_t) bereinigten allgemeinen Geldwertentwicklung (VPI_t/VPI_0) nach §§ 8 und 9 ARegV, der Erweiterungsfaktor (EF_t) nach § 10 ARegV, das Qualitätselement (Q_t) nach § 18 ff. ARegV sowie der Saldo des Regulierungskontos (S_t) nach § 5 Abs.4 ARegV.

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

Die Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der Erlösobergrenze erfolgt auf Grundlage des § 6 ARegV. Für die zweite Regulierungsperiode ist gemäß § 6 Abs.1 ARegV eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 StromNEV durchzuführen.

Die Kostenprüfung erfolgt nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Dabei gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2011.

Das von der Beschlusskammer ermittelte Ausgangsniveau des Basisjahres 2011 ergibt sich aus der **Anlage Kostenblock** und den dazugehörigen **Anlagen 1 bis 3**.

2.2. Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs.2 ARegV

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

Der in den gemäß § 14 Abs.1 Nr.2 ARegV ermittelten Gesamtkosten enthaltene Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile wurde gemäß § 11 Abs.2 ARegV ermittelt.

Die übermittelten Daten wurden von der Regulierungsbehörde auf ihre Konsistenz, Plausibilität und Validität überprüft und gegebenenfalls angepasst. Die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile wird in **Anlage 5** im Einzelnen dargestellt.

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

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile ($KA_{vnb,0}$) gelten gemäß § 11 Abs.3 S.1 ARegV die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten bereinigten Effizienzwert (EW) multiplizierten Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ($KA_{dnb,0}$). Somit gilt:

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

In diesen sind gemäß § 11 Abs.3 S.2 ARegV die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete beruhenden Kostenanteile enthalten. Die Höhe der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ist **Anlage 8** zu entnehmen.

2.3.1. Effizienzwernermittlung nach §§ 12 bis 15 und 22 ARegV

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen in der ersten Regulierungsperiode ist die gleichmäßig abzubauen individuelle monetär bewertete Ineffizienz des Netzbetreibers, deren Abbau nach der zweiten Regulierungsperiode abgeschlossen sein soll (§ 16 Abs. 1 S. 2 ARegV).

2.3.1.1. Internationaler Effizienzvergleich gem. § 22 Abs. 1 ARegV

Die Ermittlung des individuellen Effizienzwertes erfolgt für Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage des sich aus dem internationalen Effizienzvergleich nach § 22 Abs.1 ARegV i.V.m. den dort genannten Vorschriften ergebenden Wertes. Vor Beginn der zweiten Regulierungsperiode wurde demgemäß ein internationaler Effizienzvergleich mit dem Ziel durchgeführt, die unternehmensindividuellen Effizienzwerte der Übertragungsnetzbetreiber zu bestimmen.

Das Ergebnis des Effizienzvergleichs ermöglicht es dem Netzbetreiber, seine relative Effizienz im Vergleich zu allen anderen am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreibern zu erfahren. Allgemein kann aus dem Ergebnis des Effizienzvergleichs jedoch nicht abgeleitet werden, welche Faktoren zu einer Veränderung der jeweiligen Effizienz führen. Gemäß der Anreizregulierungsverordnung ist es insbesondere nicht Aufgabe der Regulierungsbehörde, den Netzbetreibern diesbezüglich Informationen

oder konkrete Handlungsempfehlungen zur Steigerung ihrer individuellen Effizienz aufzuzeigen.

Methodik des Effizienzvergleichs

Der Effizienzvergleich wurde nach den methodischen Vorgaben des § 22 Abs.1 i.V.m. § 12 Abs.2 bis 4, § 13 Abs.1 und 3 S. 2, 3, 7 und 9 ARegV sowie der Anlage 3 zu § 12 ARegV durchgeführt. Hierbei wurden auch nationale Besonderheiten berücksichtigt. Es wurde eine Ausreißeranalyse nach § 22 Abs. 1 S.2 i.V.m. Anlage 3 ARegV, mittels der Dominanz- und Supereffizienzanalyse durchgeführt. Zusätzlich wurden weitere Sensitivitätsanalysen mittels der sog. „CAPEX break Methode“ durchgeführt.

Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt gemäß § 22 Abs.1 S.2 i.V.m. Anlage 3 Nr.2 zu § 12 ARegV ein Effizienzwert von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert.

Bei der Durchführung des internationalen Effizienzvergleichs ist gemäß § 22 Abs.1 S.4 ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit der zum Vergleich herangezogenen Unternehmen sicherzustellen. Dem wird durch eine Differenzierung der Aktivitäten eines Übertragungsnetzbetreibers in verschiedene Funktionen, durch eine Standardisierung von Betriebs- und Kapitalkosten, durch die Auswahl von Vergleichsparametern auf Basis einer umfassenden analytischen und statistischen Kostentreiberanalyse sowie durch die Analyse vorgebrachter und die Anerkennung bestehender unternehmensspezifischer Besonderheiten Rechnung getragen.

Mit der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis - DEA) wurde eine wissenschaftlich anerkannte Methode zur Durchführung des Effizienzvergleiches verwendet (§ 22 Abs. 1 S.2,3 i.V.m. Anlage 3 Nr.1 zu § 12 ARegV). In dieser Analysemethode orientieren sich alle Unternehmen an den effizientesten Unternehmen (sogenannte Frontierunternehmen).

Die Regelung der Ziffer 2 der Anlage 3 zu § 12 ARegV, nach der die Effizienzgrenze von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet wird, verstößt nicht gegen § 21 Abs. 5 S. 4 EnWG. Neben der ökonometrischen Ausreißeranalyse, die der Eliminierung von

außergewöhnlichen Datensätzen dient, wurde eine Ausreißerbestimmung und Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV vorgenommen, so dass im Effizienzvergleich insgesamt bereits faktisch keine Orientierung am sog. Frontierunternehmen mehr erfolgt.

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG) wird dadurch gewährleistet, dass den Netzbetreibern ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze eingeräumt wird. Zudem findet nach § 22 Abs.1 S.3 i.V.m. § 12 Abs. 4 ARegV eine Deckelung der Effizienzwerte statt. Nach § 15 Abs. 1 ARegV sind strukturelle Besonderheiten der Netzbetreiber gegebenenfalls gesondert zu berücksichtigen. Soweit notwendig, kann darüber hinaus in Härtefällen eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers erfolgen (§ 16 Abs. 2 ARegV), z. B. durch Einräumung eines längeren Zeitraums zum Abbau der ermittelten Ineffizienzen. Diese aus dem Verhältnismäßigkeitsprinzip resultierenden Erleichterungen ändern nichts an dem gesetzlich vorgegebenen Effizienzmaßstab, der sich nach den im Effizienzvergleich ermittelten effizienten Unternehmen bestimmt.

Kostentreiberanalyse

Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde eine Kostentreiberanalyse durchgeführt. Diese diente unter Berücksichtigung der Vorgaben der ARegV der Ermittlung derjenigen Vergleichsparameter, die einen signifikanten Einfluss auf die Kostenentwicklung und damit zugleich einen hohen Erklärungsgrad für den Effizienzvergleich aufweisen. Die Kostentreiberanalyse wurde insbesondere mittels einer ingenieurwissenschaftlichen Analyse und der Methode der kleinsten Quadrate (Ordinary Least Square - OLS) durchgeführt.

Bei der statistischen Analyse wurde schrittweise verfahren. Zunächst erfolgte im Rahmen einer OLS-Regression die Überprüfung des Einflusses der Variablen „Normalisiertes Netz“ auf die Kosten. Anschließend wurde die Erklärungskraft der potentiellen Vergleichsparameter auf die Variable „Normalisiertes Netz“ validiert, um dann im Rahmen einer Forward Regression die Vergleichsparameter einer nach dem anderen dem Basismodell (Normalisiertes Netz vs. Kosten) hinzuzufügen und deren Erklärungskraft zu überprüfen.

Im Anschluss daran wurde im Rahmen einer Second Stage Analyse mittels einer Tobit-Regression der Einfluss der Vergleichsparameter auf die Effizienzwerte getestet. Darüber hinaus wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Dateneinhüllungsanalyse (DEA)

Die DEA ist eine nicht-parametrische, deterministische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Kosten (Input) und Versorgungsaufgabe (Output) aus einer Linearkombination der Vergleichsparameter individuell bestimmt werden, ohne einen funktionalen Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungsaufgabe zu unterstellen. Die individuelle Effizienz des Netzbetreibers wird aus der relativen Position des einzelnen Unternehmens gegenüber der gefundenen Effizienzgrenze ermittelt. Die Effizienzgrenze wird von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis aus netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand gebildet. Dabei liegt das Unternehmen näher am effizienten Rand, welches bei geringstem Input zugleich den größten Output erzielt. Bei Durchführung der DEA sind nicht-fallende Skalenerträge (non decreasing returns to scale - ndrs) zu unterstellen (§ 22 Abs. 1 S.2 i.V.m. Anlage 3 Nr. 4 zu § 12 ARegV).

Beim internationalen Effizienzvergleich wird somit die Leistungsfähigkeit der Übertragungsnetze (Output/Vergleichsparameter) in Relation zu den damit einhergehenden anfallenden Kosten (Input/Aufwandsparameter) gesetzt.

2.3.1.2. Datengrundlage des Effizienzvergleichs

Im Effizienzvergleich hat die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs.1 ARegV Aufwandparameter und Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Als Aufwandparameter wurden die im Rahmen des Effizienzvergleichs gemäß § 22 Abs.1 ARegV ermittelten Kosten angesetzt. Die Ermittlung der Vergleichsparameter erfolgte nach Maßgabe von § 13 Abs. 3 S.2, 3, 7 und 9 ARegV. Insgesamt wurden Daten von vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern und weiteren siebzehn weiteren europäischen Netzbetreibern in den Effizienzvergleich einbezogen.

2.3.1.2.1. Aufwandsparemeter

Als Aufwandsparemeter im Sinne des § 22 Abs.1 ARegV sind gemäß § 22 Abs.1 S.5 ARegV nicht die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten anzusetzen. Die Beschlusskammer hat dem Effizienzvergleich die in **Anlage 5** aufgeführten Kosten zu Grunde gelegt. Bei der Durchführung des internationalen Effizienzvergleichs war gemäß § 22 Abs.1 S.4 ARegV die strukturelle Vergleichbarkeit der zum Vergleich herangezogenen Unternehmen sicherzustellen, insbesondere auch durch die Berücksichtigung nationaler Unterschiede wie unterschiedlicher technischer und rechtlicher Vorgaben oder von Unterschieden im Lohnniveau. Im Einzelnen war es daher erforderlich die Kosten der beteiligten Netzbetreiber anzupassen:

Um die strukturelle Vergleichbarkeit der Aufwandsparemeter herzustellen, wurden die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber zunächst in unterschiedliche Funktionen differenziert, denen im Rahmen der Datenerhebung die dafür anfallenden Kosten zugeordnet wurden. Folgende Funktionen wurden hierbei unterschieden:

- X: Market Facilitator (Marktordinator)
- S: System Operator (Systemdienstleistungserbringer)
- P: Grid Planner (Netzplaner)
- C: Grid Constructor (Netzbauer)
- M: Grid Maintenance (Instandhalter)
- A: Administrative Support (Allgemeine Dienstleistung)
- F: Grid Owner/Leaser (Netzeigentümer/ -besitzer)

Aufgrund der Heterogenität der Übertragungsnetzbetreiber in den Bereichen X, P und S erschien der Beschlusskammer eine Einbeziehung aller Funktionen in die DEA für nicht sachgerecht. Deshalb wurden zur Ermittlung der Aufwandsparemeter nur die Kosten, die den Funktionen C, M und A zugeordnet waren, berücksichtigt.

Des Weiteren waren Besonderheiten aufgrund der nationalen Gesetzgebung zu eliminieren. Jährlich anfallende Kosten gesetzlicher Auflagen oder bestimmte Steuern wurden daher nicht einem Funktionsbereich (X, S, P, C, M, A), sondern den sog. nicht zu betrachtenden Kosten (Out of Scope) zugeordnet.

Die von außerhalb der Euro-Zone stammenden Übertragungsnetzbetreibern in anderen Währungen angegebenen Kosten wurden in Euro umgerechnet.

Zur Herstellung der strukturellen Vergleichbarkeit der Kapitalkosten, wurden auch diese standardisiert. Die Kapitalkosten wurden annuitätisch umgerechnet, wobei die im Investitionsverlauf angegebenen Anschaffungskosten der sich noch in Nutzung befindlichen Anlagen aus den Jahren 1965 bis 2011 zunächst mit dem OECD-Verbraucherpreisindex inflationiert und dann mit einem einheitlichen Zins von 4,36% bei einer sich aus den durchschnittlichen anlagegütergruppenspezifischen Nutzungsdauern für einen Übertragungsnetzbetreiber ergebenden gewichteten durchschnittlichen Nutzungsdauer multipliziert wurden.

Tabelle: Anlagegütergruppenspezifische Nutzungsdauern:

Leitungen	60 Jahre
Kabel	50 Jahre
Leitungsendverschlüsse	45 Jahre
Transformatoren	40 Jahre
Kompensatoren	40 Jahre
Reihenkompensatoren	40 Jahre
Leitwarten	30 Jahre
Sonstige Anlagen	30 Jahre

Die Übertragungsnetzbetreiber hatten die Möglichkeit, unternehmensspezifische Besonderheiten geltend zu machen, sofern sie ihren maßgeblichen Einfluss dokumentieren konnten (Call Z). Die Übertragungsnetzbetreiber konnten, sofern sie eine dieser Besonderheiten aufwiesen, eine Bereinigung Ihrer Aufwandsparemeter um diese Werte geltend machen.

Die Summe aus den standardisierten Betriebs- (OPEX) und den standardisierten Kapitalkosten (CAPEX) – ggf. korrigiert um die sich aus unternehmensspezifischen Besonderheiten resultierenden Kosten – ergibt die als Aufwandsparemeter in den Effizienzvergleich eingehenden Gesamtkosten (TOTEX).

2.3.1.2.2. Vergleichsparameter nach § 13 ARegV

Vergleichsparameter im Sinne des § 13 Abs. 1 ARegV sind Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe. Die Parameter müssen gemäß § 22 Abs.1 S.5 i.V.m. §13 Abs. 3 S.2 ARegV geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Dies ist gemäß § 22 Abs.1 S.5 i.V.m. § 13 Abs. 3 S.3 ARegV insbesondere dann anzunehmen, wenn sie messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar und nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind und nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden.

Die Auswahl der Vergleichsparameter hat gemäß § 22 Abs.1 S.5 i.V.m. § 13 Abs. 3 S.7 ARegV mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Auf Basis der vorliegenden Daten wurden mittels wissenschaftlich anerkannter statistischer Analysemethoden die Vergleichsparameter aus den analysierten möglichen Vergleichsparametern ausgewählt, die geeignet sind, die Bedeutung der Parameter empirisch zu belegen.

Die Bundesnetzagentur hat auf Grundlage der durchgeführten Kostentreiberanalyse folgende Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich einbezogen:

- Normalisiertes Netz
- Gebiete mit hoher Bevölkerungsdichte
- Wert der Kostengewichteten Umlenkmasten.

Eine Übersicht der Vergleichsparameterwerte des Netzbetreibers und eine Beschreibung bzw. Definition der einzelnen Parameter findet sich in den **Anlage BM.R2** und **BM.TSO**.

2.3.1.2.3. Ausreißeranalyse

Die Bundesnetzagentur hat für die nicht-parametrische Methode (DEA) Analysen zur Identifikation von extremen Effizienzwerten (Ausreißern) durchgeführt, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen (§ 22 Abs.1 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV).

Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wurde ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt (§ 22 Abs.1 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Bei der DEA gilt

ein Wert als Ausreißer, wenn er für einen überwiegenden Teil des Datensatzes als Effizienzmaßstab gelten würde (§ 22 Abs.1 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Zur Ermittlung von Ausreißern wurden statistische Tests durchgeführt. Dabei wurde die mittlere Effizienz aller Netzbetreiber einschließlich der potenziellen Ausreißer mit der mittleren Effizienz der Netzbetreiber verglichen, die sich bei Ausschluss der potenziellen Ausreißer ergeben würde. Der dabei festgestellte Unterschied ist mit einer Vertrauenswahrscheinlichkeit von mindestens 95 Prozent zu identifizieren.

Ergänzend wurde eine Analyse der Supereffizienzwerte durchgeführt. Dabei waren diejenigen Ausreißer aus dem Datensatz zu entfernen, deren Effizienzwerte den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5-fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als die Spannweite der zentralen 50 Prozent eines Datensatzes (§ 22 Abs.1 S.1 i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Bei der Effizienzwertanalyse unter Berücksichtigung standardisierter Aufwandsparemeter wurde kein Unternehmen als supereffizienter Ausreißer bewertet.

Für Ausreißer mit besonders hoher Effizienz wird ein Effizienzwert von 100 Prozent festgesetzt (§ 22 Abs. 1 S.2 ARegV i.V.m. Anlage 3 Nr.5 zu § 12 ARegV). Ausreißer mit einer Effizienz unter 60 Prozent erhalten einen Mindesteffizienzwert von 60 Prozent (§ 22 Abs.1 S.5 ARegV i.V.m. 12 Abs. 4 S.1 ARegV). Es wurden insgesamt vier Unternehmen als Ausreißer bewertet.

Ergänzend kam die sog. „CAPEX break Methode“ zum Einsatz. Danach wurden bei Unternehmen mit unplausibel niedrigen Kapitalkosten die Kapitalkosten angemessen erhöht, um die Auswirkungen der Kostensteigerungen auf alle anderen Netzbetreiber zu testen. Für alle Netzbetreiber wurden die jeweils höheren Effizienzwerte herangezogen.

2.3.1.2.4. Gutachten

Hinsichtlich der Kostentreiberanalyse und der konkreten methodischen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs wird auf die in **Anlagen BM.R2** und **BM.TSO** beigefügten Gutachten der Firmen Frontier Economics Ltd., Consentec GmbH und Sumicsid SPRL und die dortigen detaillierten Darstellungen verwiesen. Das beiliegende Gutachten zur Durchführung des internationalen Effizienzvergleiches liegt derzeit nur in der englischen Fassung vor.

2.3.2. Effizienzwert des Netzbetreibers

Die Ermittlung des unternehmensindividuellen Effizienzwertes erfolgt auf Grundlage der §§ 12 bis 15 ARegV (§ 12 Abs.1 S.1 ARegV). Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die Belastbarkeit des internationalen Effizienzvergleichs i.S.d. § 22 Abs. 2 S. 1 ARegV gegeben ist. Aus Sicht der Beschlusskammer ist es daher nicht erforderlich, die relative Referenznetzanalyse gemäß § 22 Abs.2 S.2 ARegV ergänzend heranzuziehen.

Der sich aus dem Effizienzvergleich ergebende Effizienzwert des Netzbetreibers ist als Anteil der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile in Prozent auszuweisen (§§ 22 Abs.1 S.5 i.V.m. 12 Abs. 2 ARegV). Darüber hinaus werden neben den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten auch die Kosten für Verlustenergie, Redispatch, Regelenergie und EEG-Veredelung von den Gesamtkosten abgezogen. Somit werden diese Kosten für Systemdienstleistungen, die nicht in den Benchmark eingeflossen sind, unabhängig von dem Effizienzwert des Netzbetreibers im Ergebnis mit einer Effizienz von 100 Prozent bewertet.

Der sich aus dem internationalen Effizienzvergleich für den nationalen Lauf rechnerisch ergebende Wert beträgt für den Netzbetreiber

100 Prozent

und ergibt sich aus **Anlage BM.TSO** und **Anlage 8**.

2.4. Ermittlung der beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs.4 ARegV

Ein wesentliches Element zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen in der zweiten Regulierungsperiode ist die durch den Verteilungsfaktor (V_t) gleichmäßig abzubauenen individuelle monetär bewertete Ineffizienz des Netzbetreibers, deren Abbau innerhalb einer Regulierungsperiode abgeschlossen sein muss (§ 16 Abs.1 S.1 und 3 ARegV). Die monetär bewertete Ineffizienz eines Netzbetreibers (I_0) ermittelt sich aus der Differenz der Gesamtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs.2 ARegV ($KA_{dnb,0}$) und den mit dem Effizienzwert gemäß § 15 Abs.3 S.1 ARegV (EW) multiplizierten Ge-

samtkosten (GK) nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (§ 15 Abs.3 S.2 ARegV). Somit gilt:

$$I_0 = (GK - KA_{dnb,0}) - (GK - KA_{dnb,0}) * EW$$

2.4.1. Beeinflussbare Kostenanteile im Basisjahr

Als beeinflussbare Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs.4 ARegV alle Kostenanteile, die nicht dauerhaft oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile sind. Die Höhe der beeinflussbaren Kosten ist **Anlage 8** zu entnehmen.

2.4.2. Individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 ARegV

Die Festlegung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde hat gemäß § 16 Abs.1 S.1 ARegV so zu erfolgen, dass die nach den §§ 12 bis 15 ARegV ermittelten, monetär bewerteten Ineffizienzen (beeinflussbarer Kostenanteil, $KA_{b,0}$) unter Anwendung eines Verteilungsfaktors (V_t) rechnerisch innerhalb einer oder mehrerer Regulierungsperioden gleichmäßig abgebaut werden (individuelle Effizienzvorgabe).

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

Jahr	t	V_t
2014	1	0,2
2015	2	0,4
2016	3	0,6
2017	4	0,8
2018	5	1,0

Die Höhe der nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs.2 ARegV des jeweiligen Kalenderjahres ergibt sich aus **Anlage 8**.

2.5. Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV

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

Basisjahr ist gemäß § 6 Abs.1 ARegV das Jahr 2011. Gemäß Statistischem Bundesamt beträgt der VPI für das Jahr 2011 102,10 und für das Jahr 2012 104,10 (abrufbar im Internet unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> > Suche nach: 61111-0001). Entsprechend dem Term VPI_t / VPI_0 der in Anlage 1 zu § 7 ARegV aufgeführten Regulierungsformel ergibt das Verhältnis des VPI für das Jahr 2012 zum VPI für das Jahr 2011 für das erste Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2014) einen Inflationsfaktor in Höhe von 1,0196.

Für die Folgejahre der zweiten Regulierungsperiode (2015 bis 2018) hat die Beschlusskammer die relative prozentuale Veränderung des VPI des Jahres 2012 (104,10) gegenüber 2011 (102,10) eskaliert, da im Zeitpunkt der Beschlussfassung noch keine Erkenntnisse hinsichtlich des VPI der Kalenderjahre 2013 bis 2016 vorliegen konnten. Das Vorgehen der Beschlusskammer ist zweckmäßig, da der Netzbetreiber einerseits gemäß § 4 Abs.3 S.1 ARegV bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zur Anpassung der Erlösobergrenze verpflichtet ist und so andererseits eine möglichst sachgerechte Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des VPI erfolgen kann.

Es wurden somit folgende VPI-Werte zu Grunde gelegt (zur Veranschaulichung werde diese nachfolgend, mit Ausnahme für die Jahre 2011 und 2012, auf eine Nachkommastelle gerundet angezeigt; die Berechnung erfolgte indes mit sieben Nachkommastellen):

Jahr	VPI
2011	102,1
2012	104,1
2013	106,1
2014	108,2
2015	110,3
2016	112,5

Für das zweite Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2015) wurde demgemäß ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0396, für das dritte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2016) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0599, für das vierte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2017) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,0807 und für das fünfte Jahr der zweiten Regulierungsperiode (2018) ein Inflationsfaktor in Höhe von 1,1019 (alle Werte wurden auf vier Nachkommastellen gerundet) zugrunde gelegt. Die Inflationsfaktoren für die jeweiligen Jahre in Bezug auf das Basisjahr – d. h. die relative prozentuale Änderung des VPI des jeweiligen Jahres gegenüber dem VPI des Basisjahres 2011 – ist in nachstehender Tabelle als zweistellig gerundeter Prozentwert dargestellt:

Jahr	VPI _t / VPI ₀
2014	1,96%
2015	3,96%
2016	5,99%
2017	8,07%
2018	10,19%

Die Beschlusskammer hat diese Werte bereits bei der vorliegenden Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2013 bis 2018 berücksichtigt.

2.6. Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV

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

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

In der zweiten Regulierungsperiode beträgt der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für Gas- und Stromnetzbetreiber jährlich 1,5 Prozent (§ 9 Abs.2 ARegV). Der Bundesgerichtshof hat die Rechtmäßigkeit der Regelung über den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV bestätigt (BGH, EnVR 31/10, Rn. 16 ff.).

In Anlage 1 zu § 7 ARegV wird die Variable PF_t als der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9 ARegV definiert, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt. Die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode (PF_t) ergeben sich demgemäß mittels des folgenden Algorithmus: $PF_t = (1 + 0,015)^t - 1$.

2.7. Saldo des Regulierungskontos nach § 5 Abs.4 ARegV

Die Differenz zwischen den zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen wird gemäß § 5 Abs.1 S.1 ARegV jährlich auf dem Regulierungskonto verbucht.

Die Differenzen sind gemäß § 5 Abs.2 S.1 ARegV in Höhe des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags zu verzinsen. Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich gemäß § 5 Abs.2 S.2 ARegV aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Die Verzinsung richtet sich gemäß § 5 Abs.2 S.3 ARegV nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.

Übersteigen die tatsächlich erzielten Erlöse die nach § 4 ARegV zulässigen Erlöse des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres um mehr als 5 %, so sind gemäß § 5 Abs.3 ARegV die Netzentgelte durch den Netzbetreiber nach Maßgabe des § 17 ARegV anzupassen. Eine Anpassung der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode auf Grund der Änderungen der jährlich verbuchten Differenzen nach § 5 Abs.1 ARegV findet gemäß § 5 Abs.4 S.4 ARegV nicht statt.

Der Ausgleich des Regulierungskontos erfolgt gemäß § 5 Abs. 4 S.2 ARegV durch gleichmäßig über die zweite Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge. Die Höhe der vorläufig zu berücksichtigenden Zu- oder Abschläge ist **Anlage 8** i.V.m. **Anlage SR** und den dazugehörigen **Anlagen A1 bis A5** zu entnehmen.

2.8.

Im Hinblick auf [REDACTED] sind die Erlösobergrenzen der Kalenderjahre 2014 bis 2018 um die in **Anlage 8** genannten Beträge zu reduzieren.

III. Meldepflichten

Die Anordnung des Tenors zu 2.) ergeht auf der Grundlage der § 29 Abs.1 EnWG i.V.m. § 32 Abs.1 Nr.1 ARegV.

Gemäß § 4 Abs.3 S.1 ARegV ist der Netzbetreiber bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV verpflichtet, die Erlösobergrenze jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres anzupassen. Gleiches gilt bei der Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs.2 S.1 Nr.1 bis 11, 12a bis 15, S.3 ARegV und volatilen Kostenanteilen gemäß § 11 Abs.5 ARegV. Einer erneuten Festlegung der Erlösobergrenze bedarf es ausweislich § 4 Abs.3 S.2 ARegV in diesen Fällen nicht.

Die entsprechende Verpflichtung des Netzbetreibers zur Anpassung der Erlösobergrenzen ist ausweislich der Verordnungsbegründung in der Festlegung aufzunehmen (BR-DrS.417/ 07, S.44 f.). Die Verpflichtung zur Anpassung der Erlösobergrenzen wird daher gemäß § 32 Abs.1 Nr.1 ARegV i.V.m. § 29 Abs.1 EnWG nochmals ausdrücklich angeordnet. Dies dient der Durchsetzung der Rechtslage, da hiermit die Möglichkeit eröffnet wird, die Verpflichtung nach § 94 EnWG durchzusetzen.

IV. Gebühren

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

V. Anlagenverweis

Die beigefügten **Anlage Kostenblock** und die dazugehörigen **Anlagen 1 bis 3**, die **Anlagen 5 und 8**, die **Anlagen BM.R2** und **BM.TSO** sowie die **Anlage SR** und die dazugehörigen **Anlagen A1 bis A5** sind Bestandteil dieses Beschlusses.

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).

Bonn, den 27.06.2014

Vorsitzender



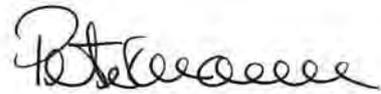
Helmut Fuß

Beisitzer



Rainer Bender

Beisitzer



Bernd Petermann



BK8-12/0450-11

0.	Vorbemerkung.....	4
1.	Aufwandsgleiche Kosten.....	6
1.0.	Allgemeines.....	6
a)	Aufwandsgleiche Kosten.....	6
b)	Schlüsselung von Kostenpositionen.....	7
c)	Besonderheiten des Geschäftsjahres.....	7
d)	Effiziente aufwandsgleiche Kosten.....	8
e)	Ggf. nicht zahlungswirksame Risikovorsorge (Rückstellungen).....	9
f)	Besondere Kostenpositionen, die als wirksam verfahrensreguliert gelten.....	9
1.1.	Materialkosten.....	10
1.1.1.	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe.....	10
1.1.1.1.	Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie.....	10
1.1.1.2.	Aufwendungen für Regelenergie.....	10
1.1.1.3.	Aufwendungen für strombedingte Redispatch-Maßnahmen.....	10
1.1.1.4.	Aufwendungen für Blindstrom/Spannungshaltung.....	11
1.1.1.5.	Aufwendungen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse.....	11
1.1.1.6.	Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen.....	11
1.1.1.6a	Nach EEG (exklusive Einspeisemanagement-Maßnahmen).....	11
1.1.1.6b	Nach KWKG.....	11
1.1.1.6c	Nach § 18 StromNEV.....	12
1.1.1.6d	Einspeisemanagement-Maßnahmen.....	12
1.1.1.7.	Betriebsverbrauch.....	12
1.1.1.8.	Sonstiges.....	13
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen.....	13
1.1.2.1.	Aufwendungen für Schwarzstartfähigkeit.....	13
1.1.2.2.	Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur.....	14
1.1.2.3.	Aufwendungen für singular genutzte Betriebsmittel.....	14
1.1.2.4.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung.....	14
1.1.2.5.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen.....	14
1.2.	Personalkosten.....	16
1.2.1.	Löhne und Gehälter.....	16
1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung.....	17
1.2.2.1	Altersversorgung.....	18
1.2.2.2	Soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen.....	18
1.3.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen.....	18
1.3.1.	gegenüber verbundenen Unternehmen.....	19
1.3.2.	gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht.....	19
1.3.3.	gegenüber Kreditinstituten.....	19
1.3.4.	Sonstiges.....	20
1.4.	Sonstige Steuern.....	20

Anlage Kostenblock

1.5.	Sonstige betriebliche Aufwendungen	20
1.5.1.	Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge.....	21
1.5.2.	Versicherungen	21
1.5.3.	Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften	22
1.5.4.	Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten	22
1.5.5.	Rechts- und Beratungskosten.....	22
1.5.6.	Sponsoring, Werbung, Spenden.....	22
1.5.7.	Reisekosten und Auslösungen.....	23
1.5.8.	Bewirtung und Geschenke	23
1.5.9.	Wartung und Instandsetzung.....	23
1.5.10.	Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen	23
1.5.11.	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV	24
1.5.12.	Aufwendungen aus dem horizontalen Offshore-Ausgleich.....	24
1.5.13.	Sonstiges	25
1.5.14.	Im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit.....	25
1.5.15.	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen.....	25
1.5.16.	Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen	25
2.	Abschreibungen.....	26
2.1.	Abschreibungen Immaterielles Anlagevermögen	26
2.1.1.	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und werte sowie Lizenzen an sonstigen Rechten und Werten	26
2.1.2.	Sonstiges	26
2.2.	Kalk. Abschreibungen Sachanlagevermögen.....	26
2.3.	Historische Anschaffungs- und Herstellungskosten	27
2.3.1	Übergang von Netzen	28
2.3.2	Veränderung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten	29
2.3.2.1	Abgänge im Anlagevermögen Altanlagen	31
2.3.2.2	Zugänge im Anlagevermögen Altanlagen	31
2.4.	Tagesneuwerte	32
2.5.	Ermittlung der kalkulatorischen Jahresabschreibung und Restwerte.....	33
2.5.1	Kalkulatorische Jahresabschreibung für Altanlagen	34
2.5.2	Kalkulatorische Jahresabschreibung für Neuanlagen.....	35
2.5.3	Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens	35
2.5.4	Berücksichtigungsfähige kalkulatorische Abschreibungen und kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens	40
2.3.	Abschreibungen Umlaufvermögen	41
2.4.	Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens.....	41
3.	Eigenkapitalverzinsung.....	42
3.1.	Kalkulatorischen Eigenkapitalquote gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 StromNEV.....	44
3.1.1	Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten	44
3.1.2	Betriebsnotwendige Finanzanlagen und betriebsnotwendiges Umlaufvermögen	45
3.1.2.1	Finanzanlagen	48
3.1.2.2	Umlaufvermögen.....	48
3.1.3	Grundstücke zu historischen AK/HK.....	51
3.1.4	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil, Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital.....	51
3.1.4.1	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil	51
3.1.4.2	Abzugskapital.....	52
3.1.4.2.1	Rückstellungen	52
3.1.4.2.2	Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten	54
3.1.5	Betriebsnotwendiges Vermögen gemäß § 6 StromNEV (BNV I) und betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 6 StromNEV (BNEK I)	54

Anlage Kostenblock

3.2.	Betriebsnotwendiges Vermögen gemäß § 7 StromNEV (BNV II) und betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 7 StromNEV (BNEK II).....	54
3.3.	Ermittlung des die zugelassene Eigenkapitalquote von maximal 40 % übersteigenden Eigenkapitalanteils	56
3.4.	Ermittlung des auf die Neu- und Altanlagen entfallenden Anteils am Eigenkapital.....	57
3.5.	Ermittlung der Zinsen für die beiden Eigenkapitalanteile.....	57
3.6.	Berücksichtigungsfähige Eigenkapitalverzinsung	59
4.	Gewerbsteuer	59
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge.....	61
5.1.	Bestandsveränderungen	61
5.2.	Aktivierete Eigenleistungen	61
5.3.	Sonstige betriebliche Erträge	61
5.3.1.	Erträge aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen.....	61
5.3.2.	Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen	61
5.3.3.	Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen	61
5.3.4.	Erträge aus Blindstrom/Spannungshaltung	61
5.3.5.	Erträge aus Netzreservekapazität	62
5.3.6.	Erträge aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse.....	62
5.3.7.	Erträge aus grenzüberschreitendem Engpassmanagement.....	62
5.3.8.	Erträge aus der Überlassung singulär genutzter Betriebsmittel.....	62
5.3.9.	andere sonstige betriebliche Erträge	62

0. Vorbemerkung

Die zweite Regulierungsperiode beginnt am 01.01.2014. Die Kostenprüfung erfolgt nach § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Dabei gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, als Basisjahr im Sinne der Verordnung. Demnach erfolgt die Kostenprüfung auf der Grundlage der Kostendaten des Basisjahres 2011.

Zentraler Maßstab ist damit die Kostenorientierung. Hierin spiegelt sich die wettbewerbspolitische Motivation des Gesetzgebers, mit der er auf das strukturelle Wettbewerbsdefizit der Netzmärkte reagiert: Als natürliche Monopolisten besteht für die Netzbetreiber kein Anreiz, ihre Netzentgelte effizient zu gestalten. In dieser Situation strukturell wettbewerbsdefizitärer Märkte zielt die Regulierung auf die Simulierung von Wettbewerb. Die Entgelte sollen so gebildet werden, wie sie sich bei funktionierendem Wettbewerb herausbilden würden. Funktionierte der Wettbewerb, hätte jeder Netzbetreiber einen Anreiz, seine Kosten durch effizienten Netzbetrieb soweit wie möglich zu reduzieren. Monopolgewinne könnte er nicht erzielen.

Für die Bestimmung des Ausgangsniveaus der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode Strom sind die Netzkosten nach § 6 Abs. 1 Satz 1 ARegV i. V. m. Teil 2 Abschnitt 1 (§§ 4 – 10) StromNEV zu ermitteln. Gemäß § 4 Abs. 2 StromNEV setzen sich die Netzkosten aus den aufwandsgleichen Kosten nach § 5 StromNEV, den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6 StromNEV, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 StromNEV sowie den kalkulatorischen Steuern nach § 8 StromNEV unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 StromNEV zusammen. Netzverluste sind gemäß § 10 StromNEV zu berücksichtigen.

Bilanzielle und kalkulatorische Kosten sind nur insoweit anzusetzen, als sie einen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen, den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (§ 4 Abs. 1, S. 1 StromNEV, § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) und sich bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen ihrem Umfang nach einstellen würden (vgl. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG):

„Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen,

Anlage Kostenblock

unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet. [...] Soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden, dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden.“

1. Aufwandsgleiche Kosten

1.0. Allgemeines

Gemäß § 5 Abs. 1 Satz 1 StromNEV sind aufwandsgleiche Kostenpositionen nach Maßgabe des § 4 Abs. 1 StromNEV bei der Bestimmung der Netzkosten zu berücksichtigen. Sie sind den nach § 10 Abs. 3 EnWG oder nach § 4 Abs. 3 StromNEV erstellten Gewinn- und Verlustrechnungen für die Elektrizitätsübertragung und Elektrizitätsverteilung zu entnehmen.

Gemäß § 6 Abs. 3 S. 2 ARegV, der die Unanwendbarkeit von § 3 Abs. 1 S. 4, 2. Hs. StromNEV statuiert, ist dabei die Berücksichtigung von Plankosten und -erlösen ausgeschlossen. Kosten und Erlöse bzw. Erträge, die dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, sind gem. § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV nicht zu berücksichtigen.

a) Aufwandsgleiche Kosten

Aufwandsgleiche Kosten sind zu berücksichtigen, wenn sie einen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (§ 3 Abs. 1 S. 1 StromNEV), den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (§ 4 Abs. 1, Abs. 2 S. 1 StromNEV, § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) und sich bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen ihrem Umfang nach einstellen würden (vgl. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG).

Aufwandsgleiche Kosten sind nur anzuerkennen, wenn sie einen eindeutigen Bezug zum Netzbetrieb aufweisen. Kosten, die nicht ursächlich aus dem Betrieb des Netzes entstehen oder dem Betrieb des Netzes zu dienen bestimmt sind, sind folglich nicht zu berücksichtigen. Demgemäß sind Kosten, die ihrem Entstehensgrunde oder ihrem Verwendungszweck nach dem Vertrieb oder anderen Unternehmensaktivitäten zuzuordnen sind, grundsätzlich nicht auf den Netzbetrieb bezogen und somit nicht berücksichtigungsfähig.

Der Netzbetreiber trägt die Darlegungs- und Beweislast für die Tatsache, dass die geltend gemachten Aufwendungen tatsächlich entstanden sind. Dies ergibt sich bereits aus der Natur der zu prüfenden Informationen, die allesamt dem Rechnungswesen des Netzbetreibers entstammen. Diese internen Vorgänge sind der Beschlusskammer nicht bekannt, solange der Netzbetreiber nicht selber die beurteilungsrele-

vanten Kosten darlegt und diese dezidiert nachweist. Dem steht auch nicht der Amtsermittlungsgrundsatz entgegen. Der Pflicht der Behörde, den Sachverhalt in eigener Verantwortung aufzuklären (§ 68 EnWG und 24 VwVfG) stehen insoweit Obliegenheiten des Netzbetreibers gegenüber; die Mitwirkungspflicht begrenzt die Amtsermittlungspflicht der Verwaltungsbehörde. Diese braucht entscheidungserhebliche Tatsachen nicht zu ermitteln, die der Betroffene ihr zu unterbreiten hat (vgl. BGH, EnVR 79/07, Rn. 21; BVerwG, 5 C 27/85, NVwZ 1987, 405). Nicht nachgewiesene Kosten sind nicht anerkennungsfähig (so auch: OLG Düsseldorf, VI-3 Kart. 472/06 (V) und BGH, EnVR 6/08).

b) Schlüsselung von Kostenpositionen

Einzelkosten des Netzes sind gem. § 4 Abs. 4 StromNEV dem Netz direkt zuzuordnen. Kosten des Netzes, die sich nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand als Einzelkosten direkt zurechnen lassen, sind als Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte Schlüsselung dem Elektrizitätsübertragungs- oder Elektrizitätsverteilernetz zuzuordnen. Die zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht sein und den Grundsatz der Stetigkeit beachten. Die Schlüssel sind für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren. Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. Die hierfür maßgeblichen Gründe sind nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren.

Die Darlegung einer sachgerechten Schlüsselung kann durch Schlüssel gestützt werden, die eine möglichst große Nähe zur tatsächlichen Kostenverteilung aufweisen. Stundenaufschreibungen einer Lohnbuchhaltung z.B. lassen eine anteilige Verteilung der Kostenstelle auf den Netzbetrieb somit plausibler erscheinen, als Umsatz- oder Gewinnschlüssel. Die Beschlusskammer behält sich somit vor auch sachgerechtere Schlüsselungen zur Anwendung zu bringen.

c) Besonderheiten des Geschäftsjahres

Soweit Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, bleiben sie bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt. Eine Besonderheit des Geschäftsjahres liegt vor, wenn bestimmte Kosten des Netzbetriebs nicht periodisch wiederkehren, sondern ausschließlich, dem Grunde oder der Höhe nach, einmalig im

Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV anfallen. Der Regelung des § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV liegt die Überlegung zu Grunde, dass die Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösobergrenzen dann gerechtfertigt ist, wenn die Kostenstruktur in den aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren in der Regel im Wesentlichen gleich ist (vgl. BGH, EnVR 48/10 – „EnBW Regional AG“). Mit diesem Konzept wäre nicht vereinbar, wenn das Ergebnis der Kostenprüfung 2011 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösobergrenzen bildete, als dort Besonderheiten berücksichtigt sind, die ausschließlich in diesem Geschäftsjahr aufgetreten sind. Es ist insbesondere davon auszugehen, dass Kosten dem Grunde oder der Höhe nach eine Besonderheit des Geschäftsjahres darstellen, wenn diese in den Vorjahren dem Grunde oder der Höhe nach nicht angefallen sind und somit das Kostenniveau signifikant gegenüber den Kosten der Vorjahre erhöhen.

d) Effiziente aufwandsgleiche Kosten

Bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs sind nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Nach § 4 Abs. 1 StromNEV sind folglich nicht jedwede angesetzte Höhe einer Kostenposition in die Kalkulation einstellbar. Sonst würden dem Effizienzvergleich womöglich auch nur ineffiziente Kosten zugeführt, deren Ineffizienz im Vergleich untereinander nicht identifizierbar wäre. Insofern erfüllt § 4 Abs. 1 StromNEV die Sicherungsfunktion, dass vorgezogene Aufwendungen (Zusammenballung mehrerer Jahre) oder besonders teure Maßnahmen in maximal der auf 5 Jahre verateten Höhe anerkannt werden und nicht ggf. fünfmalige Berücksichtigung in der Kalkulation finden.

Die Berücksichtigung von Plankosten und -erlösen ist gem. § 6 Abs. 3 S. 2 ARegV ausgeschlossen. § 6 Abs. 3 S. 2 ARegV regelt, dass § 3 Abs. 1 S. 4, 2. HS StromNEV bei der Durchführung der Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV keine Anwendung findet. Erlöse bzw. Erträge, die auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, sind gem. § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV ebenfalls nicht zu berücksichtigen. Soweit nach § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, bleiben sie bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt.

e) Ggf. nicht zahlungswirksame Risikovorsorge (Rückstellungen)

Rückstellungen werden für eine Verpflichtung, über deren Höhe und Eintreten Unsicherheit herrscht gebildet. Die Bildung solcher Rückstellungen erfolgt im Wege einer aufwandswirksamen Zuführung. Voraussetzung ist hier, dass das Eintrittsereignis mit hinreichend großer Wahrscheinlichkeit belegt werden kann.

Gemäß den Regelungen der StromNEV können aufwandsgleiche Kosten gemäß § 4 und § 5 StromNEV als Kosten geltend gemacht werden. Diese werden aus der GuV überführt. Dementsprechend können Zuführungen von Rückstellungen sofern diese betriebsnotwendig sind und keine Besonderheit des Geschäftsjahres darstellen als Kosten angesetzt werden. Nicht erfolgswirksame Verbräuche von Rückstellungen können nicht angesetzt werden.

f) Besondere Kostenpositionen, die als wirksam verfahrensreguliert gelten

Bestimmte aufwandsgleiche Kosten und betriebliche Erträge gelten im Jahr 2011 als wirksam verfahrensreguliert. Dies betrifft die Position Verlustenergie, Regelenergie, strombedingte Wirkleistungsanpassung und Kosten europäischer Initiativen sowie Erträge aus den Engpasserlösen und dem ITC-Mechanismus. Die Positionen sind somit einer besonderen Anpassungssystematik unterworfen.

Folgende Kostenpositionen werden weiterhin nach Maßgabe von freiwilligen Selbstverpflichtungen wie dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt:

- Kosten für Redispatch
- Kosten für die Beschaffung von Regelenergie
- Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie
- Kosten für europäische Initiativen sowie weiterer in diesem Zusammenhang stehender Themen (z.B. FSV Engpassmanagement)

1.1. Materialkosten

1.1.1. Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe

1.1.1.1. Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie

Bei der Übertragung von Elektrizität in elektrischen Systemen entstehen zwangsläufig Energieverluste in Form von Stromwärmeverlusten, Eisenverlusten der Transformatoren und Spulen oder als Ableit- und Koronaverluste. In einem elektrischen Energieversorgungsnetz sind diese Netzverluste im Rahmen einer zeitgleichen Betrachtung der Zählung der Einspeisungen in das Netz sowie der Zählung der Auspeisungen aus dem Netz sowie der Bestimmung weiterer separater Verbrauchursachen (z.B. Betriebsverbrauch, Stromdiebstahl) messbar. Hierzu ist ein eigener Verlustenergiebilanzkreis zu führen. Die im Rahmen dieser Kostenprüfung relevanten Verlustenergiekosten ergeben sich aus den Beschaffungskosten der im Kalenderjahr 2011 zum Einsatz gebrachten Verlustenergie (§ 10 Abs. 1 StromNEV). Verluste, die nicht physikalisch bedingt sind, sind nicht Bestandteil dieser Position.

1.1.1.2. Aufwendungen für Regelenergie

Der Netzbetreiber hat in den geltend gemachten Kosten neben den Kosten der Regelleistung, die Bestandteil der Netzentgelte sind, auch Kosten und Erlöse aus Regelarbeit angesetzt. Die Differenz aus diesen Kosten und Erlösen beträgt [REDACTED]. Die Abrechnung der Regelarbeit erfolgt jedoch zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und den Bilanzkreisverantwortlichen. Die geltend gemachten Kosten für die Regelarbeit ist somit nicht Bestandteil der Netzentgelte. Die Beschlusskammer hat die Kosten deshalb um [REDACTED] reduziert.

1.1.1.3. Aufwendungen für strombedingte Redispatch-Maßnahmen

Unter Redispatch werden Eingriffe des ÜNB in den geplanten physikalischen Kraftwerkseinsatz zur Beseitigung oder Vermeidung kurzfristiger physikalischer Engpässe verstanden. Der Netzbetreiber gibt hierfür Kosten in Höhe von [REDACTED] an.

Erlöse, die insbesondere bei der Weiterrechnung an andere ÜNB entstehen, sind in der Position 5.7.3. in Höhe von [REDACTED] enthalten.

1.1.1.4. Aufwendungen für Blindstrom/Spannungshaltung

Einstweilen keine Anmerkungen.

1.1.1.5. Aufwendungen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

Die Kostenposition ist für die 50 Hertz Transmission GmbH nicht relevant.

1.1.1.6. Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen

1.1.1.6a Nach EEG (exklusive Einspeisemanagement-Maßnahmen)

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sieht vor, dass die finanzielle Belastung aus dem nach dem aufgenommenen und vergüteten Strom aus Anlagen, die dem EEG unterfallen, bundesweit gleichmäßig verteilt wird. Dies wird durch den EEG-Wälzungsmechanismus sichergestellt. Der Verteilernetzbetreiber nimmt den von der EEG-Anlage produzierten Strom ab und vergütet ihn nach den im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgeschriebenen Sätzen. In der zweiten Stufe leitet der Verteilernetzbetreiber den EEG-Strom weiter an den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und erhält von diesem einen finanziellen Ausgleich.

Bei Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen nach EEG handelt es sich dem Grunde nach um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 S.1 Nr.1 ARegV.

1.1.1.6b Nach KWK-G

Das KWK-G fördert die Stromerzeugung bei gleichzeitiger Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und Nutzwärme. Zur bundesweiten Vergleich-

mäßigung der KWK-G-Förderung ist innerhalb des Gesetzes ein entsprechendes Ausgleichsverfahren implementiert (§ 9 KWKG). Netzbetreiber sind verpflichtet, KWK-Anlagen an ihr Netz anzuschließen und den in diesen Anlagen erzeugten KWK-Strom abzunehmen. Die Vergütung an den KWK-Anlagenbetreiber setzt sich aus dem Preis für den KWK-Strom und dem gesetzlichen KWK-Zuschlag - der eigentlichen KWK-Förderung - zusammen. Der dem aufnehmenden Netzbetreiber vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist seinerseits zur Zahlung des KWK-Zuschlags verpflichtet.

Bei Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen nach KWKG handelt es sich dem Grunde nach um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 S.1 Nr.1 ARegV.

1.1.1.6c Nach § 18 StromNEV

Die Kostenposition ist für die 50 Hertz Transmission GmbH nicht relevant.

1.1.1.6d Einspeisemanagement-Maßnahmen

Die Aufwendungen für Einspeisemanagement – Maßnahmen umfassen die Entschädigungszahlungen nach § 11 EEG. Gemäß §§ 11 und 12 EEG können Netzbetreiber bei einer Netzüberlastung im Sinne des § 6 Abs. 1 Nr. 1, Abs. 2 Nr. 1 oder 2 Buchstabe a EEG in die Einspeiseleistung von Stromerzeugungsanlagen, die nach dem EEG oder dem KWKG gefördert werden, eingreifen, um die störende Netzüberlastung zu beseitigen. Die von der Regelung nach § 11 EEG betroffenen Betreiber von Stromerzeugungsanlagen erhalten hierfür eine Entschädigung. Die Position ist nur berücksichtigungsfähig, wenn die Ursache für die Entschädigung nicht durch den Netzbetreiber zu vertreten ist. Da diese Position den dnbK zuzuordnen ist bleibt diese Prüfung späteren Betrachtungen vorbehalten.

1.1.1.7. Betriebsverbrauch

Die Position umfasst den Betrag, den der Netzbetreiber zur eigenbetrieblichen Nutzung verwendet. Dieser auf tatsächlich gemessenen Werten beruhende Letztverbrauch (Strom, Gas, Wasser etc.) muss durch Rechnungsstellung nachweisbar sein. Der Stromverbrauch muss dabei den Effizienzanforderungen insoweit genügen, als

dass keine überhöhten Strombeschaffungspreise in die Kalkulation Eingang finden. Vorliegend handelt es sich indes im Wesentlichen um die physikalisch bedingten Transformatorenverluste, die analog zur übrigen Verlustenergie beschafft wurden.

1.1.1.8. Sonstiges

Die Kostenposition ist insgesamt um [REDACTED] zu vermindern. Die einzelnen Kürzungen sind im Folgenden dargestellt:

Kosten und Erlöse aus ungewolltem Austausch

Ungewollter Stromaustausch ist auf lange Sicht ein durchlaufender Posten, d.h. die Wahrscheinlichkeit, Erträge oder Aufwand zu generieren, ist gleich hoch. [REDACTED]

[REDACTED]

Strombezug aus dem alten EEG-Mechanismus

Der Netzbetreiber macht Kosten in Höhe von [REDACTED] aus Nachverrechnungen aus dem alten EEG-Mechanismus geltend, der bis 2009 zur Anwendung gekommen ist. [REDACTED]

[REDACTED]

1.1.2. Aufwendungen für bezogene Leistungen

Unter den Aufwendungen für bezogene Leistungen sind insbesondere Aufwendungen für Schwarzstartfähigkeit und für Blindstrom, für überlassene Netzinfrastruktur, für singular genutzte Betriebsmittel, für durch Dritte erbrachte Betriebsführung und für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen dargestellt.

1.1.2.1. Aufwendungen für Schwarzstartfähigkeit

Einstweilen keine Anmerkungen.

1.1.2.2. Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur

Die Kostenposition ist für die 50 Hertz Transmission GmbH nicht relevant.

1.1.2.3. Aufwendungen für singulär genutzte Betriebsmittel

Die Kostenposition ist für die 50 Hertz Transmission GmbH nicht relevant.

1.1.2.4. Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung

Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung betreffen regelmäßig Vertragsgestaltungen ausgelagerter Betriebskosten. Die durch Dritte erbrachten Dienstleistungen sind nach § 4 Abs. 5a StromNEV maximal in der Höhe anzusetzen, wie sie anfielen, wenn der Netzbetreiber die Leistungen selbst erbringen würde.

Grundlage der Prüfung der durch verbundene Unternehmen erbrachten Betriebsführung ist der jeweils eingereichte Dienstleistungsbogen für die sieben wertmäßig größten Dienstleistungsverträge mit verbundenen Unternehmen i. S. d. § 6 b Abs. 2 EnWG. Maßgeblich für die Anerkennung der durch die Dienstleistung verursachten Kosten sind somit die Kalkulationsmaßstäbe nach der StromNEV.

Darüber hinaus müssen die Dienstleistungsverträge einem Fremdvergleichsmaßstab standhalten. Die Marktgerechtigkeit der in Ansatz gebrachten Vergütungssätze ist vom Netzbetreiber darzulegen und zu beweisen. I. d. R. hat der Netzbetreiber in nachvollziehbarer Weise zu dokumentieren, dass er Preisvergleiche angestellt hat bzw. die Vergabe von Dienstleistungsaufträgen im Wege der Ausschreibung erfolgt ist.

1.1.2.5. Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen

Für die Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen sind die gleichen Maßstäbe heranzuziehen wie für Aufwendungen für durch

Dritte erbrachte Betriebsführung. Es gelten daher die Ausführungen zu 1.1.2.4 entsprechend.

Vom Netzbetreiber sind Aufwendungen in Höhe von [REDACTED] angesetzt worden. Im Zeitraum von 2007 bis 2011 haben sich die Kosten wie folgt entwickelt:

	2007	2008	2009	2010	2011
Euro	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

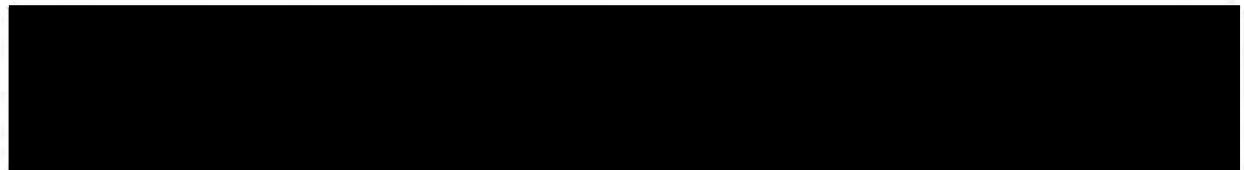
Bei den Aufwendungen des Jahres 2011 handelt es sich der Höhe nach um eine Besonderheit des Geschäftsjahres im Sinne des § 6 Abs. 3 ARegV.

Soweit nach § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV Kosten dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit des Geschäftsjahres beruhen, auf das sich die Kostenprüfung bezieht, bleiben sie bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus unberücksichtigt.

Eine Besonderheit des Geschäftsjahres liegt vor, wenn bestimmte Kosten des Netzbetriebs nicht periodisch, im Laufe der zweiten Regulierungsperiode, wiederkehren, sondern ausschließlich einmalig im Basisjahr i.S.d. § 6 Abs. 1 ARegV anfallen. Der Regelung des § 6 Abs. 3 S. 1 ARegV liegt die Überlegung zu Grunde, dass die Heranziehung der Kosten eines bestimmten Geschäftsjahres als Grundlage für die Festlegung der Erlösobergrenzen dann gerechtfertigt ist, wenn die Kostenstruktur in den aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren in der Regel im Wesentlichen gleich ist (vgl. BGH, EnVR 48/10 – „EnBW Regional AG“). Mit diesem Konzept wäre nicht vereinbar, wenn das Ergebnis der Kostenprüfung 2011 auch insoweit Grundlage für die Festsetzung der Erlösobergrenzen bildete, als dort Besonderheiten berücksichtigt sind, die ausschließlich in diesem Geschäftsjahr aufgetreten sind. Dies kann der Fall sein, wenn in dem maßgeblichen Geschäftsjahr einmalige Effekte zu verzeichnen sind, die das Kostenniveau signifikant gegenüber den Kosten der Vorjahre erhöhen. Eine Besonderheit liegt hingegen nicht vor, wenn der Netzbetreiber plausibel darlegt, dass erstmals im Basisjahr Kosten zu verzeichnen sind, die im Laufe der Regulierungsperiode (Wirkungszeitraum) fortlaufend wiederkehren.

Es ist nicht ersichtlich, dass diese Kosten periodisch im Laufe der zweiten Regulierungsperiode in der geltend gemachten Höhe wiederkehren.

Die Beschlusskammer hält es für sachgerecht, einen Mittelwert der Jahre 2008 bis 2011 anzusetzen. Die Kosten des Jahres 2007 bleiben bei der Betrachtung außen vor, weil sie offensichtlich überhöht sind.



Die Position wird um [REDACTED] auf [REDACTED] gekürzt. Dieser Wert entspricht dem Mittelwert der Jahre 2008 bis 2011.

1.2. Personalkosten

Personalkosten setzen sich aus den Kosten für Gehälter und Löhne (Lohnkosten), aus den Kosten für soziale Aufwendungen gem. § 275 II Nr. 6b HGB (Arbeitgeberanteile an der Unfallversicherung und Sozialversicherung (Angestellten-, Arbeiterrenten-, Knappschafts-, Kranken-, Pflege-, Arbeitslosenversicherung)) und aus den freiwilligen Personalnebenkosten gem. § 275 II Nr. 8 und III Nr. 7 HGB (Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung, z.B. Zuschüsse an Pensionskassen, Gratifikationen, Werkküchen, Werkwohnungen, Unterstützungseinrichtungen, Ausgaben für kulturelle und sportliche Förderung der Belegschaftsmitglieder) zusammen. Anerkennungsfähige Personalkosten müssen sich immer auf einen Arbeitnehmer des Stromnetzbetreibers und das Jahr 2011 beziehen.

1.2.1. Löhne und Gehälter

Unter der Position Löhne und Gehälter werden die Bruttobeträge der Arbeitsentgelte zusammengefasst. Zu Löhnen und Gehältern gehören alle Vergütungen, die die Belegschaftsmitglieder (Arbeiter und Angestellte) und Geschäftsführer sowie Mitglieder des Vorstands erhalten, gleichgültig in welcher Form sie gewährt werden, also auch Sachbezüge, Aufwandsentschädigungen etc.. Die Buchung von Löhnen und Gehältern erfolgt auf bes. Aufwandskonten als Teil der Personalkosten. Belege für berechnete und gezahlte Löhne und Gehälter können Lohnlisten und Gehaltslisten sein.

Der Betrag ist in der Regel der Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen, entweder

- beim Gesamtkostenverfahren unter Personalaufwand, getrennt in
 - (1) Löhne und Gehälter sowie
 - (2) soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung

oder

- beim Umsatzkostenverfahren separiert aus den Positionen Herstellungskosten, Vertriebs- und Verwaltungskosten.

Kosten aus der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit, Kosten aus der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Kosten von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen betreffen teilweise Lohnbestandteile. Diese Positionen sind unter 1.2.1. aufgeführt. Keinen Lohn stellen hingegen betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen dar, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind. Diese Position ist daher regelmäßig neu zuzuordnen. Bei allen Positionen ist zu beachten, dass die Kosten das übliche Maß nicht überschreiten dürfen.

1.2.2. Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung

Kosten für soziale Abgaben bzw. Aufwendungen gem. § 275 Abs. 2 Nr. 6b HGB (Arbeitgeberanteile an der Unfallversicherung und Sozialversicherung (Angestellten-, Arbeiterrenten-, Knappschafts-, Kranken-, Pflege-, Arbeitslosenversicherung)) und aus den freiwilligen Personalnebenkosten gem. § 275 Abs. 2 Nr. 8 und Abs. 3 Nr. 7 HGB (Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung, z.B. Zuschüsse an Pensionskassen, Gratifikationen, Werkküchen, Werkwohnungen, Unterstützungseinrichtungen, Ausgaben für kulturelle und sportliche Förderung der Belegschaftsmitglieder) zusammen.

1.2.2.1 Altersversorgung

Gem. § 275 Abs. 2 Nr. 8 und Abs. 3 Nr. 7 HGB können Aufwendungen für die Altersversorgung der Netzmitarbeiter entstehen; die ggf. für die Kalkulation von Bedeutung sind. Der Effizienzgedanke verhindert jedoch die Übernahme jeglicher Aufwendungen in die Betrachtung. Personalzusatzkosten (Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung) sind der Höhe nach anerkennungsfähig, wenn sie zu den Personalkosten in einem angemessenen Verhältnis stehen. Ein effizienter und strukturell vergleichbarer Netzbetreiber (§ 21 Abs. 2 EnWG) ist unter Wettbewerbsgesichtspunkten gezwungen, sich an den im Wettbewerb über den Erlös durchsetzbaren Personalzusatzkosten zu orientieren. Insbesondere die betrieblichen Altersversorgungsmaßnahmen und Aufwendungen für Vorruhestandsregelungen werden dadurch auf ein wettbewerbliches Maß begrenzt. Die Ansprüche der Arbeitnehmer selbst werden durch diese Prüfung nicht betroffen.

Am 07.03.2013 hat der Netzbetreiber über das Energiedatenportal eine anonymisierte und in Gruppen unterteilte Gehaltsliste übermittelt. [REDACTED]

[REDACTED] Der Netzbetreiber macht hierzu mit Verweis auf den Datenschutz keine näheren Angaben. Nicht nachgewiesene, unplausible Kosten sind nicht berücksichtigungsfähig. Die Kostenposition wird um [REDACTED] gemindert.

1.2.2.2 Soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen

Kosten für soziale Abgaben bzw. sonstige Aufwendungen gem. § 275 Abs. 2 Nr. 6b HGB (Arbeitgeberanteile an der Unfallversicherung und Sozialversicherung (Angestellten-, Arbeiterrenten-, Knappschafts-, Kranken-, Pflege-, Arbeitslosenversicherung)) sind ggf. berücksichtigungsfähig, insofern die entsprechenden Aufwendungen dem Effizienzgedanken Rechnung tragen.

1.3. Zinsen und ähnliche Aufwendungen

Fremdkapitalzinsen sind gemäß § 5 Abs. 2 StromNEV in ihrer tatsächlichen Aufwandshöhe zu berücksichtigen, höchstens jedoch in der Höhe kapitalmarktüblicher Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen. Mit dem zweiten Halbsatz dieser Regelung hat der Verordnungsgeber § 4 Abs. 1 StromNEV konkretisiert, nach dem bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs nur insoweit anzusetzen sind, als

sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.

Dabei ist auf die Kreditbedingungen im Zeitpunkt der Aufnahme des jeweiligen Kredites abzustellen. Zwar kann es vorkommen, dass eine Kreditaufnahme sich im Zeitverlauf als nicht vorteilhaft erweist, weil das Marktzinsniveau nach der Kreditaufnahme gesunken ist. Ex ante ist aber eine solche Entwicklung in der Regel nicht sicher erkennbar. Im Zweifel hat der Netzbetreiber darzulegen, dass seine individuellen Kreditkonditionen im Zeitpunkt der Kreditaufnahme den damals gültigen Kreditkonditionen entsprachen. Kreditkosten, die aus einer Kreditaufnahme mit Festzinsvereinbarung resultieren, sind grundsätzlich anzuerkennen, auch wenn zwischenzeitlich das Marktzinsniveau niedriger liegt, es sei denn, dass eine Umfinanzierung unter Berücksichtigung etwaiger Vorfälligkeitsentschädigungen zu geringeren Kreditkosten führen würde.

1.3.1. gegenüber verbundenen Unternehmen

Kreditaufnahmen des Netzbetreibers bei assoziierten Unternehmen bedürfen stets einer kritischen Überprüfung. Dies gilt sowohl hinsichtlich der Kreditkosten als auch der gewählten Zinsbindungsfristen und der aufgenommen Volumina. Es gelten auch insoweit die zuvor beschriebenen Grundsätze. Bei der Kreditaufnahme des Netzbetreibers bei einem assoziierten Unternehmen trifft jedoch den Netzbetreiber eine verstärkte Nachweislast hinsichtlich der Marktüblichkeit der Kreditbedingungen.

1.3.2. gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht

Es gelten die Ausführungen zu Ziffer 1.3. und 1.3.1. entsprechend.

1.3.3. gegenüber Kreditinstituten

Zinsen für Kreditaufnahmen von nicht mit Netzbetreibern verbundenen Kreditgebern sind grundsätzlich zu berücksichtigen, es sei denn dass dem Netzbetreiber günstigere Kreditaufnahmemöglichkeiten im Zeitpunkt der Kreditaufnahme zur Verfügung standen. Sollten sich bei der Prüfung entsprechende Anhaltspunkte ergeben, muss der Netzbetreiber darlegen, dass keine günstigere Finanzierungsmöglichkeit bestand.

1.3.4. Sonstiges

Der Netzbetreiber hat in der Position 1.3.4. Aufwendungen für die Aufzinsung der Rückstellung für [REDACTED]

[REDACTED] Eine netzkostenwirksame Berücksichtigung ist jedoch nicht sachgerecht, da der Netznutzer ansonsten mit zwischen dem 29.10.2005 und der erstmaligen Netzentgeltgenehmigung zu viel bezahlten Entgelten belastet würde. Dies wäre offenkundig systemwidrig, [REDACTED]

[REDACTED] Die Zuführung wurde deshalb von der Beschlusskammer in der geltend gemachten Höhe einschließlich der durch die Aufzinsung des Bestandes anfallenden Zinsen nicht als Netzkosten berücksichtigt. Im Gegenzug bleibt auch der Rückstellungsbestand bei der Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung unberücksichtigt.

1.4. Sonstige Steuern

Betriebssteuern im Sinne des § 11 Abs.2 S.1 Nr.3 ARegV sind alle Steuern, die in der Steuerbilanz abzugsfähige Betriebsausgaben sind (BR-Drs. 417/07, S.51). Dementsprechend unterfallen etwa Grundsteuern, die Kfz-Steuer oder Energiesteuern dem Grunde der Regelung des § 11 Abs.2 S.1 Nr.3 ARegV. Die kalkulatorische Gewerbesteuer gemäß § 8 StromNEV stellt keine Betriebssteuer nach § 11 Abs.2 S.1 Nr.3 ARegV dar.

1.5. Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen beinhalten aufwandsgleiche Kosten für Konzessionsabgaben, Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge, Versicherungen, Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften, Post und Fracht, Rechts- und Beratungsleistungen, Sponsoring, Werbung, Spenden, Reisen und Auslösungen, Bewirtung und Geschenke, Wartung und Instandsetzung, Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen, Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV sowie für Sonstiges. Die Beurteilung der Sachgerechtigkeit und Effizienz der jeweiligen Kostenansätze sind einer Einzelfallprüfung vorbehalten. Soweit abweichende Aspekte oder verallgemeinerungsfähige Grundsätze bei der Prüfung berücksichtigt wurden, sind diese im Folgenden ergänzend erläutert.

1.5.3. Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften

In dieser Position sind die für den Betrieb eines Elektrizitätsversorgungsnetzes betriebsnotwendigen Kosten für Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften zu verbuchen.

1.5.4. Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten

In dieser Position sind die für den Betrieb eines Elektrizitätsversorgungsnetzes betriebsnotwendigen (Porto-)Kosten für Post, Fracht und ähnliche Leistungen zu verbuchen.

1.5.5. Rechts- und Beratungskosten

Rechts- und Beratungskosten müssen einem Fremdvergleichsmaßstab standhalten. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, gerade im Bereich der fortlaufenden Mandatierung von Beratungsleistungen günstige Konditionen zu vereinbaren bzw. Preisvergleiche anzustellen. Für andere Beratungskosten ist insbesondere darzulegen, dass die Beratungsleistungen sinnvolle Beratungsinhalte umfassen und die vereinbarten Vergütungen dem Marktniveau entsprechen. Alle Beratungsleistungen müssen sich auf den Netzbetrieb beziehen, daher ist auf die Abgrenzung zu anderen Aktivitäten zu achten.

1.5.6. Sponsoring, Werbung, Spenden

Der Netzbetreiber hat für Sponsoring, Werbung und Spenden insgesamt einen Betrag in Höhe von ██████ geltend gemacht. Die Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden sind nicht zu berücksichtigen.

Es handelt sich bei den geltend gemachten Aufwendungen für Sponsoring, Werbung und Spenden generell um Kosten, die keinerlei Bezug zum Netzbetrieb aufweisen (vgl. § 3 Abs. 1 S. 1 StromNEV). Sponsoring, Werbung und Spenden sind, soweit sie als Kundenbindungsinstrumente eingesetzt werden, in der Netzentgeltkalkulation nicht berücksichtigungsfähig. Aus der natürlichen Monopolstellung des Netzbetreibers ergibt sich, dass solche Aufwendungen ihren im wettbewerblichen Umfeld bestehenden Zweck in der Monopolsituation von vorneherein nicht erreichen können, da die Netznutzer regelmäßig keine Wahlmöglichkeit zwischen konkurrierenden Netzbetreibern haben. Der mit Werbeaktivitäten verbundene Imagegewinn ist – be-

dingt durch das Monopol eines Netzbetreibers – für den Elektrizitätsnetzbetrieb nicht erforderlich. Hiervon werden Aufwendungen für sog. aufgabenorientierte Kommunikation (Personalwerbung, gesetzliche Veröffentlichungspflichten etc.) nicht erfasst.

1.5.7. Reisekosten und Auslösungen

In dieser Position sind die für den Betrieb eines Elektrizitätsversorgungsnetzes betriebsnotwendigen Kosten für Reisen und Auslösungen zu verbuchen.

1.5.8. Bewirtung und Geschenke

In dieser Position sind die für den Betrieb eines Elektrizitätsversorgungsnetzes nachweislich betriebsnotwendigen Kosten für Bewirtung und Geschenke zu verbuchen.

Die Position ist der Höhe nach nicht nachvollziehbar. Da die Bewirtungsaufwendungen für einen Monopolisten, der keine aktive Kundenwerbung betreibt, die der im Geschäftsverkehr herrschenden Üblichkeit entsprechen sollte, wird aus hiesiger Sicht ein Betrag von nicht mehr als 120.000 €, wie er auch bei anderen Übertragungsnetzbetreibern nicht überschritten wird, als berücksichtigungsfähig angesehen.

1.5.9. Wartung und Instandsetzung

In dieser Position sind die für den Betrieb eines Elektrizitätsversorgungsnetzes betriebsnotwendigen Kosten für Wartung und Instandsetzung zu verbuchen. Bei der Wartung und Instandsetzung ist von kontinuierlichen Prozessen langlebiger Wirtschaftsgüter auszugehen.

1.5.10. Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen

Kosten, die unter der Position Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen geltend gemacht werden, sind nur dann berücksichtigungsfähig, wenn es sich um Abschreibungen auf uneinbringliche Forderungen handelt. Uneinbringliche Forderungen liegen vor, wenn es sich um einen endgültigen Forderungsausfall handelt, d. h. die Beitreibung des Forderungsbetrages erfolglos abgeschlossen wurde (bspw. fruchtlose Zwangsvollstreckung oder Insolvenzverfahren mangels Masse eingestellt). Darüber hinaus steht die Existenz einer Versicherung gegen Forde-

rungsausfälle einer Kostenanerkennung von Abschreibungen auf uneinbringliche Forderungen entgegen. Das Vorliegen uneinbringlicher Forderungen ist vom Netzbetreiber ausführlich, unter Nennung der Firma des Debtors, der Höhe des Forderungsausfalls, der durchgeführten Maßnahmen im Rahmen der versuchten Beitreibung etc. darzulegen.

Der Netzbetreiber gibt an, dass in dieser Position Kosten in Höhe von [REDACTED] aus zwei Schadensereignissen aus dem Jahr 2009 enthalten sind. Da es sich hierbei um periodenfremde Aufwendungen handelt, sind sie nicht berücksichtigungsfähig. Gleichzeitig wurden Erträge aus der Auflösung der entsprechenden Rückstellung in Höhe von [REDACTED] erzielt. Diese bleiben bei der Kalkulation ebenfalls unberücksichtigt.

In Summe wird die Position um [REDACTED] gekürzt.

1.5.11. Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV

In dieser Position sind die Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV zu verbuchen. Bei dieser Position handelt es sich um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 S.1 Nr.8b ARegV.

1.5.12. Aufwendungen aus dem horizontalen Offshore-Ausgleich

Betreffend die Regulierung von Offshore-Anlagen möchte die Beschlusskammer folgende Punkte explizit klarstellen:

- [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
- | [REDACTED]
[REDACTED]
- | [REDACTED]
[REDACTED]

- [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]

1.5.13. Sonstiges

[REDACTED]
[REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

1.5.14. Im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit

1.5.15. Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen

1.5.16. Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen

2. Abschreibungen

2.1. Abschreibungen Immaterielles Anlagevermögen

2.1.1. Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und werte sowie Lizenzen an sonstigen Rechten und Werten

2.1.2. Sonstiges

2.2. Kalk. Abschreibungen Sachanlagevermögen

Planmäßige oder außerplanmäßige Wertminderungen von Vermögensgegenständen werden in der Abschreibung erfasst. Die für die Netzentgeltkalkulation maßgebliche Abschreibung ist jedoch anders als bei aufwandsgleichen Kosten im Sinne der §§ 4 und 5 StromNEV nicht wertmäßig aus der GuV übertragbar. Diese wird stattdessen auf Grundlage des § 6 StromNEV rein kalkulatorisch ermittelt und ersetzt somit den handelsbilanziellen Wert. Damit wird die Gewährleistung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebs gesichert: Die Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter ist als Kostenposition bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz zu bringen (§ 6 Abs. 1 S. 1 StromNEV).

Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung ist die Bestimmung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens erforderlich. Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen ist gemäß § 6 Abs. 1 S. 3 StromNEV zu unterscheiden nach Anlagegütern, die vor dem 01.01.2006 aktiviert wurden (Altanlage), und Anlagegütern, die ab dem 01.01.2006 aktiviert wurden (Neuanlage).

Bei Altanlagen werden für den eigenfinanzierten Anteil des Anlagevermögens (maximal 40 %) Tagesneuwerte als Basis für die weiteren Berechnungen herangezogen (§ 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 StromNEV). Die Tagesneuwerte werden mittels Indexierung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelt. Für den fremdfinanzierten Anteil des Anlagevermögens bilden die jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten den Ausgangspunkt für die weitere Wertermittlung (§ 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 StromNEV).

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Neuanlagen sind gem. § 6 Abs. 4 StromNEV ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode jahresbezogen (§ 6 Abs. 5 S. 3 und 4 StromNEV) zu ermitteln.

Dementsprechend sind zunächst die originären historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten zu identifizieren. Netzkäufe und vergleichbare Fallgestaltungen dürfen nicht dazu führen, dass diese Berechnungsgrundlagen verfälscht werden. Daher ist sicherzustellen, dass derartige Wertansätze nicht an die Stelle der originären Anschaffungs- und Herstellungskosten treten und die Meldungen der Anschaffungs- und Herstellungskosten von eventuellen Kaufpreisen etc. ggf. bereinigt werden. Anschließend sind aus den originären historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten mithilfe von Preisindizes Tagesneuwerte zu bestimmen, um die eigenfinanzierten Abschreibungsanteile der Altanlagen berechnen zu können. Aus der gewichteten Bestimmung der Anschaffungsrestwerte der Altanlagen zu Tagesneuwerten und zu Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie den Restwerten der Neuanlagen wird schließlich die kalkulatorische Jahresabschreibung bestimmt.

2.3. Historische Anschaffungs- und Herstellungskosten

Die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten sind in § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 StromNEV legal definiert als die im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten.

Entscheidend bei der für die kalkulatorische Berechnung des Sachanlagevermögens relevanten Anschaffungs- und Herstellungskosten eines Anlagengutes ist, dass sie den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechen (vgl. § 6 Abs. 3 und 4 StromNEV). Maßgeblich ist also der Zeitpunkt der Errichtung und Begründung der erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten. Diese Vorgabe verbietet es grundsätzlich, Anschaffungs- und Herstellungskosten z.B. durch eine Rückrechnung anhand zeitnaher üblicher Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Einbeziehung qualitativer Veränderungen des zu betrachtenden Gutes zu ermitteln.

Nach § 6 Abs. 3 und 4 StromNEV bilden die jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten den Ausgangspunkt für die Wertbestimmung des Sachanlagevermögens, insofern die in Rede stehenden Vermögensteile betriebsnotwendig

sind. Zum betriebsnotwendigen Vermögen gehören alle Vermögenswerte, die dem Ablauf des Geschäftsbetriebs zu dienen bestimmt sind. Nicht betriebsnotwendige Vermögensteile sind nicht anzusetzen. Das Mengengerüst darf somit nur in Betrieb befindliche Vermögensgegenstände umfassen.

Nicht aktivierten sondern z.B. über Instandhaltungsaufwand finanzierten Vermögensgegenständen fehlt die Ansatzfähigkeit schon dem Grunde nach. Da unterstellt werden muss, dass diese Beträge in der Vergangenheit schon wieder verdient wurden, ist der Netznutzer nicht durch erneuten Ansatz als Anschaffungs- und Herstellungskosten zu belasten. Dementsprechend sind Ansätze der Anschaffungs- und Herstellungskosten seit 2006 dahingehend zu beleuchten, ob das Prinzip der Bilanzstetigkeit bzw. der Bewertungsstetigkeit Berücksichtigung fand. Die aufgrund des Entfallens einer jährlichen Prüfung eröffnete Möglichkeit, Aktivierungswahlrechte stärker als bisher zu nutzen und Instandhaltungsaufwand zu aktivieren darf nicht zu gestalteten Mehrkosten führen. Der ersparte Aufwand würde sonst zweimal zurück vergütet, zunächst in der nicht durch Effizienzsteigerungen unterschrittenen Erlösobergrenze und dann in Form erhöhter Kapitalkosten (sog. OPEX-CAPEX-Switch).

2.3.1 Übergang von Netzen

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 StromNEV ist bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen für den fremdfinanzierten Anteil der Altanlagen und gem. § 6 Abs. 4 StromNEV bei den Neuanlagen von den jeweiligen, im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten („historische Anschaffungs- und Herstellungskosten“) auszugehen. § 6 Abs. 6 StromNEV untersagt eine Abschreibung unter Null aufgrund des Wiederauflebens kalkulatorischer Restwerte, insbesondere auch im Falle einer Veränderung der ursprünglichen Abschreibungsdauer. Nach der ausdrücklichen Regelung des § 6 Abs. 7 StromNEV gilt das Verbot der Abschreibung unter Null ungeachtet einer Änderung der Eigentumsverhältnisse oder der Begründung von Schuldverhältnissen. In den genannten Vorschriften kommt die eindeutige gesetzliche Vorgabe zum Ausdruck, dass ein Netzkauf oder vergleichbare Fallgestaltungen nicht zu einer Erhöhung der berücksichtigungsfähigen Netzkosten führen darf. Insoweit hat der Gesetzgeber den Interessen der Netznutzer an möglichst geringen Netzkosten den Vorrang eingeräumt. Ihre sachliche Grundlage findet diese gesetzgeberische Entscheidung in dem Charakter der Energieversorgungsnetze als natürliche Monopole, die den Netznutzern regelmäßig keine wettbe-

werblichen Ausweichmöglichkeiten lassen. Die Vorschrift geht auch schon aufgrund ihrer systematischen Stellung den Übergangsregelungen des § 32 StromNEV vor. D.h. unabhängig von den zugrunde gelegten Nutzungsdauern, unabhängig von der Änderung von Eigentumsverhältnissen oder der Begründung von Schuldverhältnissen, darf kein Vermögensgegenstand mehr als genau einmal in Ansatz gebracht werden.

Für den Fall von Netzkäufen ist dementsprechend festzuhalten, dass ein Anspruch eines Netzbetreibers, bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte den Kaufpreis für erworbene Netze zugrunde zu legen, nicht besteht (BGH, KVR 35/07 - SW Neustadt a.d.W., Rn. 47 ff.). Nach § 6 Abs. 6 StromNEV dürfen die Abschreibungsgrundlagen nicht verändert werden, was bedeutet, dass das Abschreibungsobjekt nur einmal und ohne Erhöhung der Kalkulationsgrundlage abgeschrieben werden kann. Die Regelung des § 6 Abs. 7 StromNEV stellt überdies ausdrücklich klar, dass das Verbot einer Abschreibung unter Null auch im Falle eines Eigentümerwechsels gilt. Damit wird bei einem Verkauf eine Veränderung der Abschreibungsgrundlage explizit ausgeschlossen. Auch aus der vielfach herangezogenen „Kaufering“-Entscheidung des BGH (BGH, KZR 12/97) folgt nichts anderes (so explizit für die StromNEV: BGH, KVR 35/07 - SW Neustadt a.d.W., Rn. 47 ff.).

Der Netzbetreiber hat keine Angaben zu etwaigen Netzkäufen gemacht. Die Beschlusskammer geht daher davon aus, dass Netzkäufe der Netzbetreiber nicht erfolgt sind. Sie behält sich eine Rücknahme oder einen Widerruf der Festlegung der Erlösobergrenzen für den Fall vor, dass der Netzbetreiber in der Vergangenheit einen Netzkauf getätigt haben sollte.

2.3.2 Veränderung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten

Nach § 6 Abs. 3 und 4 StromNEV bilden die jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten den Ausgangspunkt für die Wertbestimmung des Sachanlagevermögens, insofern die in Rede stehenden Vermögensteile betriebsnotwendig sind. Zum betriebsnotwendigen Vermögen gehören alle Vermögenswerte, die dem Ablauf des Geschäftsbetriebs zu dienen bestimmt sind. Nicht betriebsnotwendige Vermögensteile sind nicht anzusetzen.

Entscheidend bei den für die kalkulatorische Berechnung des Sachanlagevermögens relevanten Anschaffungs- und Herstellungskosten eines Anlagengutes ist es, dass

sie den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechen (vgl. § 6 Abs. 3 und 4 StromNEV). Maßgeblich ist also der Zeitpunkt der Errichtung und Begründung der erstmalig aktivierten originären Anschaffungs- und Herstellungskosten. Neubewertungen und Umbuchungen sind für die kalkulatorische Bewertung in der StromNEV unzulässig, um das Abschreibungsverbot unter Null nach § 6 Abs. 5 und § 6 Abs. 7 sicherzustellen. Dementsprechend werden in der StromNEV-Kalkulation – dem Gedanken des Ersatzes der HGB-Regeln durch die Kalkulationsvorgaben folgend – sämtliche Veränderungen, z.B. aufgrund erlaubter degressiver oder anderer Sonderabschreibungen, grundsätzlich unzulässig. Lediglich wenn ein Wirtschaftsgut die Sphäre der Regulierungsbasis durch Ausscheiden aus dem Anlagevermögen verlässt, ist die Berechnungsgrundlage originärer Anschaffungs- und Herstellungskosten außer Ansatz zu bringen. Analog sind auch sämtliche nachträgliche Veränderungen von Anschaffungs- und Herstellungskosten nicht berücksichtigungsfähig. Diese gelten als neue originäre Anschaffungs- und Herstellungskosten der jeweiligen Anlagengruppe im Jahr der erstmaligen Aktivierung. Die einmal gewählte Nutzungsdauer und das ursprüngliche Zugangsjahr sind unverändert fortzuführen, um das in § 6 Abs. 5 und § 6 Abs. 7 vorgegebene Verbot von Abschreibungen unter Null umzusetzen.

Neben den originären Anschaffungs- und Herstellungskosten sind nach Maßgabe des § 6 Abs. 5 S. 2 die jeweils für eine Anlage in Anwendung gebrachte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer für die Restdauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung unverändert zu lassen.

Die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten des Basisjahres 2006 mit den zum damaligen Zeitpunkt gewählten Zugangsjahren und Zuordnungen zu den jeweiligen Anlagengruppen wurden im Rahmen des Beschlusses BK8–07/140 bereits geprüft und festgestellt und sind grundsätzlich unverändert fortzuführen, es sei denn Anlagenabgänge mindern den Anlagenbestand. Umbuchungen zwischen den Anlagengruppen oder Veränderungen in den Zugangsjahren sind laut StromNEV-Vorgaben insofern nicht nachzuvollziehen und unzulässig, da durch die entsprechenden Veränderungen bereits verdiente Abschreibungen und Restwerte erneut in Ansatz gebracht werden könnten. Die Beschlusskammer ergänzt Zugänge im Anlagevermögen der Jahre 2007 – 2011 um die betriebsnotwendigen Anschaffungs- und Herstellungskosten.

2.3.2.1 Abgänge im Anlagevermögen Altanlagen

Anschaffungs- und Herstellungskosten vorzeitig außer Betrieb genommener Vermögensgegenstände sind nicht zeitgleich mit dem Ersatzvermögensgegenstand berücksichtigungsfähig. Anlagengüter, die vorzeitig außer Betrieb genommen werden, führen insofern zu einer Verringerung der jeweiligen Anschaffungs- und Herstellungskosten im Zeitpunkt der Errichtung und Begründung der erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten. Diese verlassen den Netzbetrieb. Die kalkulatorische Nutzungsdauer endet mit dem bilanziellen Anlagenabgang und führt zu einer Sonderabschreibung in Höhe des kalkulatorischen Restwerts des Anlagengutes, etwaige Erlöse aus der Veräußerung des Anlagengutes sind dabei Kosten mindernd anzusetzen. Die Beschlusskammer berücksichtigt insofern die Anlagenabgänge in den Anschaffungs- und Herstellungskosten und die korrespondierende Sonderabschreibung in Höhe des kalkulatorischen Restwerts, insoweit diese im Basisjahr auftritt. Schließlich sind auch Minderungen des Anteils des Stromnetzes an Anlagengütern des gemeinschaftlich genutzten Bereichs eines Versorgungsunternehmens als Anlagenabgang zu klassifizieren.

Demzufolge legt die Beschlusskammer der Prüfrechnung grundsätzlich die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten mit Stand der letzten Kostenprüfung mit den zum damaligen Zeitpunkt gewählten Zugangsjahren und Zuordnungen zu den jeweiligen Anlagengruppen – bereinigt um Netzzu- oder -abgänge und Anlagenabgänge - zugrunde.

2.3.2.2 Zugänge im Anlagevermögen Altanlagen

Als nachträgliche Anschaffungskosten ist zu verstehen, dass die Anschaffungskosten einer Anlage z.B. durch Erweiterung oder Erneuerung nachträglich erhöht werden. Hierbei werden handelsrechtlich im Regelfall die nachträglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten im Zugangszeitpunkt der Errichtung und Begründung der ursprünglichen Anlage erfasst. Kalkulatorisch sollten diese jedoch aufgrund der oben geschilderten Vorgabe der StromNEV als neue Anschaffungs- und Herstellungskosten im Jahr der erstmaligen Aktivierung erfasst werden.

2.4. Tagesneuwerte

Die Anwendung von Indexreihen dient dazu, Kosten der anlagenspezifischen Inflation bei der Netzentgeltkalkulation zu berücksichtigen. Indexreihen geben wieder, inwiefern sich Kosten der Wiederbeschaffung bestimmter Anlagegüter im Zeitablauf entwickeln. Damit soll dem Netzbetreiber ermöglicht werden, das Anlagevermögen zu erhalten. Nicht zuletzt im politischen Kompromisswege sind unterschiedliche Bewertungsmaßstäbe für Altanlagen (vor dem 01. 01. 2006 aktiviert, Nettosubstanzerhaltung) und Neuanlagen (Realkapitalerhaltung) vorgegeben worden.

Für den eigenfinanzierten Anteil der Altanlagen ist der Tagesneuwert und damit eine Indizierung maßgeblich (§ 6 Abs. 1, Abs. 2 S. 2 und Abs. 3 StromNEV). Der Tagesneuwert wird von der Verordnung selbst definiert als der "unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung maßgebliche Anschaffungswert zum jeweiligen Bewertungszeitpunkt" (§ 6 Abs. 3 S. 1 StromNEV). Dieser aktuelle Anschaffungswert ist, so die weitere Vorgabe der Verordnung, durch Umrechnung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten zu ermitteln.

Nachdem die Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.08.2013 in Kraft getreten ist (BGBl. I 2013 Nr. 50, 21.08.2013, S. 3250 ff.) sind gemäß § 6 Abs. 3 S. 2 i.V.m. § 6a Abs. 1 StromNEV folgende Indexreihen des Statistischen Bundesamtes heranzuziehen:

1. für die Anlagengruppe der Grundstücksanlagen und Gebäude der Anlage 1 die Indexreihe Gewerbliche Betriebsgebäude , Bauleistungen am Bauwerk, ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft);
2. für die Anlagengruppe der Kabel der Anlage 1
 - a) die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) mit einem Anteil von 70 Prozent und
 - b) der Index Andere elektrische Leiter für eine Spannung von mehr als 1 000 Volt (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) mit einem Anteil von 30 Prozent;
3. für die Anlagengruppe der Freileitungen der Anlage 1

- a) die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) mit einem Anteil von 50 Prozent,
- b) der Index Andere elektrische Leiter für eine Spannung von mehr als 1 000 Volt (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) mit einem Anteil von 15 Prozent und
- c) der Index Türme und Gittermaste, aus Eisen oder Stahl (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) mit einem Anteil von 35 Prozent;

4. für die Anlagengruppe der Stationen der Anlage 1

- a) die Indexreihe Ortskanäle, Bauleistungen am Bauwerk (Tiefbau), ohne Umsatzsteuer (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Preisindizes für die Bauwirtschaft) mit einem Anteil von 35 Prozent und
- b) der Index für Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mineralölerzeugnisse) (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte) mit einem Anteil von 65 Prozent;

5. für alle übrigen Anlagengruppen, mit Ausnahme der Anlagengruppe I.1. Grundstücke der Anlage 1, ist die Indexreihe für Erzeugerpreise gewerblicher Produkte gesamt (ohne Mineralölerzeugnisse) (Statistisches Bundesamt, Fachserie 17, Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte).

2.5. Ermittlung der kalkulatorischen Jahresabschreibung und Restwerte

Die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen ergeben sich aus der Summe der Einzelabschreibungen aller Sachanlagen. Hierbei ist zwischen Altanlagen (vor dem 01.01.2006 aktiviert) und Neuanlagen (ab dem 01.01.2006 aktiviert) zu unterscheiden. Alt- und Neuanlagen unterscheiden sich dadurch, dass für Altanlagen – im Gegensatz zu den Neuanlagen – eine Bewertung auf Basis der Tagesneuwerte gemäß § 6 Abs. 2, 3 und 4 StromNEV vorzunehmen ist. Die kalkulatorischen Abschreibungen sind gem. § 6 Abs. 5 S. 3 StromNEV jahresbezogen zu ermitteln. Dafür ist nach § 6 Abs. 5 S. 4 StromNEV jeweils ein Zugang des Anlagegutes zum 1. Tag des Geschäftsjahres zu Grunde zu legen, in dem die Anschaffung erfolgte.

Grundstücke können nicht abgeschrieben werden. Aus § 7 Abs. 1 S. 3 StromNEV folgt zudem (s. auch zur Eigenkapitalverzinsung), dass Grundstücke im Rahmen der

kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu historischen Anschaffungskosten anzusetzen sind. Planmäßige Abschreibungen sind nach § 253 Abs. 3 S. 1 HGB nur für solche Vermögensgegenstände zulässig, deren Nutzung zeitlich begrenzt ist, wobei sich die zeitliche Begrenzung der Nutzung aus der Eigenart des Vermögensgegenstandes ergeben muss, was bei Grundstücken gerade nicht der Fall ist. In der Konsequenz sieht auch Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 StromNEV für Grundstücke keine begrenzte Nutzungsdauer vor. Soweit daher in abschreibungsfähigen Positionen, wie z. B. Bauten, Grundstücksanteile enthalten sind, müssen diese Positionen um die Grundstücksanteile gekürzt werden.

2.5.1 Kalkulatorische Jahresabschreibung für Altanlagen

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Altanlagen sind unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln (§ 6 Abs. 2 S. 1 StromNEV). Der eigenfinanzierte Abschreibungsanteil der Altanlagen ist der zu Grunde zu legende Restwert zu Tagesneuwerten multipliziert mit der Eigenkapitalquote und geteilt durch die anwendbare Restnutzungsdauer; der fremdfinanzierte Abschreibungsanteil der Altanlagen ergibt sich aus den relevanten Restwerten zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten multipliziert mit der Fremdkapitalquote und geteilt durch die anwendbare Restnutzungsdauer (§ 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 i. V. m. § 6 Abs. 3 S. 1 und 2 StromNEV; § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 StromNEV).

Die rechnerische Ermittlung der Jahresabschreibungen ist für die Kalkulation nach StromNEV durch § 6 Abs. 2, 5 i. V. m. § 32 Abs. 3 und § 6 Abs. 6 S. 5 StromNEV geregelt. Der kalkulatorische Abschreibungsbetrag einer Altanlage ist nach folgender Formel zu ermitteln:

$$\text{Kalk. Jahresabschreibung}_i = \frac{\text{Restwert}_{TNW,i}}{\text{Restnutzungsdauer}_i} \times \text{EKQuote} + \frac{\text{Restwert}_{AK/HK,i}}{\text{Restnutzungsdauer}_i} \times \text{FKQuote}$$

Hierbei ist die Restnutzungsdauer des Anlagegutes i ($\text{Restnutzungsdauer}_i$) gleich der Differenz aus der Nutzungsdauer nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 StromNEV und der Anzahl der vergangenen Jahre seit Errichtung des Anlagegutes. In der Formel beschreiben der Restwert TNW,i den kalkulatorischen Restwert der Anlage i zu Tagesneuwerten und der Restwert $AK/HK,i$ den kalkulatorischen Restwert der Anlage i zu Anschaffungs- und Herstellungskosten.

2.5.2 Kalkulatorische Jahresabschreibung für Neuanlagen

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Neuanlagen sind ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln. Die kalkulatorische Jahresabschreibung ergibt sich demnach aus dem Quotienten der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und der nach Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 StromNEV gewählten Nutzungsdauer. Eine Bewertung auf Basis der Tagesneuwerte entfällt für Neuanlagen gemäß § 6 Abs. 4 StromNEV.

Die rechnerische Ermittlung der Jahresabschreibungen ist für die Kalkulation nach StromNEV durch § 6 Abs. 4, 5 und 6 S. 5 StromNEV geregelt. Der kalkulatorische Abschreibungsbetrag einer Neuanlage ist demnach entsprechend folgender Formel zu ermitteln:

$$\text{Kalk. Jahresabschreibung}_i = \frac{\text{AK}/\text{HK}_i}{\text{ND}_i}$$

2.5.3 Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens

Die kalkulatorischen Restwerte zum 31.12.2011 ermitteln sich auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Abzug der vom Anschaffungsjahr bis zum Jahr 2011 entstandenen kalkulatorischen Abschreibungen.

Für die Bestimmung der Netzentgelte nach StromNEV sind nach § 32 Abs. 3 Satz 1 StromNEV die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens für den eigenfinanzierten Anteil auf Tagesneuwertbasis nach § 6 Abs. 3 StromNEV, für den fremdfinanzierten Anteil anschaffungsorientiert zu bestimmen und anlagenscharf zu dokumentieren.

Dabei sind nach § 32 Abs. 3 Satz 2 StromNEV die seit Inbetriebnahme der Sachanlagegüter der kalkulatorischen Abschreibung tatsächlich zu Grunde gelegten Nutzungsdauern heranzuziehen.

Für die Fälle, in denen eine anlagenscharfe Dokumentation der Nutzungsdauern über Jahrzehnte hinweg möglicherweise nicht vorhanden ist, hat der Verordnungsgeber eine Vermutungsregelung geschaffen, die eintritt, falls die Heranziehung der tatsächlich zu Grunde gelegten Nutzungsdauern objektiv nicht (mehr) möglich ist.

Soweit vor dem Inkrafttreten der StromNEV bei der Stromtarifbildung nach der Bundestarifordnung Elektrizität (vom 18.10.1989, BGBl. I S. 2255; BTOElE) Kosten des Elektrizitätsversorgungsnetzes zu berücksichtigen waren und von Dritten gefordert

wurden, wird nach § 32 Abs. 3 Satz 3 StromNEV vermutet, dass die nach den Verwaltungsvorschriften der Länder zur Darstellung der Kosten- und Erlöslage im Tarifgenehmigungsverfahren jeweils zulässigen Nutzungsdauern der Ermittlung der Kosten zu Grunde gelegt worden sind.

Insoweit sind Netzbetreiber verpflichtet, bei der Restwertermittlung zu berücksichtigen, in welchem Umfang Abschreibungen auf Sachanlagen bereits in die Strompreiskalkulation nach der Bundestarifordnung Elektrizität eingeflossen sind. Denn die Netzkosten sind bei den früher üblichen integrierten Versorgungsunternehmen notwendiger Bestandteil der Strompreiskalkulation gewesen. Dabei wurden im Rahmen der den Ländern obliegenden Anwendung der BTO/Elt in der Vergangenheit durchaus unterschiedliche Abschreibungszeiträume anerkannt. So waren in einzelnen Ländern vergleichsweise kurze steuerliche Abschreibungszeiten zulässig. Die Regelungen des § 32 Abs. 3 StromNEV schreiben vor, dass diese Abschreibungszeiten bei der Netzentgeltkalkulation berücksichtigt werden müssen. Soweit also während der gesamten bisherigen Nutzungszeit der Anlagen kürzere Abschreibungszeiträume in Ansatz gebracht worden sind, als jene Abschreibungsdauern, die fortan nach der Stromnetzentgeltverordnung zugelassen sind, so sind diese insoweit getätigten Abschreibungen über die Strompreise regelmäßig bereits erhoben worden. Diesen Umstand bei der aktuellen Kalkulation nicht zu berücksichtigen, würde zu unberechtigten erhöhten Abschreibungen führen. Es käme zu einer Mehrfachverrechnung von Abschreibungen bzw. zu sog. "Abschreibungen unter Null", die nach § 6 Abs. 6 und 7 StromNEV verboten sind. Überdies würde die unvollständige Berücksichtigung bereits erfolgter Abschreibungen zu einer Überhöhung des betriebsnotwendigen Kapitals und mithin der zulässigen kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 und 2 StromNEV führen.

Sind über Anlagegüter hinsichtlich ihrer Nutzungsdauern keinerlei Informationen verfügbar und auch die Voraussetzungen des § 32 Abs. 3 S. 3 StromNEV nicht erfüllt, ist § 32 Abs. 3 S. 4 anzuwenden. Nach Satz 4 wird vermutet, dass der kalkulatorischen Abschreibung des Sachanlagevermögens die unteren Werte der in Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 Satz 1 StromNEV genannten Spannen von Nutzungsdauern zu Grunde gelegt worden sind.

Für die rechnerische Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte bedeutet dies im Einzelnen:

Wird im Rahmen der erstmaligen Kalkulation nach der StromNEV eine Änderung der angesetzten Nutzungsdauer gegenüber der zuvor angesetzten Nutzungsdauer vorgenommen, so ist lediglich der auf Grundlage der bislang in Ansatz gebrachten Nutzungsdauer ermittelte kalkulatorische Restwert auf die neue Restnutzungsdauer zu verteilen.

In der Vergangenheit vorgenommene Änderungen der angesetzten kalkulatorischen Nutzungsdauern (z. B. Wechsel von steuerlich zulässiger Nutzungsdauer auf betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer) sind zu berücksichtigen. Dabei ist ausschließlich der kalkulatorische Restwert im Zeitpunkt des Nutzungsdauerwechsels auf die veränderte Restnutzungsdauer zu verteilen.

Ist eine Änderung der Nutzungsdauer zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Vergangenheit vorgenommen worden oder nach § 32 Abs. 3 Satz 3 StromNEV zu vermuten, ist die Ermittlung des Restwertes eines Anlagengutes zweistufig vorzunehmen (bei mehr als einem Wechsel der Nutzungsdauer entsprechend mehrstufig).

Zu ermitteln ist daher, ob der dem Antrag zugrunde liegende kalkulatorische Restwert des Sachanlagevermögens den Vorschriften des § 32 Abs. 3 StromNEV entspricht.

Für eine Plausibilisierung der von der Antragstellerin ihrem Netzentgeltantrag zugrunde gelegten kalkulatorischen Restwerte hat die Beschlusskammer eine eigene Ermittlung (Prüfrechnung) der kalkulatorischen Restwerte in Anwendung des § 32 Abs. 3 StromNEV durchgeführt.

Ausgangspunkt dieser Prüfrechnung sind die seitens der Antragstellerin in dem Blatt „B2“ des Erhebungsbogens mitgeteilten Anschaffungs- und Herstellungskosten.

Auf Grundlage dieser Informationen hat die Beschlusskammer folgende Nutzungsdauern zu Grunde gelegt:

von VE Berlin übernommenes Anlagevermögen

Netzbereich	Anwendbare Nutzungsdauern
von VE Berlin übernommenes Anlagevermögen	- [REDACTED]
	- [REDACTED]

Anlage Kostenblock

--	--	--

Anlagengruppen	Steuerliche Nutzungsdauern	Untergrenzen StromNEV	Obergrenzen StromNEV
Kabel 220 kV	35	40	50
Kabel 110 kV	35	40	50
Kabel Mittelspannungsnetz	35	40	45
Kabel 1 kV	25	40	45
Kabel Abnehmeranschlüsse	25	35	45
Freileitungen 110-380kV	35	40	50
Freileitungen Mittelspannungsnetz	30	30	40
Freileitungen 1 kV	30	30	40
Freileitungen Abnehmeranschlüsse	30	30	35
Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter	20	35	45
Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteuerungsanlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	20	25	30
Sonstiges	20	20	30
380/220/110/30/10 kV-Stationen	25	25	35
Hauptverteilerstationen	20	25	35
Ortsnetzstationen	20	30	40
Kundenstationen	20	30	40
Stationsgebäude	20	30	50
Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	20	25	30
ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Aussenbeleuchtung in Umspan- und Schaltanlagen	20	25	30
Schaltanlagen	20	30	35
Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	20	25	30
Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	20	30	35
Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	15	20	25
Fernsprechleitungen	10	30	40
Fahrbare Stromaggregate	15	15	25
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	12	25	35
Betriebsgebäude	50	50	60
Verwaltungsgebäude	50	60	70
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	10	8	10
Werkzeuge/ Geräte	10	14	18
Lagereinrichtung	10	14	25
Hardware	3	4	8
Software	3	3	5
Leichtfahrzeuge	5	5	5
Schwerfahrzeuge	7	8	8

von VE Hamburg übernommenes Anlagevermögen

Netzbereich	Anwendbare Nutzungsdauern
von VE Hamburg übernommenes Anlagevermögen	- [REDACTED]
	- [REDACTED]

Anlagengruppen	Landesspezifische Nutzungsdauern
Kabel 220 kV	35
Kabel 110 kV	25
Kabel Mittelspannungsnetz	25
Kabel 1 kV	25
Kabel Abnehmeranschlüsse	25
Freileitungen 110-380kV	25
Freileitungen Mittelspannungsnetz	25
Freileitungen 1 kV	25
Freileitungen Abnehmeranschlüsse	25
Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter	25
Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteuerungsanlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	25
Sonstiges	20
380/220/110/30/10 kV-Stationen	25
Hauptverteilerstationen	25
Ortsnetzstationen	25
Kundenstationen	25
Stationsgebäude	25
Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	25
ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen	20
Schaltanlagen	25
Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	12
Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	25
Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	12
Fernsprechleitungen	25
Fahrbare Stromaggregate	15
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	20
Betriebsgebäude	20
Verwaltungsgebäude	40
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)	8

Anlage Kostenblock

Werkzeuge/ Geräte	8
Lagereinrichtung	8
Hardware	8
Software	3
Leichtfahrzeuge	5
Schwerfahrzeuge	5

Anlagenzugänge ab dem 2. Juli 1990 (ohne von VE Berlin und VE Hamburg übernommenes Anlagevermögen)

Netzbereich	Anwendbare Nutzungsdauern
Anlagenzugänge ab dem 2. Juli 1990 (ohne von VE Berlin und VE Hamburg übernommenes Anlagevermögen)	- [REDACTED]
	- [REDACTED]
	[REDACTED]
	[REDACTED]
	[REDACTED]

DDR-Altanlagevermögen (bis 1. Juli 1990)

Netzbereich	Anwendbare Nutzungsdauern
DDR-Altanlagevermögen (bis 1. Juli 1990)	- [REDACTED]
	[REDACTED]
	[REDACTED]
	[REDACTED]

2.5.4 Berücksichtigungsfähige kalkulatorische Abschreibungen und kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens

Die kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (für Alt- und Neuanlagen) – gegliedert nach Anlagengruppen – und zu Tagesneuwerten für Altanlagen – ebenfalls gegliedert nach Anlagengruppen – wurden nach den vorstehend dargestellten Grundsätzen ermittelt und ergeben sich – jeweils gesondert für den Anteil der auf die FK- und EK-Quote entfällt – aus den Anlagen 3a bis 3d. Die Summe der kalkulatorischen Abschreibungen des Sachanlagevermögens ergibt sich ebenfalls aus den Anlagen 3a bis 3d.

Die Anfangs- und Endbestände der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (für Neuanlagen) wurden nach den vorstehend dargestellten Grundsätzen ermittelt und ergeben sich – gegliedert

Anlage Kostenblock

nach Anlagengruppen – aus den Anlagen 3a bis 3d. Bezogen auf die kalkulatorischen Restwerte Sachanlagevermögens zu Tagesneuwerten (für Altanlagen) – gegliedert nach Anlagengruppen – finden sich die Werte ebenfalls in den Anlagen 3a bis 3d.

Die den Berechnungen zu Grunde liegenden Werte (originäre Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Jahresscheiben und Nutzungsdauern) ergeben sich aus den Anlagen 3a bis 3d.

In Summe sind folgende Abschreibungen ansatzfähig:

Netzbereich Berlin (vgl. Anlage 3a)	
Netzbereich Hamburg (vgl. Anlage 3b)	
Altanlagen (vor 1990) (vgl. Anlage 3c)	
SAV ab 1990 (vgl. Anlage 3d)	
Summe	

2.3. Abschreibungen Umlaufvermögen

2.4. Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens

3. Eigenkapitalverzinsung

Die Verzinsung des vom Netzbetreiber eingesetzten Eigenkapitals erfolgt gem. § 7 Abs. 1 StromNEV im Wege einer kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung auf Grundlage des betriebsnotwendigen Eigenkapitals. Das betriebsnotwendige Eigenkapital ergibt sich gem. § 7 Abs. 1 StromNEV unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV aus der Summe der

1. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und multipliziert mit der Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV
2. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen bewertet zu Tagesneuwerten und multipliziert mit der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV
3. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Neuanlagen bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und
4. Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens unter Abzug des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklagenanteil

und unter Abzug des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals.

Zur Berechnung der Eigenkapitalverzinsung hat somit eine Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens gemäß § 7 StromNEV zu erfolgen. Bei Altanlagen sind die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens gemäß § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 und 2 StromNEV sowohl auf Tagesneuwertbasis, als auch auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten zu bestimmen. Für Neuanlagen erfolgt die Restwertbestimmung gemäß § 7 Abs.1 S. 2 Nr. 3 StromNEV ausschließlich auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten. Grundstücke sind hierbei gemäß § 7 Abs.1 S. 3 StromNEV immer zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten anzusetzen.

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 4 StromNEV ist sowohl bei den kalkulatorischen Restwerten des Sachanlagevermögens als auch bei den Bilanzwerten des betriebsnotwendigen Finanzanlage- und Umlaufvermögens jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen. Der Jahresanfangsbestand der kalkulatorischen

Restwerte des Sachanlagevermögens bei Altanlagen wird hierbei durch Addition der Restwerte des Sachanlagevermögens zum Jahresende 2011 und der Jahresabschreibung 2011 errechnet.

Bei Neuanlagen die im Basisjahr i. S. d. § 6 Abs. 1 ARegV aktiviert wurden, erfolgt keine Berechnung des Jahresanfangsbestands der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens, da dieser grundsätzlich Null beträgt. Gemäß § 7 Abs. 1 S. 3 StromNEV ist bei der Mittelwertbildung der jeweilige Jahresanfangsbestand und der Jahresendbestand zugrunde zulegen. Nach dem Grundsatz der Bilanzidentität gemäß § 252 Abs. 1 Nr. 1 HGB müssen die Wertansätze der Eröffnungsbilanz des Geschäftsjahres im Basisjahr i. S. d. § 6 Abs. 1 ARegV mit denen der Schlussbilanz des vorhergehenden Geschäftsjahres übereinstimmen. Da in der Schlussbilanz des vorhergehenden Geschäftsjahres die erst im Basisjahr i. S. d. § 6 Abs. 1 ARegV aktivierten Neuanlagen denklogisch noch nicht vorhanden sein können, beträgt der anzusetzende Jahresanfangsbestand für im Basisjahr aktivierte Neuanlagen Null. Zur Festlegung der Basis für die Eigenkapitalverzinsung ist das betriebsnotwendige Eigenkapital auf Neu- und Altanlagen aufzuteilen (§ 7 Abs. 3 S. 1 StromNEV). Die Berechnung der Eigenkapitalverzinsung hat entsprechend der Systematik der StromNEV in fünf Schritten zu erfolgen:

- (1.) Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote (§ 6 Abs. 2 S. 3 StromNEV),
- (2.) Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (§ 7 Abs. 1 S. 2 StromNEV),
- (3.) Ermittlung des die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigenden Eigenkapitalanteils (§ 7 Abs. 1 S. 5 StromNEV),
- (4.) Ermittlung des auf die Neu- und Altanlagen entfallenden Anteils am Eigenkapital (§ 7 Abs. 3 StromNEV) und
- (5.) Ermittlung der Zinsen die auf die beiden Eigenkapitalanteile entfallen (§ 7 Abs. 6 und Abs. 1 S. 3 StromNEV).

Bei der Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung wurden die in Anlage 2 aufgeführten Vermögenswerte und Kapitalpositionen zu Grunde gelegt. Eine Übersicht über die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung findet sich ebenfalls in Anlage 2.

3.1. Kalkulatorischen Eigenkapitalquote gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 StromNEV

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 StromNEV ergibt sich die kalkulatorische Eigenkapitalquote rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital (*BNEK I*) und den kalkulatorisch ermittelten Restwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (*BEV I*). Dabei wird auch das betriebsnotwendige Eigenkapital auf der Grundlage des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten errechnet.

Der Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 S. 3 StromNEV sind folgende Positionen zu Grunde zu legen:

	Kalk. Restwerte des betriebsnotwendigen Sachanlagevermögens zu historischen AK/HK
+	Betriebsnotwendige Finanzanlagen
+	Betriebsnotwendiges Umlaufvermögen
+	Grundstücke zu historischen AK/HK
=	<u>Betriebsnotwendiges Vermögen I (BNV I)</u>
-	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
-	Abzugskapital
-	Verzinsliches Fremdkapital
=	<u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital I (BNEK I)</u>

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 4 StromNEV ist für jede einzelne Position, die in die Berechnung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals einfließt, der Mittelwert aus dem Jahresanfangs- und Jahresendbestand zu Grunde zu legen.

3.1.1 Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten

Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten sind die Anlagegüter des Sachanlagevermögens mit denjenigen Restwerten zu berücksichtigen, die bei der Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen anerkannt wurden. Darüber hinaus finden bei der Berechnung der Eigenkapitalquote ggf. weitere Anlagegüter des Sachanlagevermögens, soweit deren Betriebsnotwendigkeit nachgewiesen wurde, Berücksichtigung, z. B. immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens sowie Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau.

Die berücksichtigungsfähigen Mittelwerte der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten für Altanlagen und die Mittelwerte der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten für Neuanlagen ergeben sich aus Anlage 2.

3.1.2 Betriebsnotwendige Finanzanlagen und betriebsnotwendiges Umlaufvermögen

Voraussetzung für die Anerkennung von Finanzanlagen und Umlaufvermögen ist gem. § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 StromNEV, dass diese betriebsnotwendig, d. h. für die Durchführung des Netzbetriebes erforderlich, sind. Dass heißt, bei der i. S. d. §§ 4 ff. StromNEV zu erstellenden kalkulatorischen Rechnung ist das Kriterium der Betriebsnotwendigkeit maßgeblich. Die Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens kann nicht mit dessen bilanzieller Berücksichtigung i. R. d. nach § 10 EnWG aufzustellenden Jahresabschlusses begründet werden. Kürzungen bei Finanzanlagen und beim Umlaufvermögen haben keine Kürzung des abschließend in § 7 Abs. 2 StromNEV definierten Abzugskapitals zur Folge. Allerdings kann ein höheres Abzugskapital ein höheres Umlaufvermögen rechtfertigen. Dies ist vom Netzbetreiber darzulegen (vgl. BGH, Beschl. v. 07.04.2009, EnVR 6/08, Rn. 44, 32f.). Bilanzrechtliche Ausgleichsbuchungen wie beispielsweise der Kapitalverrechnungsposten sind für die vorliegende Betrachtung ebenfalls nicht maßgebend (vgl. BGH, Beschl. v. 07.04.2009, EnVR 6/08, Rn. 45).

Darüber hinaus ist das Heranziehen von Bilanzwerten im Bereich des Umlaufvermögens schon aus dem Grund nicht sachgerecht, da es sich bei den Bilanzwerten um Bestandsgrößen zum jeweiligen Bilanzstichtag handelt. Die Bilanzwerte stellen eine zeitpunktbezogene Momentaufnahme zum jeweiligen Bilanzstichtag dar. Die unveränderte Berücksichtigung dieser Stichtagswerte führt im Rahmen der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu kalkulatorischen Kosten - in Form der Eigenkapitalverzinsung -, die bezogen auf ein vollständiges Jahr ermittelt werden. Für den Geschäftsbetrieb des Netzbetreibers ist jedoch in der Regel davon auszugehen, dass der Bestand des Umlaufvermögens Schwankungen ausgesetzt ist und dass sich der Bestand zum Bilanzstichtag – in der Regel zum 31.12. des Kalenderjahres – auf einem hohen Niveau befindet. Soweit ein Gestaltungsmissbrauch vorliegt und die

Sachzielorientierung der kalkulatorischen Kostenposition Eigenkapitalverzinsung nachhaltig gefährdet wird, ist die Erhöhung der kostenmindernden Erlöse durch eine Modifikation der Eigenkapitalverzinsungsbasis zu ersetzen. Wird die Verzinsungsbasis um nicht sachzielorientierte Umlaufvermögenswerte bereinigt, so wird der Vorwurf einer ineffizienten Verzinsung zunächst lediglich formell bei einer anderen Kostenposition berücksichtigt. Gleichzeitig wird aber verhindert, dass die begrenzende Verzinsungsfunktion des § 7 StromNEV unterlaufen wird. Durch Bilanzverlängerung kann das Gesamtkapital erhöht werden, die Eigen- und Fremdkapitalrelationen verändern sich. Im Ergebnis würde die Quotierung der Verzinsung des Eigenkapitals ins Leere laufen. Dies liefe Sinn und Zweck der Begrenzungsvorschrift des § 7 StromNEV zuwider.

Darüber hinaus sind nach § 4 Abs. 1 StromNEV i. V. m. § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Der Netzbetreiber muss sich daher bei seiner unternehmerischen Entscheidung, welches Finanzanlage- und Umlaufvermögen er als effizient für seinen Betrieb ansieht, an einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber orientieren. Des Weiteren sind gem. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG nur solche Kostenbestandteile betriebsnotwendig, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb eingestellt hätten.

Hieraus folgt die Prüfung, ob die Netz-GuV richtig abgeleitet wurde, oder etwa kostenmindernde Erlöse in der Netz-GuV fehlen (bzw. durch Verträge, die einem Fremdvergleich nicht standhalten, in der Netz-GuV zu niedrig angesetzt wurden). Ist z.B. Kapital im Wege der Kreditvergabe an den Gewährträger zinslos überlassen worden, ist dem Netznutzer der entgangene Zins mangels effizienter Kreditvergabe durch die Erhöhung der kostenmindernden Erlöse gutzuschreiben.

Investitionen im Wesentlichen aus dem Eigenkapital zu finanzieren, entspricht nicht dem wirtschaftlichen Verhalten eines im Wettbewerb stehenden Unternehmens. Damit würde, wie der Bundesgerichtshof in seiner Entscheidung vom 03.03.2009 ausführt, „das mit der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 Satz 4 StromNEV festgelegte Ziel verfehlt, das eingesetzte Eigenkapital auf höchstens 40% zu begrenzen, weil sich eine höhere Eigenkapitalquote unter Wettbewerbsbedingungen nicht einstellen

würde. Die vom Netzbetreiber beabsichtigte Finanzierung seiner Investitionen würde vielmehr dazu führen, dass die Eigenkapitalquote noch weiter ansteige, mithin also ein Ergebnis entstünde, das sich noch weiter von dem Leitbild des § 21 Abs. 2 EnWG entfernen würde. Hinzu kommt, dass langfristige und erhebliche Investitionen bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen nicht aus dem Umlaufvermögen finanziert werden. Eigenkapital im Blick auf zukünftige Investitionen bildet [...] ein im Wettbewerb stehendes Unternehmen über das Anlagevermögen“ (vgl. BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 26f.).

Sollte die Zahlungsfähigkeit des Netzbetreibers durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen nicht hinreichend gewährleistet sein, kann dieser sich auch kostengünstig Kreditlinien einräumen lassen, mit denen kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen begegnet werden kann. Einer kostenintensiven und damit ineffizienten „Hortung“ kurz- und mittelfristig liquidierbarer, geldnaher Vermögensgegenstände bedarf es hierfür nicht. Schließlich ist auch ein langfristiges und damit kostenintensives Ansparen geldnaher Vermögensgegenstände für Re-Investitionen unter Effizienzgesichtspunkten nicht akzeptabel.

Das Vorhalten der verdienten Abschreibungen im Umlaufvermögen würde dazu führen, dass der ursprüngliche Investitionsbetrag 40 Jahre und länger in voller Höhe zu verzinsen wäre, während die tatsächliche effiziente Kapitalbindung nur rund halb so hoch ist. Die bei einem solchen Vorgehen resultierenden Mehrkosten sind gemäß § 4 Abs. 1 StromNEV nicht zu berücksichtigen; diese Mehrfachinanspruchnahme der Netznutzer widerspräche den Grundsätzen einer effizienten Betriebsführung. Nach diesem Grundsatz erstattet der Netznutzer dem Netzbetreiber den Werteverzehr des Sachanlagevermögens (Abschreibungen) zuzüglich einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Stellt der Netzbetreiber diese Mittelzuflüsse dagegen anteilig oder sogar vollständig in die Verzinsungsbasis ein, so kommt es zu einer Doppelverzinsung und somit zu einer Mehrbelastung des Netznutzers.

Aus dem Umstand, dass Ersatzinvestitionen für die verdienten Abschreibungen in Einzelfällen nicht immer fristenkongruent verfügbar sind, kann nicht abgeleitet werden, dass der Netzbetreiber die Kapitalrückflüsse im Umlaufvermögen vorhalten muss. In solchen Fällen sind die Kapitalrückflüsse – weil sie nicht mehr betriebsnotwendig sind – an die Eigen- bzw. Fremdkapitalgeber zurückzuführen, damit diese die

Mittel für rentableres Drittgeschäft als die Anlage im nahezu ertraglosen Umlaufvermögen verwenden können.

3.1.2.1 Finanzanlagen

Finanzanlagen sind im Rahmen der Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nicht mit dem in der Bilanz ausgewiesenen Wert in Ansatz zu bringen. Finanzanlagen sind vielmehr nur berücksichtigungsfähig, wenn diese für den Betrieb des Netzes notwendig sind, § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 StromNEV. Der Netzbetreiber hat nachvollziehbar darzulegen, weshalb die von ihm in Ansatz gebrachten Finanzanlagen für den Betrieb des Netzes notwendig sind (vgl. BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 8 ff.).

Betriebsnotwendiges Vermögen eines Netzbetreibers ist zunächst das Sachanlagevermögen, da der Netzbetreiber ohne dieses seinen Geschäftsbetrieb nicht ausüben kann. Das Vermögen eines Netzbetreibers ist somit grundsätzlich in Form des Sachanlagevermögens anzulegen, auf welches die StromNEV eine adäquate Verzinsung vorsieht.

Sofern aus einer Finanzanlage keine Zinseinnahmen entstehen, kann diese nicht als Finanzanlage einer Eigenkapitalverzinsung nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 Alt. 1 StromNEV unterworfen werden (vgl. auch BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 28). Werden durch den Netzbetreiber keine Zinsen für die ausgewiesenen Forderungen geltend gemacht, zeigt das vielmehr, dass diese für den Betrieb des Netzes nicht notwendig sind.

Die Beteiligung an der 50 Hertz Offshore GmbH ist nach Auffassung der Beschlusskammer ansatzfähig, da sich die Verpflichtungen zur Anbindung von Offshore-Anlagen gegen den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber richten. Aus Transparenzgründen wurde eine eigene Offshore-Gesellschaft gegründet.

3.1.2.2 Umlaufvermögen

Das Umlaufvermögen umfasst umlaufende bzw. umzusetzende Vermögensgegenstände. Der Bestand dieser Vermögensgegenstände ändert sich häufig durch Zu- und Abgänge. Im Gegensatz zum Anlagevermögen, welches dauerhaft dem Ge-

schäftsbetrieb dient, befindet sich das Umlaufvermögen nur kurze Zeit im Unternehmen.

Der Netzbetreiber konnte nicht nachweisen, dass das geltend gemachte Umlaufvermögen [REDACTED] in vollem Umfang berücksichtigungsfähig ist. Hierfür hätte er nachweisen müssen, dass das geltend gemachte Umlaufvermögen der Maßgabe des § 4 Abs. 1 StromNEV i. V. m. § 21 Abs. 2 EnWG entspricht (vgl. BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 20).

Bei im Wettbewerb stehenden Unternehmen kann davon ausgegangen werden, dass diese in der Regel möglichst effizient wirtschaften und dass die liquiden Mittel bzw. Forderungsbestände somit effizient eingesetzt und betriebsnotwendig sind. Bei den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen handelt es sich jedoch nicht um im Wettbewerb stehende Unternehmen, so dass ein Beweis des ersten Anscheins nicht gegeben sein kann.

Ein pauschal erhöhter Liquiditätsaufbau ist ineffizient. Grundsätzlich verursacht vorgehaltenes Umlaufvermögen Kapitalkosten ebenso, wie jedes andere Betriebsmittel auch. Eine effiziente Vorhaltung ist insbesondere deshalb geboten, weil Umlaufvermögen in Gestalt von Vorräten und Kundenforderungen keine unmittelbaren Erträge erwirtschaftet und auch kurz- und längerfristige Bankguthaben ebenfalls nur äußerst geringe Erträge erbringen, die wegen der hiermit verbundenen Kapitalkosten zu einer Wertvernichtung zu Lasten der Netznutzer führen.

Die Investitionsfähigkeit des Unternehmens wird u. a. durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen gewährleistet. Sollte die Zahlungsfähigkeit des Unternehmens durch den Finanzmittelzufluss aus verdienten Abschreibungen hingegen nicht gewährleistet sein, kann sich das Unternehmen auch Kreditlinien einräumen lassen, mit denen kostengünstig kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen begegnet werden kann. Einer kostenintensiven Geldmittelvorhaltung bedarf es hierfür nicht. Schließlich ist auch eine langfristige und damit kostenintensive Kapitalansammlung für Re-Investitionen unter Effizienzgesichtspunkten nicht akzeptabel. Investitionen sind erst dann zu finanzieren, wenn sie betriebswirtschaftlich erforderlich sind.

Sofern aus dem Umlaufvermögen keine Zinseinnahmen entstehen, können diese nicht einer Eigenkapitalverzinsung nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 Alt. 1 StromNEV unterworfen werden (vgl. hierzu BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 28). Werden durch den Netzbetreiber keine Zinsen für das ausgewiesene Umlaufvermögen geltend gemacht, zeigt das vielmehr, dass dieses für den Betrieb des Netzes nicht notwendig ist.

Die Beschlusskammer geht im Grundsatz davon aus, dass ein effizienter Netzbetreiber regelmäßig Umlaufvermögen in Höhe von jedenfalls 1/12 eines Jahresumsatzes vorhält; vor diesem Hintergrund ist ein dementsprechender Ansatz des Netzbetreibers grundsätzlich berücksichtigungsfähig, sofern entsprechende Nachweise vorliegen. Bei der Bewertung der Jahresumsätze des Netzbetriebs stellt die Beschlusskammer insoweit auf die berücksichtigungsfähige Erlösobergrenze des Jahres 2011 [REDACTED]. Dabei ist berücksichtigt, dass der Netzbetrieb in der Regel monatliche Zahlungsströme erhält. Macht der Netzbetreiber hingegen Umlaufvermögen von mehr als 1/12 eines netzkostenbezogenen Jahresumsatzes geltend, hat der Netzbetreiber nachzuweisen, dass der gesamte Bestand an Umlaufvermögen betriebsnotwendig ist und der Maßgabe des § 4 Abs. 1 StromNEV i. V. m. § 21 Abs. 2 EnWG entspricht (vgl. BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, Rn. 29 ff.). Dabei ist insbesondere zu berücksichtigen, dass es sich beim Netzbetrieb regelmäßig um eine sehr kapitalintensive Wirtschaft handelt, die einer intensiveren Vorhaltung von liquiden Mittel nicht bedarf (s.o.).

Zusätzlich wurde insgesamt ein Betrag von [REDACTED] Abwicklung des EEG-Prozesses und des KWKG-Prozess als betriebsnotwendiges Umlaufvermögen berücksichtigt. Dieser Betrag entspricht dem Mittelwert aus dem Jahresanfangsbestand und dem Jahresendbestand aus den Forderungen, die aus diesen Prozessen in den Bilanzen enthalten sind.

Abweichend von handelsbilanziellen Ansätzen sind i. R. d. kalkulatorischen Ermittlung der Netzkosten lediglich die betriebsnotwendigen Forderungen bedeutsam. Ein Verweis auf den bilanziellen Ansatz ist hierfür nicht ausreichend. Der Bundesgerichtshof führt hierzu in seiner Entscheidung vom 07.04.2009 aus, dass dem schon entgegensteht, „in der Bilanz nicht einzelne Aktivposten bestimmten Passivposten zugeordnet sind. Die Kürzung des Umlaufvermögens hat daher keine Auswirkung auf

die Verbindlichkeiten, sondern führt zu einer Kürzung des berücksichtigungsfähigen Eigenkapitals.“ (vgl. BGH, Beschl. v. 07.04.2009, EnVR 6/08, Rn. 45).

Für Pensionsrückstellungen und ähnlich langfristige Verbindlichkeiten ist das Anlagevermögen das geeignete Deckungsvermögen. Kurzfristiges Umlaufvermögen ist offenkundig wegen seiner geringen Ertragskraft ungeeignet. Eine Reihe internationaler Pensionsfonds suchen deshalb gerade Investitionsmöglichkeiten in nachhaltige Netzinfrastrukturen, um eine bessere Fristenkongruenz hinsichtlich ihrer Verbindlichkeiten zu gewährleisten.

3.1.3 Grundstücke zu historischen AK/HK

Grundstücke können nicht abgeschrieben werden. Aus § 7 Abs. 1 S. 3 StromNEV folgt zudem, dass Grundstücke im Rahmen der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu historischen Anschaffungskosten anzusetzen sind. Planmäßige Abschreibungen sind nach § 253 Abs. 3 S. 1 HGB nur für solche Vermögensgegenstände zulässig, deren Nutzung zeitlich begrenzt ist, wobei sich die zeitliche Begrenzung der Nutzung aus der Eigenart des Vermögensgegenstandes ergeben muss, was bei Grundstücken gerade nicht der Fall ist. In der Konsequenz sieht auch Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 StromNEV für Grundstücke keine begrenzte Nutzungsdauer vor. Soweit daher in abschreibungsfähigen Positionen, wie z. B. Bauten, Grundstücksanteile enthalten sind, müssen diese Positionen um die Grundstücksanteile gekürzt werden.

3.1.4 Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil, Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital

Das kalkulatorisch zu ermittelnde Eigenkapital wird durch die abzugsfähigen Positionen des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklageanteil, des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals gemindert.

3.1.4.1 Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil

Rechtsgrundlage war § 247 Abs.3 HGB a. F.: Passivposten, die für Zwecke der Steuern vom Einkommen und vom Ertrag zulässig sind, dürfen in der Bilanz gebildet werden. Sie sind als Sonderposten mit Rücklageanteil auszuweisen und nach Maßgabe des Steuerrechts aufzulösen. Einer Rückstellung bedarf es insoweit nicht. Nach Art. 66 Abs. 5 EGHGB durften letztmals für das vor dem 1. Januar 2010 beginnende

Geschäftsjahr Sonderposten mit Rücklageanteil im handelsrechtlichen Jahresabschluss gebildet und Wertansätze, die auf nur steuerlich zulässigen Abschreibungen beruhen, in die Handelsbilanz übernommen werden. Der darin enthaltene Steueranteil mindert die nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung in Ansatz gebrachten betriebsnotwendigen Bilanzwerte der Finanzanlagen und des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens.

3.1.4.2 Abzugskapital

Unter Abzugskapital versteht man das einem Unternehmen zinslos zur Verfügung stehende Fremdkapital. Zum Abzugskapital zählen z.B. Kundenanzahlungen, Rückstellungen, sonstige Verbindlichkeiten (Passivposition in der Bilanz), zinslose Gesellschafterdarlehen oder auch Lieferantenverbindlichkeiten. Es ist nach § 7 Abs. 2 S. 2 StromNEV im Rahmen der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendwert der folgenden Positionen zu bilden:

3.1.4.2.1 Rückstellungen

Rückstellungen sind Bestandteil des Fremdkapitals und bilden Verpflichtungen einer Unternehmung ab, bei denen weitergehende Kriterien noch nicht abschließend erfüllt sind. Hierzu zählen, dass Art, Höhe und Zeitpunkt des Eintretens der Verpflichtung mit genauer Wahrscheinlichkeit noch nicht bestimmt werden können (Beispiel: Gewährleistungsansprüche). Rückstellungen dienen nicht der Korrektur von Bilanzansätzen, sondern sollen einen periodengerechten Erfolg einer Unternehmung ausweisen. Dabei ist jedoch die mögliche Nutzung bilanzpolitischer Spielräume zu hinterfragen. Im Einzelnen:

Mehrerlösabschöpfung

In der Ziffer 8.3 des B1-Bogens (Erhebungsbogen II) sind die dem Netzbereich zugeordneten Rückstellungsbestände für die Mehrerlösabschöpfung zum 31.12.2011 (Endbestand) sowie zum 31.12.2010 (Anfangsbestand) vom Netzbetreiber berücksichtigt worden. Gemäß Rückstellungsspiegel 2010 und 2011 (Erhebungsbogen I bzw. II) belaufen sich die berücksichtigten Beträge auf [REDACTED]

[REDACTED] Der Mittelwert beträgt [REDACTED] Die Rückstellungsbestände werden von der Beschlusskammer im Rahmen der Ermittlung der Eigenkapitalverzinsungsbasis als Abzugsposition nicht berücksichtigt. Aufwendungen aus der Zufüh-

zung dieser Rückstellungsposition oder Erträge aus der Auflösung dieser Rückstellungsposition wurden ebenfalls herausgerechnet.

Drittgeschäft

Im Abzugskapital hat der Netzbetreiber Verbindlichkeiten für das Drittgeschäft berücksichtigt. Diese belaufen sich auf [REDACTED] (Jahresanfangsbestand) bzw. [REDACTED] (Jahresendbestand). Die Beschlusskammer hält es für sachgerecht, diese Beträge (Mittelwert: [REDACTED] im Abzugskapital unberücksichtigt zu lassen, da das Drittgeschäft nicht notwendig für den Netzbetrieb ist. Forderungen aus dem Drittgeschäft wurden ebenfalls nicht in der Kalkulation berücksichtigt.

Korridormodell

Der Netzbetreiber hat Verbindlichkeiten gegenüber dem Netznutzer für das Korridormodell (Systemdienstleistungen) in Höhe von [REDACTED] im Abzugskapital berücksichtigt ([REDACTED]). Forderungen und Verbindlichkeiten aus dem Korridormodell werden jedoch durch einen eigenen Mechanismus mit Bonus- und Malussystem in der Erlösbergrenze berücksichtigt. Ein erneuter Ansatz im Abzugskapital ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht sachgerecht. Die Beträge wurden deshalb in der Kalkulation nicht berücksichtigt.

Offshore

Der Netzbetreiber hat Verbindlichkeiten aus der Offshore-Tätigkeit in Höhe von [REDACTED] im Abzugskapital berücksichtigt [REDACTED]. Hierbei handelt es sich um Working-Capital, dem Forderungen in gleicher Höhe gegenüberstehen. Da auch die Forderungen nicht in der Kalkulation berücksichtigt werden, hält es die Beschlusskammer für sachgerecht, die Verbindlichkeiten ebenfalls unberücksichtigt zu lassen.

Bilanzkreisabrechnungen

Im Abzugskapital hat der Netzbetreiber Verbindlichkeiten aus Bilanzkreisabrechnungen in Höhe von [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] angesetzt. Hierbei handelt es sich um Working-Capital, dem Forderungen in gleicher Höhe gegenüberstehen. Da auch die Forderungen nicht in

der Kalkulation berücksichtigt werden, hält es die Beschlusskammer für sachgerecht, die Verbindlichkeiten ebenfalls unberücksichtigt zu lassen.

3.1.4.2.2 Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten

Die Position beinhaltet den Restwert der erhaltenen Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge. Kalkulatorisch ist im Regime der StromNEV die aktivische Absetzung von Anschaffungs- und Herstellungskosten nicht zulässig. Es sind zwingend Passivposten zu bilden, die gemäß § 9 Abs. 1 S. 2 und § 9 Abs. 2 StromNEV über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen sind.

3.1.5 Betriebsnotwendiges Vermögen gemäß § 6 StromNEV (BNV I) und betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 6 StromNEV (BNEK I)

Unter Berücksichtigung der zuvor aufgeführten berücksichtigungsfähigen kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten, der berücksichtigungsfähigen Finanzanlagen und des berücksichtigungsfähigen Umlaufvermögens ergibt sich das betriebsnotwendige Vermögen nach § 6 StromNEV (*BNV I*) aus Anlage 2.

Abzüglich des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklageanteil, des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals ergibt sich das betriebsnotwendige Eigenkapital nach § 6 StromNEV (*BNEK I*) aus Anlage 2. Die hieraus resultierende Eigenkapitalquote gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 StromNEV ergibt sich aus Anlage 2.

3.2. Betriebsnotwendiges Vermögen gemäß § 7 StromNEV (BNV II) und betriebsnotwendiges Eigenkapital gemäß § 7 StromNEV (BNEK II)

Verzinsungsbasis der Eigenkapitalzinsen ist das betriebsnotwendige Eigenkapital, wie es in § 7 Abs. 1 S. 2 StromNEV vorgegeben ist.

Im Überblick:

	<i>Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten * Eigenkapitalquote (max. 40 %)</i>
+	<i>Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen AK/HK * Fremdkapitalquote (min. 60 %)</i>
+	<i>Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Neuanlagen zu historischen AK/HK</i>
+	<i>Grundstücke zu historischen AK/HK</i>
+	<i>betriebsnotwendige Finanzanlagen</i>
+	<i>betriebsnotwendiges Umlaufvermögen</i>
=	<i><u>Betriebsnotwendiges Vermögen II (BNV II)</u></i>
-	<i>Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil</i>
-	<i>Abzugskapital</i>
-	<i>Verzinsliches Fremdkapital</i>
=	<i><u>Betriebsnotwendiges Eigenkapital II (BNEK II)</u></i>

Zur Ermittlung des betriebsnotwendigen Vermögens nach § 7 StromNEV (BNV II) sind somit die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Alt- und Neuanlagen zu ermitteln. Hierbei sind die Anlagegüter des Sachanlagevermögens mit denjenigen kalkulatorischen Restwerten zu berücksichtigen, die bei der Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen gem. § 6 StromNEV anerkannt wurden. Darüber hinaus finden bei der Berechnung des betriebsnotwendigen Vermögens ggf. weitere Anlagegüter des Sachanlagevermögens, soweit deren Betriebsnotwendigkeit nachgewiesen wurde, Berücksichtigung, z. B. immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens sowie Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau.

Grundstücke sind gem. § 7 Abs. 1 S. 3 StromNEV bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten anzusetzen.

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1, 2 i. V. m. § 6 Abs. 2 S. 4 StromNEV wird auch im Rahmen der Berechnung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals die Eigenkapitalquote der Altanlagen auf höchstens 40 % begrenzt. In der Konsequenz dürfen die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten maximal mit einem Anteil von 40 % in die Bestimmung der Basis der Eigenkapitalzinsen einfließen. Da die Fremdkapitalquote die Differenz zwischen 100 % und der Eigenkapitalquote ist (§ 6 Abs. 2 S. 5 StromNEV), müssen die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanla-

gen zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten entsprechend mit mindestens 60 % gewichtet werden.

Übersteigt die ermittelte Eigenkapitalquote, die sich aus Anlage 2 ergibt, einen Anteil von 40% so ist diese gemäß § 6 Abs. 2 S. 4 StromNEV auf 40 % zu begrenzen.

Unter Zugrundelegung dieser Eigenkapitalquote ergibt sich das betriebsnotwendige Vermögen gemäß § 7 StromNEV (*BNV II*) aus Anlage 2. Das betriebsnotwendige Eigenkapital gemäß § 7 StromNEV (*BNEK II*) ergibt sich ebenfalls aus Anlage 2.

3.3. Ermittlung des die zugelassene Eigenkapitalquote von maximal 40 % übersteigenden Eigenkapitalanteils

Nach § 7 Abs. 1 S. 5 StromNEV ist der die zugelassene Eigenkapitalquote von maximal 40 % übersteigende Anteil des Eigenkapitals nominal wie Fremdkapital zu verzinsen. Soweit das nach § 7 Abs. 1 StromNEV berechnete betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) mehr als 40 % des nach dieser Vorschrift ermittelten betriebsnotwendigen Vermögens (*BNV II*) beträgt, ist folglich das betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) in zwei Anteile zu zerlegen. Zu bestimmen ist zunächst der Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht überschreitet (*BNEK II* ≤ 40 %), sodann der Eigenkapitalanteil, der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigt (*BNEK II* > 40 %).

Bei einer Eigenkapitalquote von mehr als 40 % ist der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigende Eigenkapitalanteil (*BNEK II* ≤ 40%) wie folgt zu ermitteln:

$$BNEK II \leq 40\% = BNV II * 0,4$$

Der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Eigenkapitalanteil im Sinne von § 7 Abs. 1 S. 3 StromNEV (*BNEK II* > 40%) errechnet sich dann nach folgender Formel:

$$BNEK II > 40\% = BNEK II - BNEK II \leq 40\% = BNEK II - (BNV II * 0,4)$$

Soweit das nach § 7 Abs. 1 S. 2 StromNEV berechnete betriebsnotwendige Eigenkapital (*BNEK II*) nicht mehr als 40 % des nach dieser Vorschrift ermittelten betriebsnotwendigen Vermögens (*BNV II*) beträgt, hat demgegenüber keine Aufteilung des

BNEK II zu erfolgen. Denn ein die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigender Anteil des Eigenkapitals ist in diesem Fall nicht gegeben.

3.4. Ermittlung des auf die Neu- und Altanlagen entfallenden Anteils am Eigenkapital

Zur Festlegung der Basis für die Eigenkapitalverzinsung ist das betriebsnotwendige Eigenkapital (BNEK II) auf Neu- und Altanlagen aufzuteilen (§ 7 Abs. 3 S. 1 StromNEV). Die Aufteilung erfolgt nach den Maßgaben, wie es in § 7 Abs. 3 S. 2 und 3 StromNEV vorgegeben ist. Der Anteil der kalkulatorischen Restwerte der Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (Anteil SAVneu) ergibt sich aus dem Quotienten aus den kalkulatorischen Restwerten der Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten und den kalkulatorischen Restwerten des gesamten Sachanlagevermögens und somit der Summe aus den kalkulatorischen Restwerten (RW) der Alt- und Neuanlagen (SAValt und SAVneu).

	<i>Kalk. RW des Sachanlagevermögens der Neuanlagen zu AK/HK</i>
/	<i>[Kalk. RW des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu Tagesneuwerten * Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV (max. 40 %) </i>
+	<i>Kalk. RW des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen zu historischen AK/HK * Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV (min. 60 %) </i>
+	<i>Kalk. RW des Sachanlagevermögens der Neuanlagen zu historischen AK/HK]</i>
=	<i><u>Anteil SAVneu</u></i>

Der Anteil der Altanlagen am Sachanlagevermögen (Anteil SAValt) ergibt sich aus der Differenz zwischen 100 % und dem Anteil des Sachanlagevermögens der Neuanlagen (Anteil SAVneu).

Der Anteil der Neu- und Altanlagen am Eigenkapital ergibt sich aus Anlage 2

3.5. Ermittlung der Zinsen für die beiden Eigenkapitalanteile

Die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur hat mit Beschluss vom 31.10.2011, unter dem Aktenzeichen BK4-11/304, den Eigenkapitalzinssatz für den Anteil des Eigenkapitals, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, für Neuanlagen auf 9,05 % und für Altanlagen auf 7,14 % nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer festgelegt.

Die Verzinsung des Eigenkapitalanteils, der die zugelassene Eigenkapitalquote nicht übersteigt, errechnet sich demnach wie folgt:

$BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 9,05\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 7,14\%$

Verfügt der Netzbetreiber hingegen nicht über Sachanlagevermögen sind die Bilanzwerte mit dem für Neuanlagen geltenden Eigenkapitalzins zu verzinsen.

Der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Anteil des Eigenkapitals wird gem. § 7 Abs. 7 StromNEV verzinst (§ 7 Abs. 1 S. 5 StromNEV). Der Zinssatz ergibt sich gem. § 7 Abs. 7 S.1 StromNEV aus dem arithmetischen Mittel des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts von drei durch die Deutsche Bundesbank veröffentlichten Reihen. Im Einzelnen ergeben sich die Werte aus der „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen der öffentlichen Hand“, aus „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten - Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)“ sowie aus der „Umlaufrendite inländischer Inhaberschuldverschreibungen - Hypothekendarlehen“. 1 Weitere Zuschläge sind gem. § 7 Abs. 7 S. 2 StromNEV unzulässig.

Jahr	Öffentliche Hand (BBK01. WU0004)	Hypothekendarlehen (BBK01. WU0018)	Unternehmensanleihen (BBK01. WU0022)	Ø Reihen
2002	4,61	4,74	5,99	
2003	3,78	3,73	4,98	
2004	3,73	3,55	4,00	
2005	3,17	3,06	3,70	
2006	3,74	3,78	4,15	
2007	4,26	4,42	5,04	
2008	4,04	4,46	6,27	
2009	3,08	3,28	5,54	
2010	2,43	2,45	4,03	
2011	2,42	2,74	4,26	
Ø 10 Jahre	3,53	3,62	4,80	3,98

¹ Diese Reihen können auf der Internetseite des Statistischen Bundesamtes <http://www.bundesbank.de>, unter dem Pfad: „Geld- und Kapitalmärkte > Zinssätze und Renditen > Zeitreihen: Zinssätze und Renditen > Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten“ abgerufen werden. Link: http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen_Datenbanken/Makroökonomische_Zeitreihen/its_list_node.html?listId=www_s140_it01

Da die Zinsreihen beim Statistischen Bundesamt für alle Papiere als Monatswerte geführt werden, wurde zunächst ein Jahresmittelwert jeweils für die Jahre 2002 bis 2011 aus den einzelnen Monatswerten gebildet. Aus den Mittelwerten der einzelnen Jahresscheiben wurde sodann ein 10-Jahres-Durchschnitt gebildet. Es leitet sich für die genannten Papiere im Zeitraum 2002 bis 2011 eine durchschnittliche Rendite von 3,98 % ab. Hierbei wurden die ungerundeten Werte verwendet.

3.6. Berücksichtigungsfähige Eigenkapitalverzinsung

Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung ergibt sich in Summe aus Anlage 2.

4. Gewerbesteuer

Gemäß § 8 StromNEV kann im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht werden. Bei der Genehmigung der Netzentgelte wird daher ein kalkulatorischer Gewerbesteueransatz auf der Grundlage der anerkannten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt. Bei dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Eigenkapitalzinssatz handelt es sich um einen Zinssatz nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer (BR-Drs. 247/05 S.30).

Gemäß § 8 S. 2 StromNEV ist bei der Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer die Abzugsfähigkeit der Gewerbesteuer bei sich selbst zu berücksichtigen. Im Rahmen der Unternehmensteuerreform 2008 wurde die Abzugsfähigkeit der Gewerbesteuer als Betriebsausgabe abgeschafft. Um den Effekt einer steigenden Gewerbesteuer auszugleichen, wurde gleichzeitig die Gewerbesteuermesszahl von 5 % auf 3,5 % abgesenkt, um zu erreichen, dass sich die Gewerbesteuerbelastung nicht erhöht (BT-Drs. 16/4841, S.81).

Da der Gesetzgeber im Rahmen der StromNEV keinen Verweis auf das Steuerrecht vorgenommen hat, ist die Abzugsfähigkeit bei der Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer nach StromNEV grundsätzlich weiterhin zu berücksichtigen. Dies führt im Rahmen der kalkulatorischen Ermittlung der Gewerbesteuer insgesamt zu einer Senkung der Gewerbesteuer, da bei der Gewerbesteuermesszahl auf die tatsächliche zurück zu greifen ist. Die Tatsache, dass die Gewerbesteuermesszahl und die Abzugsfähigkeit der Gewerbesteuer bei sich selbst in einem engen Zusammen-

hang stehen, kann jedoch auch bei der Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer nicht unberücksichtigt bleiben. Ansonsten würde die fiktive kalkulatorische Gewerbesteuer entgegen Sinn und Zweck der vereinfachenden, kalkulatorischen Berechnung übermäßig vermindert. Ein Abzug der kalkulatorischen Gewerbesteuer bei sich selbst ist demnach nicht mehr vorzunehmen. Dieses Vorgehen ist von der Rechtsprechung bestätigt worden (OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 15/10 (V)).

Die nach § 8 StromNEV anererkennungsfähige Gewerbesteuer ist allein nach den kalkulatorischen Maßstäben der StromNEV zu ermitteln. Die in der netzspezifischen Gewinn- und Verlustrechnung als zusätzlicher Gewinn erscheinende Differenz zwischen den kalkulatorischen Abschreibungen und den bilanziellen Abschreibungen (sog. Scheingewinn bzw. -verlust) ist somit nicht Teil der Bemessungsgrundlage für den kalkulatorischen Gewerbesteueransatz. Dies ist von der höchstrichterlichen Rechtsprechung bestätigt worden (siehe etwa BGH v. 14.08.2008, KVR 34/07 - SW Speyer, Rn. 86 ff.).

Entsprechend einem rein kalkulatorischen Ansatz wird auf die zusätzliche Berücksichtigung von weiteren Zurechnungen und Kürzungen bei der Bemessungsgrundlage verzichtet (BGH, KVR 81/07, S. 10).

Die kalkulatorische Gewerbesteuer wurde nach der Formel

$$[BNEK II \leq 40\% * Anteil SAValt * 7,14\% + BNEK II \leq 40\% * Anteil SAVneu * 9,05\% + BNEK II > 40\% * 3,98\%] * Hebesatz * Messzahl$$

berechnet.

Die zu berücksichtigende kalkulatorische Gewerbesteuer wird in Anlage 2 ausgewiesen.

5. Kostenmindernde Erlöse und Erträge

Die oben stehenden Ausführungen (insbesondere im Abschnitt 1.) müssen, dem Sinn und Zweck der Regelung entsprechend, auch für Erlöse gelten; dies verdeutlicht systematisch die Regelung des § 6 Abs. 1 S. 1 ARegV, die von einer „Kostenprüfung“ spricht, wobei offensichtlich, wie der dortige Verweis zeigt, die Prüfung von Erlösen nach § 9 StromNEV mit einbezogen ist. D.h. netzbezogene Erlöse beispielsweise sind ggf. hinzuzurechnen. Aber auch die anderen Ausführungen sind analog anzusetzen.

5.1. Bestandsveränderungen

5.2. Aktivierte Eigenleistungen

5.3. Sonstige betriebliche Erträge

5.3.1. Erträge aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen

Die von Anschlussnehmern entrichteten Netzanschlusskostenbeiträge, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Entnahme elektrischer Energie entrichtet wurden, sind nach § 9 Abs. 1 S. 2 und Abs. 2 S. 1 StromNEV über die Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen. Die Position zählt gem. § 11 Abs. 2 ARegV dem Grunde nach zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen

5.3.2. Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen

Die von Anschlussnehmern entrichteten Baukostenzuschüsse, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Entnahme elektrischer Energie entrichtet wurden, sind nach § 9 Abs. 1 S. 2 und Abs. 2 S. 1 StromNEV über die Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen. Die Position zählt gem. § 11 Abs. 2 ARegV dem Grunde nach zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen.

5.3.3. Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen

5.3.4. Erträge aus Blindstrom/Spannungshaltung

Erträge aus Blindstrom stellen Umsatzerlöse dar und sind im Rahmen der Verprobnungsrechnung zu berücksichtigen. Die Erlösposition wird aus diesem Grunde mit Null angesetzt.

5.3.5. Erträge aus Netzreservekapazität

Erträge aus Netzreservekapazität stellen Umsatzerlöse dar und sind im Rahmen der Verprobungsrechnung zu berücksichtigen. Die Erlösposition wird aus diesem Grunde mit Null angesetzt.

5.3.6. Erträge aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

Erträge aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse werden in Höhe von [REDACTED] berücksichtigt.

5.3.7. Erträge aus grenzüberschreitendem Engpassmanagement

Erträge aus grenzüberschreitendem Engpassmanagement werden in Höhe von [REDACTED] berücksichtigt.

5.3.8. Erträge aus der Überlassung singular genutzter Betriebsmittel

nicht relevant

5.3.9. andere sonstige betriebliche Erträge

Analog zur Kürzung der Aufwandsposition bleiben die Erträge aus Drohverlustrückstellungen [REDACTED] unberücksichtigt.

Gesamtkostenblatt				
Position im BAB	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen [EUR]	anerkannte Kosten [EUR]
1.	Aufwandsgleiche Kosten			
1.1.	Materialkosten			
1.1.a.	davon im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit			
1.1.b.	davon für Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen			
1.1.c.	davon für Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen			
1.1.1.	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe			
1.1.1.1.	Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie			
1.1.1.2.	Aufwendungen für Regelenergie			
1.1.1.2.a.	davon Primärregelenergie			
1.1.1.2.b.	davon Sekundärregelenergie			
1.1.1.2.c.	davon Minutenreserve			
1.1.1.3.	Aufwendungen für strombedingte Redispatch-Maßnahmen			
1.1.1.4.	Aufwendungen für Blindstrom / Spannungshaltung			
1.1.1.5.	Aufwendungen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse			
1.1.1.6.	Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen			
1.1.1.6.a.	nach EEG (exklusive Einspeisemanagement-Maßnahmen)			
1.1.1.6.b.	nach KWK-G			
1.1.1.6.c.	nach § 18 StromNEV			
1.1.1.6.d.	Einspeisemanagement-Maßnahmen			
1.1.1.7.	Betriebsverbrauch			
1.1.1.8.	Sonstiges			
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen			
1.1.2.1.	Aufwendungen für Schwarzstartfähigkeit			
1.1.2.2.	Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur			
1.1.2.3.	Aufwendungen für singular genutzte Betriebsmittel			
1.1.2.4.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung			
1.1.2.5.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen			
1.1.2.6.	Sonstiges			
1.2.	Personalkosten			
1.2.1.	Löhne und Gehälter			
1.2.1.a.	davon im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit			
1.2.1.b.	davon für Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen			
1.2.1.c.	davon für Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen			
1.2.1.d.	davon betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind			
1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung			
1.2.2.a.	davon betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind			
1.2.2.1.	Altersversorgung			
1.2.2.2.	soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen			
1.3.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen			
1.3.1.	gegenüber verbundenen Unternehmen			
1.3.2.	gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
1.3.3.	gegenüber Kreditinstituten			
1.3.4.	Sonstiges			
1.4.	Sonstige Steuern			
1.5.	Sonstige betriebliche Aufwendungen			
1.5.1.	Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge			
1.5.2.	Versicherungen			
1.5.3.	Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften			
1.5.4.	Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten			
1.5.5.	Rechts- und Beratungskosten			
1.5.6.	Sponsoring, Werbung, Spenden			
1.5.7.	Reisekosten und Auslösungen			
1.5.8.	Bewirtung und Geschenke			
1.5.9.	Wartung und Instandsetzung			

Position im BAB	Kostenart	vom Netzbetreiber angegebene Kosten [EUR]	Kürzungen [EUR]	anerkannte Kosten [EUR]
1.5.10.	Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen			
1.5.11.	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV			
1.5.12.	Aufwendungen aus dem horizontalen Offshore-Ausgleich			
1.5.13.	Sonstiges			
1.5.14.	im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit			
1.5.15.	für Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen			
1.5.16.	für Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen			
2.	Abschreibungen			
2.1.	Abschreibungen Immaterielles Anlagevermögen			
2.1.1.	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten			
2.1.2.	Sonstiges			
2.2.	Kalk. Abschreibungen Sachanlagevermögen			
2.3.	Abschreibungen Umlaufvermögen			
2.4.	Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens			
3.	Kalk. Eigenkapitalzinsen			
4.	Kalk. Gewerbesteuer			
I.a.	Netzkosten I.a. vor Abzug der kostenmindernden Erlöse			
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge			
5.1.	Bestandsveränderungen			
5.2.	Aktivierete Eigenleistungen			
5.3.	sonstige betriebliche Erträge			
5.3.1.	Erträge aus der Auflösung von Netzanschlussbeiträgen			
5.3.2.	Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen			
5.3.3.	Erträge aus Auflösungen von Rückstellungen			
5.3.4.	Erträge aus Blindstrom / Spannungshaltung			
5.3.5.	Erträge aus Netzreservekapazität			
5.3.6.	Erträge aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse			
5.3.7.	Erträge aus grenzüberschreitenden Engpassmanagement			
5.3.8.	Erträge aus der Überlassung singular genutzter Betriebsmittel			
5.3.9.	andere sonstige betriebliche Erträge			
5.4.	Erträge aus Beteiligungen			
5.4.a.	davon aus verbundenen Unternehmen			
5.5.	Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Anlagevermögens			
5.5.a.	davon aus verbundenen Unternehmen			
5.6.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge			
5.6.1.	Erträge aus Finanzanlagen			
5.6.1.a.	davon Erträge aus verzinslichen Finanzanlagen			
5.6.1.b.	davon Erträge aus Cash-Pooling			
5.6.2.	Erträge aus Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen			
5.6.2.1.	Erträge aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen			
5.6.2.2.	Erträge aus Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z. B. Cash-Pooling)			
5.6.2.3.	Erträge aus Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht			
5.6.2.4.	Erträge aus sonstigen Vermögensgegenständen			
5.6.3.	Erträge aus Wertpapieren			
5.6.4.	Erträge aus Kassenbestand, Guthaben bei Bundesbank und Kreditinstituten			
5.6.5.	Erträge aus Ausgleichsenergie			
5.6.6.	Erträge aus dem horizontalen Offshore-Ausgleich			
5.6.7.	Erlöse aus Telekommunikation			
5.6.8.	andere sonstige Zinsen und ähnliche Erträge			
5.7.	Umsatzerlöse (nicht aus Netzentgelten)			
5.7.1.	Erlöse aus EEG			
5.7.1.a.	davon aus Weitergabe des aufgenommenen EEG-Stroms			
5.7.2.	Erlöse aus KWK-G			
5.7.2.a.	davon aus KWK-Stromverkauf (§ 4 Abs. 2 KWK-G)			
5.7.2.b.	davon aus Ausgleichszahlungen von UNB (§ 9 Abs. 1 KWK-G)			
5.7.3.	sonstige Erlöse (nicht aus Netzentgelten)			
I.b.	Netzkosten I.b. nach Abzug kostenmindernder Erlöse			

Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung					
Position im EHB	Bezeichnung	vom Netzbetreiber angegebene Beträge [EUR]	Basis mit BNetzA-Daten [EUR]	Kürzungen [EUR]	Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung mit anerkannten Beträgen [EUR]
1.	Eigenkapitalquote gem. § 6 StromNEV				
2.	Fremdkapitalquote gem. § 6 StromNEV				
3.	Kalkulatorische Restwerte des Anlagevermögens				
3.1.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Altanlagen				
3.1.1.	Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK)				
3.1.1.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens				
3.1.1.2.	geleistete Anzahlung und Anlagen im Bau				
3.1.1.3.	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens zu AK/HK				
3.1.1.4.	Grundstücke zu AK/HK				
3.1.1.5.	Sonstiges				
3.1.2.	Altanlagen zu Tagesneuwerten (TNW)				
3.1.2.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens				
3.1.2.2.	geleistete Anzahlung und Anlagen im Bau				
3.1.2.3.	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens zu TNW				
3.1.2.4.	Grundstücke zu AK/HK				
3.1.2.5.	Sonstiges				
3.2.	Kalkulatorische Restwerte Anlagevermögen für Neuanlagen				
3.2.1.	Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens				
3.2.2.	geleistete Anzahlung und Anlagen im Bau				
3.2.3.	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens zu AK/HK				
3.2.4.	Grundstücke zu AK/HK				
3.2.5.	Sonstiges				
4.	Bilanzwerte der Finanzanlagen				
4.a.	davon verzinsliche Finanzanlagen				
4.b.	davon Werte aus Cash-Pooling				
4.1.	Anteile an verbundenen Unternehmen				
4.2.	Ausleihungen an verbundene Unternehmen				
4.3.	Beteiligungen				
4.4.	Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht				
4.5.	Wertpapiere des Anlagevermögens				
4.6.	Sonstige Ausleihungen				
5.	Bilanzwerte des Umlaufvermögens				
5.1.	Vorräte				
5.2.	Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände				
5.2.a.	davon verzinsliche Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände				
5.2.1.	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen				
5.2.2.	Forderungen gegen verbundene Unternehmen (z.B. Cash-Pooling)				
5.2.3.	Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht				
5.2.4.	Sonstige Vermögensgegenstände				
5.3.	Wertpapiere				
5.3.a.	davon verzinsliche Wertpapiere				
5.3.1.	Anteile an verbundenen Unternehmen				
5.3.2.	eigene Anteile				
5.3.3.	sonstige Wertpapiere				
5.4.	Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks				
5.4.a.	davon verzinslicher Bestand an Kasse und Guthaben				
6.	Aktive Rechnungsabgrenzungsposten				
7.	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil				
8.	Rückstellungen				
8.1.	Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen				
8.2.	Steuerrückstellungen				
8.3.	sonstige Rückstellungen				
9.	Erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden				
10.	Unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen				
11.	Erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten				
12.	Sonstige Verbindlichkeiten, die zinslos zur Verfügung stehen				
13.	Passive Rechnungsabgrenzungsposten				
ZS 2	Abzugskapital				
12.	verzinsliches Fremdkapital				
13.	Betriebsnotwendiges Vermögen gem. § 6 StromNEV				
14.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 6 StromNEV				
15.	tatsächliche Eigenkapitalquote gem. § 6 StromNEV				
16.	Eigenkapitalquote gem. § 6 StromNEV				
17.	Betriebsnotwendiges Vermögen gem. § 7 StromNEV				
18.	Betriebsnotwendiges Eigenkapital gem. § 7 StromNEV				
19.	tatsächliche Eigenkapitalquote § 7 StromNEV				

Position im EHB	Bezeichnung	vom Netzbetreiber angegebene Beträge [EUR]	Basis mit BNetzA-Daten [EUR]	Kürzungen [EUR]	Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung mit anerkannten Beträgen [EUR]
20.	Eigenkapitalquote gem. §7 StromNEV				
21.	Anteil Neuanlagen an SAV				
22.	Eigenkapital <40%				
23.	davon Neuanlagen				
24.	davon Altanlagen				
25.	Eigenkapital >40%				
26.	Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen				
27.	Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen				
28.	Zinssatz für überschüssenden EK-Anteil > 40%				
30.	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung				

Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer					
1.	Steuermesszahl (§ 11 Abs. 2 GewStG)				
2.	Hebesatz (§ 16 GewStG)				
3.	kalkulatorische Gewerbesteuer				

Berechnung der kalkulatorischen Restwerte und der kalkulatorischen Abschreibungen												
Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Faktorreihe	Tagesneuwerte [EUR]	Restwerte der AK/HK - Altanlagen - [EUR]	Restwerte der AK/HK - Neuanlagen - [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Abschreibungen zu TNW x EK- Quote [EUR]	Abschreibungen AK/HK x FK- Quote [Jahre]	Abschreibungen Neuanlagen [EUR]	Summe Abschreibungen [EUR]
	2005											
	2001											
	2000											
	1999											
	1998											
	1997											
	1994											
	1990											
	1989											
	1987											
	1986											
	1984											
	1981											
	1977											
Kabel 220 kV	Summe											
Kabel Abnehmeranschlüsse	Summe											
	2001											
	2000											
	1998											
	1997											
	1996											
	1994											
	1987											
	1977											
Freileitungen 110-380kV	Summe											
Freileitungen Abnehmeranschlüsse	Summe											
	2005											
	2003											
	2002											
	2001											
	2000											
	1999											
	1998											
	1997											
	1995											
	1994											
	1993											
	1992											
	1990											
	1989											
	1987											
Stationseinrichtungen und Hilfsa	Summe											
	2005											
	2004											
	2002											
	2001											
	2000											
	1998											
	1997											
	1996											
	1995											
	1994											
	1993											
	1992											
	1989											

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewandete Nutzungsdauer [Jahre]	Faktorreihe	Tagesneuwerte [EUR]	Restwerte der AK/HK - Altanlagen - [EUR]	Restwerte der AK/HK - Neuanlagen - [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Abschreibungen zu TNW x EK-Quote [EUR]	Abschreibungen AK/HK x FK-Quote [Jahre]	Abschreibungen Neuanlagen [EUR]	Summe Abschreibungen [EUR]
	1987											
Schutz-, Mess- und Überspann.	Summe											
Sonstiges	Summe											
380 / 220/110/30/10 KV-Stationen	Summe											
Hauptverteilstationen	Summe											
Kundenstationen	Summe											
Stationsgebäude	Summe											
Allgemeine Stationseinrichtungen	Summe											
ortsfestige Hebezeuge und Lasten	Summe											
Schalteneinrichtungen	Summe											
Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fern	Summe											
Zähler, Messeinrichtungen, Uhm	Summe											
Fernspreichleitungen	Summe											
Fahrbare Stromaggregate	Summe											
	2004											
	2002											
	2000											
	1999											
	1998											
	1997											
	1996											
	1995											
	1994											
	1993											
Grundstücksanlagen, Bauten für	Summe											
	2005											
	2004											
	2000											
	1999											
	1997											
	1996											
	1994											
	1993											
	1992											
	1989											
	1977											
	1976											
	1975											
Betriebsgebäude	Summe											
Verwaltungsgebäude	Summe											
Geschäftsausstattung (ohne ED	Summe											
	2000											
	1998											
Werkzeuge/ Geräte	Summe											
Lagereinrichtung	Summe											
Hardware	Summe											
Software	Summe											
Leichtfahrzeuge	Summe											
Schwerfahrzeuge	Summe											
	Summen											

Berechnung der kalkulatorischen Restwerte und der kalkulatorischen Abschreibungen												
Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Faktorreihe	Tagesneuwerte [EUR]	Restwerte der AK/HK - Altanlagen - [EUR]	Restwerte der AK/HK - Neuanlagen - [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Abschreibungen zu TNW x EK-Quote [EUR]	Abschreibungen AK/HK x FK-Quote [Jahre]	Abschreibungen Neuanlagen [EUR]	Summe Abschreibungen [EUR]
Kabel 220 kV	Summe											
Kabel Abnehmeranschlüsse	Summe											
	1989											
	1988											
	1986											
	1984											
	1983											
	1982											
	1981											
	1980											
	1979											
	1978											
	1977											
	1976											
	1975											
Freileitungen 110-380kV	Summe											
Freileitungen Abnehmeranschlüsse	Summe											
	2003											
	2002											
	2001											
	1996											
	1991											
	1990											
	1989											
	1988											
	1986											
	1985											
	1984											
	1983											
	1982											
	1981											
	1980											
	1979											
	1978											
	1977											
Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen	Summe											
	2002											
	2001											
Schutz-, Mess- und Überspannungseinrichtungen	Summe											
Sonstiges	Summe											
380 / 220/110/30/10 kV-Stationen	Summe											
Hauptverteilerstationen	Summe											
Kundenstationen	Summe											
Stationsgebäude	Summe											
Allgemeine Stationseinrichtungen	Summe											
orts feste Hebezeuge und Lastmittel	Summe											
Schaltanlagen	Summe											
Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmessanlagen	Summe											
Zähler, Messeinrichtungen, Uhren	Summe											
Fernsprechtungen	Summe											
Fahrbare Stromaggregate	Summe											
	2003											
	1991											
	1990											

Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Faktorreihe	Tagesneuwerte [EUR]	Restwerte der AK/HK - Altanlagen - [EUR]	Restwerte der AK/HK - Neuanlagen - [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Abschreibungen zu TNW x EK- Quote [EUR]	Abschreibungen AK/HK x FK- Quote [Jahre]	Abschreibungen Neuanlagen [EUR]	Summe Abschreibungen [EUR]
	1989											
Grundstücksanlagen, Bauten für	Summe											
	2002											
	1981											
Betriebsgebäude	Summe											
Verwaltungsgebäude	Summe											
Geschäftsausstattung (ohne ED)	Summe											
Werkzeuge/ Geräte	Summe											
Lagereinrichtung	Summe											
Hardware	Summe											
Software	Summe											
Leichtfahrzeuge	Summe											
Schwerfahrzeuge	Summe											
	Summen											

Berechnung der kalkulatorischen Restwerte und der kalkulatorischen Abschreibungen												
Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Faktorreihe	Tagesneuwerte [EUR]	Restwerte der AK/HK - Altanlagen - [EUR]	Restwerte der AK/HK - Neuanlagen - [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Abschreibungen zu TNW x EK-Quote [EUR]	Abschreibungen AK/HK x FK-Quote [Jahre]	Abschreibungen Neuanlagen [EUR]	Summe Abschreibungen [EUR]
Kabel 220 kV	Summe											
Kabel Abnehmeranschlüsse	Summe											
	1989											
	1988											
	1987											
	1985											
	1984											
	1983											
	1982											
	1981											
	1980											
	1979											
	1978											
	1977											
Freileitungen 110-380kV	Summe											
Freileitungen Abnehmeranschlu	Summe											
	1989											
	1988											
	1987											
	1986											
	1985											
	1984											
	1983											
	1982											
	1980											
	1979											
	1978											
	1977											
Stationseinrichtungen und Hilfsa	Summe											
Schutz-, Mess- und Überspann	Summe											
Sonstiges	Summe											
380 / 220/110/30/10 kV-Station	Summe											
Hauptverleilerstationen	Summe											
Kundenstationen	Summe											
Stationsgebäude	Summe											
Allgemeine Stationseinrichtunge	Summe											
ortsfeste Hebezeuge und Laster	Summe											
Schalteneinrichtungen	Summe											
Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fern	Summe											
Zähler, Messeinrichtungen, Uhr	Summe											
Fernspreleitungen	Summe											
Fahrbare Stromaggregate	Summe											
	1986											
	1982											
Grundstücksanlagen, Bauten für	Summe											
	1987											
	1985											
	1984											
	1982											
	1980											
	1978											
	1977											
	1970											
	1975											

Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Faktorreihe	Tagesneuwerte [EUR]	Restwerte der AK/HK - Altanlagen - [EUR]	Restwerte der AK/HK - Neuanlagen - [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Abschreibungen zu TNW x EK- Quote [EUR]	Abschreibungen AK/HK x FK- Quote [Jahre]	Abschreibungen Neuanlagen [EUR]	Summe Abschreibungen [EUR]
	1974											
	1973											
	1972											
	1971											
	1970											
	1969											
	1967											
	1963											
	1954											
Betriebsgebäude	Summe											
Verwaltungsgebäude	Summe											
Geschäftsausstattung (ohne ED)	Summe											
Werkzeuge/ Geräte	Summe											
Lagereinrichtung	Summe											
Hardware	Summe											
Software	Summe											
Leichtfahrzeuge	Summe											
Schwerfahrzeuge	Summe											
	Summen											

Berechnung der kalkulatorischen Restwerte und der kalkulatorischen Abschreibungen												
Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Faktorreihe	Tagesneuwerte [EUR]	Restwerte der AK/HK - Altanlagen - [EUR]	Restwerte der AK/HK - Neuanlagen - [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Abschreibungen zu TNW x EK-Quote [EUR]	Abschreibungen AK/HK x FK-Quote [Jahre]	Abschreibungen Neuanlagen [EUR]	Summe Abschreibungen [EUR]
Kabel 220 kV	2011											
	2007											
	2006											
	2000											
	1997											
	1996											
Kabel 220 kV	Summe											
Kabel Abnehmeranschlüsse	Summe											
Freileitungen 110-380kV	2011											
	2010											
	2009											
	2008											
	2007											
	2006											
	2005											
	2004											
	2003											
	2002											
	2001											
	2000											
	1999											
	1998											
	1997											
	1996											
	1995											
	1994											
	1993											
	1992											
	1991											
	1990											
Freileitungen 110-380kV	Summe											
Freileitungen Abnehmeranschlüsse	Summe											
Stationseinrichtungen und Hilfsa	2011											
	2010											
	2009											
	2008											
	2007											
	2006											
	2005											
	2004											
	2003											
	2002											
	2001											
	2000											
	1999											
	1998											
	1997											
	1996											
	1995											
	1994											
	1993											
	1992											
	1991											
	1990											
Stationseinrichtungen und Hilfsa	Summe											

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Faktorreihe	Tagesneuwerte [EUR]	Restwerte der AK/HK - Altanlagen - [EUR]	Restwerte der AK/HK - Neuanlagen - [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Abschreibungen zu TNW x EK-Quote [EUR]	Abschreibungen AK/HK x FK-Quote [Jahre]	Abschreibungen Neuanlagen [EUR]	Summe Abschreibungen [EUR]
Schutz-, Mess- und Überspann	2011											
	2010											
	2009											
	2008											
	2007											
	2006											
	2005											
	2004											
	2003											
	2002											
	2001											
	2000											
	1999											
	1998											
	1997											
	1996											
	1995											
	1994											
	1993											
	1992											
	1991											
	1990											
Schutz-, Mess- und Überspann	Summe											
Sonstiges	Summe											
360 / 220/110/30/10 kV-Stationen	Summe											
Hauptverleierstationen	Summe											
Kundenstationen	Summe											
Stationsgebäude	Summe											
Allgemeine Stationsrichtungen	Summe											
ortafeste Hebezeuge und Laster	Summe											
Schalteinrichtungen	Summe											
Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fern	Summe											
Zähler Messeinrichtungen, Uhr	Summe											
Fernsprecheinrichtungen	Summe											
Fahrbare Stromaggregate	Summe											
Grundstücksanlagen, Bauten für	2011											
	2010											
	2009											
	2008											
	2007											
	2006											
	2005											
	2004											
	2003											
	2002											
	2001											
	2000											
	1999											
	1998											
	1997											
	1996											
	1995											
	1994											
	1993											
	1992											
	1991											
	1990											

Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Faktorreihe	Tagesneuwerte [EUR]	Restwerte der AK/HK - Altanlagen - [EUR]	Restwerte der AK/HK - Neuanlagen - [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Abschreibungen zu TNW x EK- Quote [EUR]	Abschreibungen AK/HK x FK- Quote [Jahre]	Abschreibungen Neuanlagen [EUR]	Summe Abschreibungen [EUR]
Grundstücksanlagen, Bauten für	Summe											
Betriebsgebäude	2011											
	2010											
	2009											
	2008											
	2007											
	2006											
	2005											
	2003											
	2002											
	2001											
	2000											
	1999											
	1998											
	1997											
	1996											
	1995											
	1994											
	1993											
	1992											
	1991											
	1990											
Betriebsgebäude	Summe											
Verwaltungsgebäude	Summe											
Geschäftsausstattung (ohne ED)	2011											
	2010											
	2009											
	2008											
	2007											
	2006											
	2005											
	2004											
	2003											
	2002											
Geschäftsausstattung (ohne ED)	Summe											
Werkzeuge/ Geräte	2011											
	2010											
	2009											
	2008											
	2007											
	2006											
	2005											
	2004											
	2003											
	2002											
	2001											
	2000											
	1999											
	1998											
	1997											
Werkzeuge/ Geräte	Summe											
	2010											
	2009											
	2008											
	2007											
	2006											
	2004											

Anlagengruppe	Anschaffungs- jahr	für die Ermittlung der kalk. Abschr. verwendete AK/HK [EUR]	angewendete Nutzungsdauer [Jahre]	Faktorreihe	Tagesneuwerte [EUR]	Restwerte der AK/HK - Altanlagen - [EUR]	Restwerte der AK/HK - Neuanlagen - [EUR]	Restwerte zu TNW [EUR]	Abschreibungen zu TNW x EK- Quote [EUR]	Abschreibungen AK/HK x FK- Quote [Jahre]	Abschreibungen Neuanlagen [EUR]	Summe Abschreibungen [EUR]
	2001											
Lagereinrichtung	Summe											
Hardware	2011											
	2010											
	2009											
	2008											
Hardware	Summe											
Software	2011											
	2010											
	2009											
	2008											
	2007											
Software	Summe											
Leichtfahrzeuge	2011											
	2010											
	2007											
Leichtfahrzeuge	Summe											
Schwerfahrzeuge	2011											
	2009											
	2008											
	2007											
	2006											
	2005											
Schwerfahrzeuge	Summe											
	Summen											

50 Hertz Transmission GmbH			
Position im BAB	Kostenart	anerkannte Kosten [EUR]	davon dnbK [EUR]
1.	Aufwandsgleiche Kosten		
1.1.	Materialkosten		
1.1.a.	davon im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratslätigkeit		
1.1.b.	davon für Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen		
1.1.c.	davon für Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsang		
1.1.1.	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe		
1.1.1.1.	Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie		
1.1.1.2.	Aufwendungen für Regelenergie		
1.1.1.2.a.	davon Primärregelenergie		
1.1.1.2.b.	davon Sekundärregelenergie		
1.1.1.2.c.	davon Minutenreserve		
1.1.1.3.	Aufwendungen für strombedingte Redispatch-Maßnahmen		
1.1.1.4.	Aufwendungen für Blindstrom / Spannungshaltung		
1.1.1.5.	Aufwendungen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse		
1.1.1.6.	Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen		
1.1.1.6.a.	nach EEG (exklusive Einspeisemanagement-Maßnahmen)		
1.1.1.6.b.	nach KWKG		
1.1.1.6.c.	nach § 18 StromNEV		
1.1.1.6.d.	Einspeisemanagement-Maßnahmen		
1.1.1.7.	Betriebsverbrauch		
1.1.1.8.	Sonstiges		
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen		
1.1.2.1.	Aufwendungen für Schwarzstartfähigkeit		
1.1.2.2.	Aufwendungen für überlassene Netzinfrastruktur		
1.1.2.3.	Aufwendungen für singular genutzte Betriebsmittel		
1.1.2.4.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung		
1.1.2.5.	Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen		
1.1.2.6.	Sonstiges		
1.2.	Personalkosten		
1.2.1.	Löhne und Gehälter		
1.2.1.a.	davon im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratslätigkeit		
1.2.1.b.	davon für Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen		
1.2.1.c.	davon für Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsang		
1.2.1.d.	davon betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatzleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind		
1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung		
1.2.2.a.	davon betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez.		
1.2.2.1.	Altersversorgung		
1.2.2.2.	soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen		
1.3.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen		
1.3.1.	gegenüber verbundenen Unternehmen		
1.3.2.	gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht		
1.3.3.	gegenüber Kreditinstituten		
1.3.4.	Sonstiges		
1.4.	Sonstige Steuern		
1.5.	Sonstige betriebliche Aufwendungen		
1.5.1.	Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge		
1.5.2.	Versicherungen		
1.5.3.	Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften		
1.5.4.	Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten		
1.5.5.	Rechts- und Beratungskosten		
1.5.6.	Sponsoring, Werbung, Spenden		
1.5.7.	Reisekosten und Auslösungen		
1.5.8.	Bewirtung und Geschenke		
1.5.9.	Wartung und Instandsetzung		
1.5.10.	Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen		
1.5.11.	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV		
1.5.12.	Aufwendungen aus dem horizontalen Offshore-Ausgleich		
1.5.13.	Sonstiges		

Netzbetreiberdaten	
Netzbetreiber:	50Hertz Transmission GmbH
BNR:	██████████
NNR:	1
Verfahren:	Regelverfahren
Effizienzwert:	██████████
Basisjahr:	2011

Regulierungsdaten			
Jahr	Verbraucherpreis- gesamtindex	Produktivitäts- faktor	1 - kumulierter Verteilungsfaktor
2011	102,10		
2014	104,10	0,015	0,8
2015	106,14	0,030	0,6
2016	108,22	0,046	0,4
2017	110,34	0,061	0,2
2018	112,50	0,077	0

Berechnung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen									
Jahr	Erlösobergrenze nach § 4 ARegV	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV	Nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile	Kostenanteile aus dem Verbraucher- preisgesamtindex nach § 6 Abs. 1 ARegV	Kostenanteile aus dem generellem sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV	Volatile Kostenanteile	Saldo Regulierungskonto	Sonstiges
	$EO_t =$	$KA_{dnb,t}$	$+ (KA_{vnb,0}$	$+ (1-V_t) * KA_{b,0}$	$*(VPI_t / VPI_0$	$- PF_t)$	$+ (VK_t - VK_0)$	$+ S_t$	$+ So_t$
2014	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
2015	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
2016	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
2017	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
2018	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████

Berechnung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen in der 2. Regulierungsperiode					
Gesetzliche Grundlage	Berechnung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen		Ausgangsbasis	2014	2015
§ 6 Abs. 1 ARegV	Basisjahr		2011		
§ 22 ARegV	Anzuwendender Effizienzwert	EWa			
	Ausgangsniveau	K _{Ausgang}			
§ 4 ARegV	Erlösbergrenze	EOI			
§ 11 Abs. 2 ARegV	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	K _{Ausbl.}			
Satz 1, Nr. 1	Sonstige Kosten bzw. Erlöse				
Satz 1, Nr. 1	gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten				
§ 17 Abs. 2a EnWG	davon für den Offshore-Wälzungsmechanismus				
§ 11 EEG	davon Einspar-Maßnahmen				
Satz 1, Nr. 3	Betriebssteuern				
Satz 1, Nr. 5	Nachrüstung von Wechselrichtern nach § 10 Absatz 1 der Systemstabilitätsverordnung				
Satz 1, Nr. 6	genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV, soweit sie dem Inhalt der Genehmigung nach durchgeführt wurden sowie in der Regulierungsperiode kostenwirksam sind und die Genehmigung nicht aufgehoben worden ist				
Satz 1, Nr. 6a	Aufhebung des Abzugsbetrags nach § 23 Absatz 2a ARegV				
Satz 1, Nr. 7	Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 Satz 1 Nr. 3 und Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes, soweit diese nicht nach Nummer 6 berücksichtigt werden und soweit die Kosten bei effizientem Netzbetrieb entstehen				
Satz 1, Nr. 8	vermeidene Netzentgelte im Sinne von § 18 der StromNEV, § 35 Abs. 2 EEG und § 4 Abs. 3 KVV-G				
Satz 1, Nr. 8b	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Absatz 4 StromNEV				
Satz 1, Nr. 9	betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2008 abgeschlossen worden sind				
Satz 1, Nr. 10	im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalstatistigkeit				
Satz 1, Nr. 11	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen				
Satz 1, Nr. 13	Aufhebung von Netzanchlusskostenbeiträgen und Bilanzkostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 und 4 i. V. m. Satz 2 StromNEV				
Satz 1, Nr. 14	dem bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach § 2 Abs. 4 des Energieerzeugungsausgleichsgesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870) in der jeweils geltenden Fassung				
Satz 1, Nr. 15	finanzieller Ausgleich nach § 17d Abs. 4 EnWG				
Satz 2, Nr. 1	Erlöse aus Kompensationszahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus nach Artikel 3 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003				
Satz 2, Nr. 2	Kosten oder Erlöse aus dem Engpassmanagement nach Art. 6 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 oder nach § 15 StromNZV, soweit diese entgeltmindernd nach Artikel 6 Abs. 6 Buchstabe c der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 oder § 15 Abs. 3 S. 1 StromNZV geltend gemacht werden				
Satz 2, Nr. 3	Kosten oder Erlöse für die Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen, einschließlich lastseitige Beschaffung				

Gesetzliche Grundlage	Berechnung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen	Ausgangsbasis	2014	2015
Satz 3	Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen eines Betreibers von Stromversorgungsnetzen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
§ 11 Abs. 3 ARegV	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
§ 16 Abs. 1 i. V. m. § 34 Abs. 1b ARegV	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
§ 16 Abs. 1 i. V. m. § 34 Abs. 1b ARegV	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
§ 16 Abs. 2 ARegV	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen nach	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
§ 11 Abs. 4 ARegV	Beeinflussbarer Kostenanteil	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	Nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
§ 16 Abs. 2 ARegV	Abgebaute beeinflussbare Kostenanteile	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
§ 8 ARegV	Verbraucherpreisgesamtindex des laufenden Jahres	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
§ 5 Abs. 1 ARegV	Verbraucherpreisgesamtindex des Basisjahres	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
§ 9 ARegV	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	Jährliche Kostenanteile "nb" + "b" mit VPI und PF	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	Volatile Kostenanteile	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	Volatile Kostenanteile	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
§ 5 Abs. 4 ARegV	Saldo des Regulierungskontos	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
§ 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV	Nicht zumutbare Härte	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	Sonstiges	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	§ 26 Abs. 2 ARegV	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Gesetzliche Grundlage		Berechnung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen	2016	2017	2018
§ 6 Abs. 1 ARegV	Basisjahr				
§ 22 ARegV	Anzuwendender Effizienzwert	EWa			
	Ausgangswert	KA _{ges}			
§ 4 ARegV	Erlösobergrenze	EOt			
§ 11 Abs. 2 ARegV	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	KA _{dnb.1}			
	Summe Kosten bzw. Erlöse				
Satz 1, Nr. 1	gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten				
§ 17 Abs. 2a EnWG	davon für den Offshore-Wälzungsmechanismus				
§ 11 EEG	davon Einspar-Maßnahmen				
Satz 1, Nr. 3	Betriebsstauern				
Satz 1, Nr. 5	Nastrüstung von Wechselschaltern nach § 10 Absatz 1 der Systemstabilitätsverordnung				
Satz 1, Nr. 6	genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV, soweit sie dem Inhalt der Genehmigung nach durchgeführt wurden sowie in der Regulierungsperiode kostenwirksam sind und die Genehmigung nicht aufgehoben worden ist				
Satz 1, Nr. 6a	Auflösung des Abzugsbetrags nach § 23 Absatz 2a ARegV				
Satz 1, Nr. 7	Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 Satz 1 Nr. 3 und Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes, soweit diese nicht nach Nummer 6 berücksichtigt werden und soweit die Kosten bei effizientem Netzbetrieb entstehen				
Satz 1, Nr. 8	vermeidene Netzentgelte im Sinne von § 18 der StromNEV, § 35 Abs. 2 EEG und § 4 Abs. 3 KWKG				
Satz 1, Nr. 8b	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Absatz 4 StromNEV				
Satz 1, Nr. 9	betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnsatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dezember 2006 abgeschlossen worden sind				
Satz 1, Nr. 10	im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalrätstätigkeit				
Satz 1, Nr. 11	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Betriebskinderkrippen für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen				
Satz 1, Nr. 13	Auflösung von Netzanchlusskostenbeträgen und Baukostenzuschüssen nach § 5 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 und 4 i. V. m. Satz 2 StromNEV				
Satz 1, Nr. 14	dem bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach § 2 Abs. 4 des Energieerzeugungsausgleichsgesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870) in der jeweils geltenden Fassung				
Satz 1, Nr. 15	finanzieller Ausgleich nach § 17d Abs. 4 EnWG				
Satz 2, Nr. 1	Erlöse aus Kompensationszahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus nach Artikel 3 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003				
Satz 2, Nr. 2	Kosten oder Erlöse aus dem Engpassmanagement nach Art. 6 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 oder nach § 15 StromNEV, soweit diese entgeltmindernd nach Artikel 6 Abs. 6 Buchstabe c der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 oder § 15 Abs. 3 S. 1 StromNEV geltend gemacht werden				
Satz 2, Nr. 3	Kosten oder Erlöse für die Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen, einschließlich lastabhängige Beschaffung				

Gesetzliche Grundlage	Berechnung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen		2016	2017	2018
Satz 3	Kosten oder Erlöse aus Maßnahmen eines Betreibers von Stromversorgungsnetzen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen				
§ 11 Abs. 3 ARegV	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile	+ (KAvnb,0)			
§ 16 Abs. 1 i.V.m § 34 Abs. 1b ARegV	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen	+ (1 - Vt)			
§ 16 Abs. 1 i.V.m § 34 Abs. 1b ARegV	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen	V			
§ 16 Abs. 2 ARegV	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen nach	Vt, individuell			
§ 11 Abs. 4 ARegV	Beeinflussbarer Kostenanteil	* KAb,0)			
	Nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile	(1 - Vt) x KAb,0			
§ 16 Abs. 2 ARegV	Abgebaute beeinflussbare Kostenanteile	Vt x KAb,0			
§ 8 ARegV	Verbraucherpreisgesamtindex des laufenden Jahres	* (VPIt)			
§ 5 Abs. 1 ARegV	Verbraucherpreisgesamtindex des Bezugsjahres	/ VPI0)			
§ 9 ARegV	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	- PFt			
	Jährliche Kostenanteile "vnb" + "b" mit VPI und PF				
	Volatile Kostenanteile	+ (VKv)			
	Volatile Kostenanteile	(VK0)			
§ 5 Abs. 4 ARegV	Saldo des Regulierungskontos	+ St			
§ 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV	Nicht zumutbare Härte	+ NZHt			
	Sonstiges	+ Sot			
	§ 26 Abs. 2 ARegV				

**Berechnung der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der
zweiten Regulierungsperiode zum Ausgleich des Regulierungskontosaldos
im Regelverfahren**

Inhaltsverzeichnis

1.	Vorbemerkungen	2
2.	Positionen im Regulierungskonto.....	2
2.1.	Differenz zwischen zulässigen Erlösen und erzielbaren Erlösen	3
2.1.1.	Zulässige Erlöse.....	3
2.1.1.1.	Zulässige Erlöse 2009	3
2.1.1.2.	Zulässige Erlöse 2010	4
2.1.1.3.	Zulässige Erlöse 2011	6
2.1.1.4.	Zulässige Erlöse 2012	7
2.1.2.	Erzielbare Erlöse	8
3.	Ausgleich des Regulierungskontosaldos der ersten Regulierungsperiode	10
3.1.	Bestimmung des Regulierungskontosaldos zum 31.12.2012	10
3.2.	Bestimmung der Bemessungsgrundlage für die Berechnung der Zu- und Abschläge.....	11
3.2.1.	Mehr –oder Mindererlöse im Jahre 2011	12
3.2.2.	Mehr –oder Mindererlöse im Jahre 2012	12
3.3.	Berechnung der Zu- und Abschläge	12

1. Vorbemerkungen

Zur Ermittlung der Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode sind gemäß §§ 5 Abs. 4, 34 Abs. 2 ARegV Zu- bzw. Abschläge zu ermitteln, die sich aus dem Saldo des Regulierungskontos zum 31.12.2012 ergeben und diesen ausgleichen. Die Zu- und Abschläge sind gemäß § 5 Abs. 4 S. 3 und Abs. 2 S. 3 ARegV zu verzinsen.

Für die Berechnung der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode wird zunächst der Saldo zum 31.12.2012 ermittelt. Dieser wird sodann um ein Jahr aufgezinst, um zu berücksichtigen, dass die Auflösung des Regulierungskontosaldos erst am 01.01.2014 beginnt.

Der Ausgleich des aufgezinsten Saldos zum 31.12.2012 erfolgt in 5 gleichmäßigen jährlichen Raten ab dem 01.01.2014. Zusätzlich erfolgt eine Verzinsung des im jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Saldos nach § 5 Abs. 2 ARegV. Der Zinssatz für die Aufzinsung im Jahr 2013 und den gesamten Auflösungszeitraum entspricht dem 10-jährigen Durchschnitt der von der Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen "festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten" der Kalenderjahre 2003 bis 2012 in Höhe von 3,25 %.

2. Positionen im Regulierungskonto

Die einzelnen Positionen im Regulierungskonto ergeben sich aus § 5 Abs. 1 ARegV. Für den Strombereich sind dies im Einzelnen:

1. die Differenz zwischen den nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklungen erzielbaren Erlösen (§ 5 Abs. 1 S. 1 ARegV),
2. die Differenz zwischen den tatsächlich entstandenen Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6, 8 und 15 ARegV und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen (§ 5 Abs. 1 S. 2 ARegV i. m. V. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6, 8 und 15 ARegV) sowie
3. die Differenz zwischen den bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen, soweit diese Differenz durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer, bei denen Messstellenbetrieb oder Messung durch den Netzbetreiber durchgeführt wird, oder durch Maßnahmen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG sowie nach § 18b StromNZV verursacht wird (§ 5 Abs. 1 S. 3 ARegV).

Gemäß § 34 Abs. 2 ARegV wird der Regulierungskontosaldo abweichend von § 5 Abs. 4 ARegV für die ersten vier Jahre der ersten Regulierungsperiode ermittelt. Die jeweils in den Jahren 2009, 2010, 2011 und 2012 entstandenen Differenzen sind den Anlagen zu entnehmen.

2.1. Differenz zwischen zulässigen Erlösen und erzielbaren Erlösen

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV ist die Differenz der zulässigen Erlöse und der vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlöse im Regulierungskonto zu erfassen.

2.1.1. Zulässige Erlöse

Die zulässigen Erlöse bestimmen sich gemäß § 4 ARegV. Dabei ist die gemäß § 4 Abs. 1 und 2 ARegV bestimmte Erlösobergrenze nach Maßgabe von § 4 Abs. 3 bis 5 ARegV jeweils zum 01. Januar eines Kalenderjahres vom Netzbetreiber anzupassen. Dies umfasst die zulässige Anpassung der jeweiligen kalenderjährlichen Erlösobergrenze in Folge von:

- Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV),
- Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 8, 8b bis 11 und 12a bis 15 ARegV sowie § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV)

Weiterhin können Anpassungen aufgrund von Mehr- und Mindererlösen nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV (Periodenübergreifende Saldierung) sowie einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV in analoger Anwendung erfolgen.

Zudem können jeweils auf Antrag des Netzbetreibers gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 und 2 ARegV Anpassungen der Erlösobergrenze in Folge von beschiedenen Anträgen

- nach Maßgabe des § 10 ARegV (für ÜNB nicht relevant) und
- einer nicht zumutbaren Härte (Härtefall)

gewährt werden.

2.1.1.1. Zulässige Erlöse 2009

Die Beschlusskammer hat mit Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG vom 17.03.2009 (BK8-08/450-11) eine kalenderjährliche Erlösobergrenze für das Jahr 2009 festgelegt. Eine detaillierte Aufgliederung der Erlösobergrenze findet sich in Anlage 1 der genannten Erlösobergrenzenfestlegung. In der Anlage 3 zu diesem Dokument wird die festgelegte Erlösobergrenze des Jahres 2009 den diesbezüglichen Angaben des Netzbetreibers gegenübergestellt. Eine Anpassung der Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 ARegV erfolgte in der ersten Regulierungsperiode nach § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV i. V. m. § 34 Abs. 4 S. 2 ARegV erstmalig zum 01.01.2010 (§ 4 Abs. 2 S. 2 ARegV).

Anlage SR: Saldo Regulierungskonto 2009 bis 2012

Mehr- und Mindererlöse nach § 34 Abs. 1 i. V. m. § 11 StromNEV der Jahre 2006 und 2007 wurden bereits bei der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen der ersten Regulierungsperiode berücksichtigt und sind damit in den ausgewiesenen festgelegten Erlösbergrenzen enthalten.

Sofern Anpassungen aufgrund einer Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV in analoger Anwendung stattgefunden haben, sind diese erst ab dem Jahr 2010 relevant.

Damit ist hinsichtlich der zulässigen Erlöse des Jahres 2009 auf die von der Beschlusskammer festgelegte kalenderjährliche Erlösbergrenze des Jahres 2009 abzustellen.

2.1.1.2. Zulässige Erlöse 2010

Die gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG festgelegte Erlösbergrenze für das Jahr 2010 findet sich in Anlage 3 und wird dem entsprechenden Wert des Netzbetreibers gegenübergestellt.

Die aus Sicht der Beschlusskammer korrekt angepasste Erlösbergrenze wird in Anlage 3 der vom Netzbetreiber angepassten Erlösbergrenze gegenübergestellt. Die ggf. ermittelten Differenzen in den Einzelbestandteilen der Erlösbergrenze gegenüber dem Ansatz des Netzbetreibers ergeben sich ebenfalls aus Anlage 3.

2.1.1.2.1. Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV)

Hinsichtlich der Anpassung der Erlösbergrenze für das Kalenderjahr 2010 ist die Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zu berücksichtigen. Hierfür ist der Verbrauchergesamtindex in Höhe von 106,60 zu verwenden.

2.1.1.2.2. Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 8, 8b bis 15 ARegV sowie § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV)

Bei einer Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 8, 8b bis 11 und 12a bis 15, S. 2 ARegV ist die festgelegte kalenderjährliche Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV jeweils zum 01.01. eines Kalenderjahres anzupassen.

Im Rahmen seiner Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 1 ARegV hat der Netzbetreiber der Beschlusskammer für das Kalenderjahr 2010 Angaben hinsichtlich der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 ARegV sowie der den jeweiligen Anpassungen zugrunde liegenden Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV übermittelt.

Folgende Anpassungen des Netzbetreibers zum 01.01.2010 waren aus Sicht der Beschlusskammer zu korrigieren:

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

2.1.1.3. Zulässige Erlöse 2011

Die gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG festgelegte Erlösobergrenze für das Jahr 2011 findet sich in Anlage 3 und wird dem entsprechenden Wert des Netzbetreibers gegenübergestellt.

Die aus Sicht der Beschlusskammer korrekt angepasste Erlösobergrenze wird in Anlage 3 der vom Netzbetreiber angepassten Erlösobergrenze gegenübergestellt. Die ggf. ermittelten Differenzen in den Einzelbestandteilen der Erlösobergrenze gegenüber dem Ansatz des Netzbetreibers ergeben sich ebenfalls aus Anlage 3.

2.1.1.3.1. Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV)

Hinsichtlich der Anpassung der Erlösobergrenze für das Kalenderjahr 2011 ist die Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zu berücksichtigen. Hierfür ist der Verbrauchergesamtpreisindex in Höhe von 107,00 zu verwenden.

2.1.1.3.2. Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 8, 8b bis 15 ARegV sowie § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV)

Bei einer Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 8, 8b bis 11 und 12a bis 15, S. 2 ARegV ist die festgelegte kalenderjährliche Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV jeweils zum 01.01. eines Kalenderjahres anzupassen.

Im Rahmen seiner Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 1 ARegV hat der Netzbetreiber der Beschlusskammer für das Kalenderjahr 2011 Angaben hinsichtlich der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 3 ARegV sowie der den jeweiligen Anpassungen zugrunde liegenden Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV übermittelt.

Folgende Anpassungen des Netzbetreibers zum 01.01.2011 waren aus Sicht der Beschlusskammer zu korrigieren:

- [REDACTED]

- [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
 - [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
 - [REDACTED]
[REDACTED]
- [REDACTED]

2.1.1.4. Zulässige Erlöse 2012

Die gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG festgelegte Erlösobergrenze für das Jahr 2012 findet sich in Anlage 3 und wird dem entsprechenden Wert des Netzbetreibers gegenübergestellt.

Die aus Sicht der Beschlusskammer korrekt angepasste Erlösobergrenze wird in Anlage 3 der vom Netzbetreiber angepassten Erlösobergrenze gegenübergestellt. Die ggf. ermittelten Differenzen in den Einzelbestandteilen der Erlösobergrenze gegenüber dem Ansatz des Netzbetreibers ergeben sich ebenfalls aus Anlage 3.

2.1.1.4.1. Änderungen des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV)

Hinsichtlich der Anpassung der Erlösobergrenze für das Kalenderjahr 2012 ist die Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV zu berücksichtigen. Hierfür ist der Verbrauchergesamtpreisindex in Höhe von 108,20 zu verwenden.

2.1.1.4.2. Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 8, 8b bis 15 ARegV sowie § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV (§ 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV)

Bei einer Änderung von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 8, 8b bis 11 und 12a bis 15, S. 2 ARegV ist die festgelegte kalenderjährliche Er-

Anlage SR: Saldo Regulierungskonto 2009 bis 2012

lösobegrenze gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV jeweils zum 01.01. eines Kalenderjahres anzupassen.

Im Rahmen seiner Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 1 ARegV hat der Netzbetreiber der Beschlusskammer für das Kalenderjahr 2011 Angaben hinsichtlich der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobegrenzen nach § 4 Abs. 3 ARegV sowie der den jeweiligen Anpassungen zugrunde liegenden Änderungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV übermittelt.

Folgende Anpassungen des Netzbetreibers zum 01.01.2012 waren aus Sicht der Beschlusskammer zu korrigieren:

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

[REDACTED]

2.1.2. Erzielbare Erlöse

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV ist die Differenz zwischen den nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenent-

Anlage SR: Saldo Regulierungskonto 2009 bis 2012

wicklung erzielbaren Erlösen im Regulierungskonto zu erfassen. Die erzielbaren Erlöse ermitteln sich als Produkt der tatsächlich im jeweiligen Jahr durchgeleiteten Absatzmengen und Leistungswerten und den zuvor im Rahmen der Verprobungsrechnung gemäß § 20 StromNEV ermittelten Entgelten. Die erzielbaren Erlöse ergeben sich aus dem Produkt der tatsächlich physikalisch durchgeleiteten Mengen und den in Anspruch genommenen Leistungen und den vom Netzbetreiber jeweils angesetzten Preis, unabhängig davon, ob Forderungen uneinbringlich waren.

Folgende Korrekturen sind aus Sicht der Beschlusskammer vorzunehmen:

Erzielbare Erlöse 2009

[REDACTED]

Erzielbare Erlöse 2010

- Keine Korrekturen -

Erzielbare Erlöse 2011

[REDACTED]

Erzielbare Erlöse 2012

[REDACTED]

3. Ausgleich des Regulierungskontosaldos der ersten Regulierungsperiode

3.1. Bestimmung des Regulierungskontosaldos zum 31.12.2012

Der Gesamtsaldo des Regulierungskontos zum 31.12.2012 wird durch die kalenderjährlichen Einzelbeträge für die Jahre 2009 bis 2012 hinsichtlich

- der Abweichung zwischen zulässigen und erzielbaren Erlösen gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV,
- der Abweichung zwischen den tatsächlichen Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6, 8 und 15 ARegV und den in der kalenderjährlichen Erlösobergrenze enthaltenen Ansätzen gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV sowie
- der veränderten Kosten aus Messstellenbetrieb oder Messung im Sinne des § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV

bestimmt. Diese Differenzbeträge werden gemäß § 5 Abs. 2 ARegV verzinst.

Der jeweiligen Anlage 2 sind die unverzinsten Differenzen der Jahre 2009 bis 2012 zu entnehmen.

Die Verzinsung erfolgt gemäß § 5 Abs. 2 ARegV auf Grundlage des jeweils jährlich durchschnittlich gebundenen Betrags. Dieser ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Der anzuwendende Zinssatz entspricht dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Für das Jahr 2009 beträgt der Zinssatz 4,09 %, für das Jahr 2010 3,80 %, für das Jahr 2011 3,58 % und für das Jahr 2012 3,25 %.

Der Endbestand des Regulierungskontos zum 31.12.2012 ergibt sich aus den Differenzen der Jahre 2009, 2010, 2011 und 2012, die gemäß § 5 Abs. 2 ARegV zu verzinsen sind. Der Anlage 2 ist für die Jahre 2009 bis 2012 der Vorjahressaldo, der Gesamtsaldo vor Verzinsung, die Höhe der Verzinsung sowie der jeweilige Gesamtsaldo nach Verzinsung zum 31.12. für das entsprechende Jahr zu entnehmen. Der Gesamtsaldo des Regulierungskontos zum 31.12.2012 kann ebenfalls der Anlage 2 entnommen werden.

3.2. Bestimmung der Bemessungsgrundlage für die Berechnung der Zu- und Abschläge

Grundlage für die Bestimmung der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode ist der Regulierungskontosaldo zum 31.12.2012. Dieser ist für das Jahr 2013 aufzuzinsen, da die Auflösung des Regulierungskontosaldos erst im Jahre 2014 beginnt. Die Beschlusskammer hat Beträge, die gemäß § 5 Abs. 3 ARegV in den Jahren 2013 und 2014 zu Entgeltanpassungen geführt haben, bei der Ermittlung der Zu- und Abschläge zu berücksichtigen.

Gemäß § 5 Abs. 3 S. 1 ARegV ist der Netzbetreiber verpflichtet, im Folgejahr seine Netzentgelte nach Maßgabe des § 17 ARegV anzupassen, soweit die tatsächlich erzielbaren Erlöse die nach § 4 ARegV zulässigen Erlöse des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres um mehr als 5 % überschreiten. Bleiben die erzielbaren Erlöse hingegen um mehr als 5 % hinter den nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres zurück, so besteht ein Wahlrecht für den Netzbetreiber, seine Entgelte nach § 17 ARegV anzupassen.

Erzielt der Netzbetreiber somit Mehrerlöse in 2009 oder 2010, die 5 % der zulässigen Erlöse übersteigen, sind seine Netzentgelte zum 01.01.2011 bzw. zum 01.01.2012 zu senken. Die durch die Netzentgeltanpassung entstandenen Mindererlöse im Jahr 2011 oder 2012 gehen in den Saldo zum 31.12.2011 bzw. zum 31.12.2012 ein.

Anders ist die Situation bei Mehrerlösen, die im Jahr 2011 oder 2012 die 5%-Schwelle unter bzw. überschreiten. Die Anpassung der Netzentgelte erfolgt gemäß § 5 Abs. 3 ARegV zum 01.01.2013 bzw. zum 01.01.2014 und hätte somit keine Auswirkungen auf den Regulierungskontosaldo zum 31.12.2012. Die Berechnung der Zu- und Abschläge erfolgt somit auf einer Bemessungsgrundlage, in der die Anpassungsbeträge nicht enthalten sind. Da diese Beträge im Saldo verbleiben, würden sie bei der Bestimmung der Zu- und Abschläge mitberücksichtigt und damit als Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode verteilt. Es käme dadurch zu einer doppelten Rückzahlung der Mehrerlöse durch den Netzbetreiber. Die hierdurch entstandenen Mindererlöse würden verzinst erst in der dritten Regulierungsperiode ausgeglichen.

Um dieses unverhältnismäßige Ergebnis zu vermeiden, hat die Beschlusskammer dem Netzbetreiber die Möglichkeit eingeräumt, von der von der Beschlusskammer 9 (Netzentgelte Gas) bereits praktizierten sogenannten „optionalen Sonderlösung“ Gebrauch zu machen. Diese sieht vor, dass Mehrerlöse, die in den Jahren 2011 und/oder 2012 entstanden sind und zu einer Anpassung der Entgelte in den Jahren 2013 und/oder 2014 geführt haben, bei der Ermittlung der Zu- und Abschläge berücksichtigt werden.

3.2.1. [REDACTED]

[REDACTED]

3.2.2. [REDACTED]

[REDACTED]

3.3. Berechnung der Zu- und Abschläge

Die Ermittlung der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der Jahre 2014 bis 2018 erfolgt in 5 gleichmäßigen Raten zuzüglich der jährlichen Verzinsung der jeweiligen durchschnittlichen Kapitalbindung.

Der dabei anzuwendende Zinssatz beträgt konstant 3,25 %, was dem 10-jährigen Durchschnitt der Umlaufrenditen "festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten" der Jahre 2002 bis 2012 entspricht.

Entsprechend der oben dargestellten Ausführungen ergeben sich die in Anlage A5 aufgeführten Zu- und Abschläge für das Regulierungskonto für die Jahre 2014 bis 2018.

[REDACTED]

Strom - Regulierungskonto 2009

- Übersicht über alle Teilnetze -

Netzbetreiber:	50Hertz Transmission
Aktenzeichen der BNetzA:	BK8-09/0450-01
Betriebsnummer:	10000450

Anpassung der Netzentgelte gem. § 5 Abs. 3 ARegV (Differenzen des Jahres 2009)

Nach § 4 ARegV zulässige Erlöse des Jahres 2009	██████████	Anpassung der Netzentgelte gem. § 5 Abs. 3 ARegV zum 01.01.2011	██████████	Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung für alle Netze	
Gesamte Differenz (unverzinst) des Jahres 2009	██████████	Für das Jahr 2009 anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV	██████		2009
Anteil der Differenz an der Erlösobergrenze in %	████	Anpassung der zu verprobenden Erlöse des Jahres 2011 für alle Netze	██████		██████████

Netznummer	Nach § 4 ARegV des Jahres 2009 zulässige Erlöse	Vorjahressaldo (Jahresanfangsbestand)	Gesamtsaldo Regulierungskonto vor Verzinsung (Jahresendbestand)	Anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV	Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand	Verzinsung des Saldos	Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung je Netz
1	██████████	██████	██████████	██████	██████████	██████████	██████████

Strom - Regulierungskonto**- 1. Regulierungsperiode**

Firma des Stromnetzbetreibers	50Hertz Transmission
Rechtsform	GmbH
Betriebsnummer	10000450
Netznummer	1

		Beschreibung	Rechtsgrundlage	Inhalt	2009
1	1a	Erlösobergrenze (EOG) gemäß § 4 ARegV	§ 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV	nach § 4 ARegV zulässige Erlöse	██████████
	1b			erzielbare Erlöse	██████████
	1a - 1b			Differenz aus 1a und 1b	██████████
2	2a	Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 ARegV	§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten	██████████
	2b			in EOG enthaltene Ansätze	██████████
	2a - 2b			Differenz aus 2a und 2b	██████████
3	3a	Vermiedene Netzentgelte im Sinne von §18 StromNEV, § 35 Abs. 2 des EEG und § 4 Abs. 3 des KWKG	§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten	██████████
	3b			in EOG enthaltene Ansätze	██████████
	3a - 3b			Differenz aus 3a und 3b	██████████
4	4	Kostenveränderung Messung / Messtellenbetrieb inkl. Maßnahmen gem. § 21b EnWG	§ 5 Abs. 1 Satz 3 ARegV	bei effizienter Leistungserbringung entstehende Kostenveränderung	██████████

Saldo aus Einzeldifferenzen	██████████
Vorjahressaldo (Jahresanfangsbestand)	██████████
Gesamtsaldo Regulierungskonto vor Verzinsung (Jahresendbestand)	██████████
Anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV	██████████
Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand	██████████
Verzinsung des Saldos	██████████
Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung	██████████

Erlösobergrenze (nach § 4 ARegV zulässige Erlöse)	██████████
Gesamte Jahresdifferenz (unverzinst)	██████████
Anteil der Differenz an der festgelegte Erlösobergrenze in %	██████████

Daten zur Berechnung des Differenzbetrages gem. § 5 Abs. 1 ARegV des Jahres 2009

		Angaben des Netzbetreibers	Angesetzte Werte Bundesnetz- agentur	Abweichungen zu angesetzten Werten
Kalkulationsperiode 2009				
1	Erlösobergrenze gemäß § 4 ARegV	nach § 4 ARegV zulässige Erlöse	██████████	██████████
		erzielbare Erlöse	██████████	██████████
2	Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten	██████████	██████████
		in EOG enthaltene Ansätze	██████████	██████████
3	Vermiedene Netzentgelte im Sinne von §18 StromNEV, § 35 Abs. 2 des EEG und § 4 Abs. 3 des KWKG	tatsächlich entstandene Kosten	██████████	██████████
		in EOG enthaltene Ansätze	██████████	██████████
4	Kostenveränderung Messung / Messtellenbetrieb inkl. Maßnahmen gem. § 21b EnWG	bei effizienter Leistungserbringung entstehende Kostenveränderung	██████████	██████████

Strom - Regulierungskonto 2010

- Übersicht über alle Teilnetze -

Netzbetreiber:	50Hertz Transmission
Aktenzeichen der BNetzA:	BK8-09/0450-01
Betriebsnummer:	10000450

Anpassung der Netzentgelte gem. § 5 Abs. 3 ARegV (Differenzen des Jahres 2010)

Nach § 4 ARegV zulässige Erlöse des Jahres 2010	██████████	Anpassung der Netzentgelte gem. § 5 Abs. 3 ARegV zum 01.01.2012	██████████	Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung für alle Netze	
Gesamte Differenz (unverzinst) des Jahres 2010	██████████	Für das Jahr 2010 anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV	██████		2010
Anteil der Differenz an der Erlösobergrenze in %	██████	Anpassung der zu verprobenden Erlöse des Jahres 2012 für alle Netze	██████████		██████████

Netznummer	Nach § 4 ARegV zulässige Erlöse des Jahres 2010	Vorjahressaldo (Jahresanfangsbestand)	Gesamtsaldo Regulierungskonto vor Verzinsung (Jahresendbestand)	Anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV	Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand	Verzinsung des Saldos	Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung je Netz
1	██████████	██████████	██████████	██████	██████████	██████████	██████████

Strom - Regulierungskonto

- 1. Regulierungsperiode

Firma des Stromnetzbetreibers	50Hertz Transmission
Rechtsform	GmbH
Betriebsnummer	10000450
Netznummer	1

Beschreibung		Rechtsgrundlage	Inhalt	2009	2010
1	1a	§ 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV	nach § 4 ARegV zulässige Erlöse		
	1b		erzielbare Erlöse		
1a - 1b Differenz aus 1a und 1b					
2	2a	§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten		
	2b		in EOG enthaltene Ansätze		
2a - 2b Differenz aus 2a und 2b					
3	3a	§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten		
	3b		in EOG enthaltene Ansätze		
3a - 3b Differenz aus 3a und 3b					
4	4	§ 5 Abs. 1 Satz 3 ARegV	bei effizienter Leistungserbringung entstehende Kostenveränderung		

Saldo aus Einzeldifferenzen		
Vorjahressaldo (Jahresanfangsbestand)		
Gesamtsaldo Regulierungskonto vor Verzinsung (Jahresendbestand)		
Anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV		
Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand		
Verzinsung des Saldos		
Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung		€

Erlösobergrenze (nach § 4 ARegV zulässige Erlöse)		
Gesamte Jahresdifferenz (unverzinst)		
Anteil der Differenz an der festgelegte Erlösobergrenze in %		

Daten zur Berechnung des Differenzbetrages gem. § 5 Abs. 1 ARegV des Jahres 2010

Kalkulationsperiode 2010		Angaben des Netzbetreibers	Angesetzte Werte Bundesnetz- agentur	Abweichungen zu angesetzten Werten
1	Erlösobergrenze gemäß § 4 ARegV	nach § 4 ARegV zulässige Erlöse	██████████	██████████
		erzielbare Erlöse	██████████	██████████
2	Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten	██████████	██████████
		in EOG enthaltene Ansätze	██████████	██████████
3	Vermiedene Netzentgelte im Sinne von §18 StromNEV, § 35 Abs. 2 des EEG und § 4 Abs. 3 des KWK-G	tatsächlich entstandene Kosten	██████████	██████████
		in EOG enthaltene Ansätze	██████████	██████████
4	Kostenveränderung Messung / Messtellenbetrieb inkl. Maßnahmen gem. § 21b EnWG	bei effizienter Leistungserbringung entstehende Kostenveränderung	██████████	██████████

Strom - Regulierungskonto 2011

- Übersicht über alle Teilnetze -

Netzbetreiber:	50Hertz Transmission
Aktenzeichen der BNetzA:	BK8-09/0450-01
Betriebsnummer:	10000450

Anpassung der Netzentgelte gem. § 5 Abs. 3 ARegV (Differenzen des Jahres 2011)

Nach § 4 ARegV zulässige Erlöse des Jahres 2011	██████████	Anpassung der Netzentgelte gem. § 5 Abs. 3 ARegV zum 01.01.2013	██████████	Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung für alle Netze	
Gesamte Differenz (unverzinst) des Jahres 2011	██████████	Für das Jahr 2011 anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV	██████		2011
Anteil der Differenz an der Erlösobergrenze in %	██████	Anpassung der zu verprobenden Erlöse des Jahres 2013 für alle Netze	██████		██████████

Netznummer	Nach § 4 ARegV zulässige Erlöse des Jahres 2011	Vorjahressaldo (Jahresanfangsbestand)	Gesamtsaldo Regulierungskonto vor Verzinsung (Jahresendbestand)	Anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV	Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand	Verzinsung des Saldos	Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung je Netz
1	██████████	██████████	██████████	██████	██████████	██████████	██████████

Strom - Regulierungskonto**- 1. Regulierungsperiode**

Firma des Stromnetzbetreibers	50Hertz Transmission
Rechtsform	GmbH
Betriebsnummer	10000450
Netznummer	1

Beschreibung		Rechtsgrundlage	Inhalt	2009	2010	2011
1	1a	§ 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV	nach § 4 ARegV zulässige Erlöse	■	■	■
	1b		erzielbare Erlöse	■	■	■
	1a - 1b		Differenz aus 1a und 1b	■	■	■
2	2a	§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten	■	■	■
	2b		in EOG enthaltene Ansätze	■	■	■
	2a - 2b		Differenz aus 2a und 2b	■	■	■
3	3a	§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten	■	■	■
	3b		in EOG enthaltene Ansätze	■	■	■
	3a - 3b		Differenz aus 3a und 3b	■	■	■
4	4	§ 5 Abs. 1 Satz 3 ARegV	bei effizienter Leistungserbringung entstehende Kostenveränderung	■	■	■

Saldo aus Einzeldifferenzen	■	■	■
Vorjahressaldo (Jahresanfangsbestand)	■	■	■
Gesamtsaldo Regulierungskonto vor Verzinsung (Jahresendbestand)	■	■	■
Anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV	■	■	■
Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand	■	■	■
Verzinsung des Saldos	■	■	■
Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung	■	■	■

Erlösobergrenze (nach § 4 ARegV zulässige Erlöse)	■	■	■
Gesamte Jahresdifferenz (unverzinst)	■	■	■
Anteil der Differenz an der festgelegte Erlösobergrenze in %	■	■	■

Daten zur Berechnung des Differenzbetrages gem. § 5 Abs. 1 ARegV des Jahres 2011

Kalkulationsperiode 2011		Angaben des Netzbetreibers	Angesetzte Werte Bundesnetz- agentur	Abweichungen zu angesetzten Werten
1	Erlösobergrenze gemäß § 4 ARegV	nach § 4 ARegV zulässige Erlöse	■	■
		erzielbare Erlöse	■	■
2	Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten	■	■
		in EOG enthaltene Ansätze	■	■
3	Vermiedene Netzentgelte im Sinne von §18 StromNEV, § 35 Abs. 2 des EEG und § 4 Abs. 3 des KWK-G	tatsächlich entstandene Kosten	■	■
		in EOG enthaltene Ansätze	■	■
4	Kostenveränderung Messung / Messtellenbetrieb inkl. Maßnahmen gem. § 21b EnWG	bei effizienter Leistungserbringung entstehende Kostenveränderung	■	■

Strom - Regulierungskonto 2012

- Übersicht über alle Teilnetze -

Netzbetreiber:	50Hertz Transmission
Aktenzeichen der BNetzA:	BK8-09/0450-01
Betriebsnummer:	10000450

Anpassung der Netzentgelte gem. § 5 Abs. 3 ARegV (Differenzen des Jahres 2012)

Nach § 4 ARegV zulässige Erlöse des Jahres 2012	██████████	Anpassung der Netzentgelte gem. § 5 Abs. 3 ARegV zum 01.01.2014	██████████	Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung für alle Netze	
Gesamte Differenz (unverzinst) des Jahres 2012	██████████	Für das Jahr 2012 anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV	██████		2012
Anteil der Differenz an der Erlösobergrenze in %	██████	Maximale Anpassung der zu verproben- den Erlöse des Jahres 2014 für alle Netze	██████████		██████████

Netz- nummer	Nach § 4 ARegV zulässige Erlöse des Jahres 2012	Vorjahressaldo (Jahresanfangs- bestand)	Gesamtsaldo Regulierungskonto vor Verzinsung (Jahresendbestand)	Anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV	Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand	Verzinsung des Saldos	Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung je Netz
1	██████████	██████████	██████████	██████	██████████	██████████	██████████

Strom - Regulierungskonto

- 1. Regulierungsperiode

Firma des Stromnetzbetreibers	50Hertz Transmission
Rechtsform	GmbH
Betriebsnummer	10000450
Netznummer	1

Beschreibung		Rechtsgrundlage	Inhalt	2009	2010	2011	2012
1	1a	§ 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV	nach § 4 ARegV zulässige Erlöse				
	1b		erzielbare Erlöse				
1a - 1b Differenz aus 1a und 1b							
2	2a	§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten				
	2b		in EOG enthaltene Ansätze				
2a - 2b Differenz aus 2a und 2b							
3	3a	§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten				
	3b		in EOG enthaltene Ansätze				
3a - 3b Differenz aus 3a und 3b							
4	4	§ 5 Abs. 1 Satz 3 ARegV	bei effizienter Leistungserbringung entstehende Kostenveränderung				

Saldo aus Einzeldifferenzen				
Vorjahressaldo (Jahresanfangsbestand)				
Gesamtsaldo Regulierungskonto vor Verzinsung (Jahresendbestand)				
Anzuwendender Zinssatz gemäß § 5 Abs. 2 ARegV				
Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand				
Verzinsung des Saldos				
Gesamtsaldo Regulierungskonto nach Verzinsung				

Erlösobergrenze (nach § 4 ARegV zulässige Erlöse)				
Gesamte Jahresdifferenz (unverzinst)				
Anteil der Differenz an der festgelegte Erlösobergrenze in %				

Daten zur Berechnung des Differenzbetrages gem. § 5 Abs. 1 ARegV des Jahres 2012

Kalkulationsperiode 2012		Angaben des Netzbetreibers	Angesetzte Werte Bundesnetz- agentur	Abweichungen zu angesetzten Werten
1	Erlösobergrenze gemäß § 4 ARegV	nach § 4 ARegV zulässige Erlöse	■	■
		erzielbare Erlöse	■	■
2	Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 ARegV	tatsächlich entstandene Kosten	■	■
		in EOG enthaltene Ansätze	■	■
3	Vermiedene Netzentgelte im Sinne von §18 StromNEV, § 35 Abs. 2 des EEG und § 4 Abs. 3 des KWK-G	tatsächlich entstandene Kosten	■	■
		in EOG enthaltene Ansätze	■	■
4	Kostenveränderung Messung / Messtellenbetrieb inkl. Maßnahmen gem. § 21b EnWG	bei effizienter Leistungserbringung entstehende Kostenveränderung	■	■

