

**Verordnung
über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
(Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV)**

Vom 25. Juli 2005

Auf Grund des § 24 Satz 1 Nr. 1 bis 3 in Verbindung mit Satz 2 Nr. 1, 2, 4, 6 und 7 sowie Satz 3 und 5 und des § 29 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970) verordnet die Bundesregierung:

Inhaltsübersicht

Teil 1

Allgemeine Bestimmungen

- § 1 Anwendungsbereich
- § 2 Begriffsbestimmungen
- § 3 Grundsätze der Entgeltbestimmung

Teil 2

**Methode
zur Ermittlung der Netzentgelte**

Abschnitt 1

Kostenartenrechnung

- § 4 Grundsätze der Netzkostenermittlung
- § 5 Aufwandsgleiche Kostenpositionen
- § 6 Kalkulatorische Abschreibungen
- § 7 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung
- § 8 Kalkulatorische Steuern
- § 9 Kostenmindernde Erlöse und Erträge
- § 10 Behandlung von Netzverlusten
- § 11 Periodenübergreifende Saldierung

Abschnitt 2

Kostenstellenrechnung

- § 12 Grundsätze der Kostenverteilung
- § 13 Kostenstellen
- § 14 Kostenwälzung

Abschnitt 3

Kostenträgerrechnung

- § 15 Grundsätze der Entgeltermittlung
- § 16 Gleichzeitigkeitsgrad
- § 17 Ermittlung der Netzentgelte
- § 18 Entgelt für dezentrale Einspeisung
- § 19 Sonderformen der Netznutzung
- § 20 Verprobung
- § 21 Änderungen der Netzentgelte

Teil 3

Vergleichsverfahren

- § 22 Verfahren
- § 23 Vergleich
- § 24 Strukturklassen
- § 25 Kostenstruktur
- § 26 Mitteilungspflichten gegenüber der Regulierungsbehörde

Teil 4

Pflichten der Netzbetreiber

- § 27 Veröffentlichungspflichten
- § 28 Dokumentation
- § 29 Mitteilungen gegenüber der Regulierungsbehörde

Teil 5

Sonstige Bestimmungen

- § 30 Festlegungen der Regulierungsbehörde
- § 31 Ordnungswidrigkeiten
- § 32 Übergangsregelungen
- § 33 Inkrafttreten

Teil 1

Allgemeine Bestimmungen

§ 1

Anwendungsbereich

Diese Verordnung regelt die Festlegung der Methode zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen (Netzentgelte) einschließlich der Ermittlung der Entgelte für dezentrale Einspeisungen.

§ 2

Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieser Verordnung bedeutet

1. Absatzstruktur

Struktur und Menge der aus einer Netz- oder Umspannebene entnommenen elektrischen Leistung und Arbeit;

2. Benutzungsdauer
Quotient aus pro Jahr entnommener oder eingespeister elektrischer Arbeit und der in diesem Jahr höchsten Last der Entnahme oder Einspeisung;
3. Entnahmestelle
Ort der Entnahme elektrischer Energie aus einer Netz- oder Umspannebene durch Letztverbraucher, Weiterverteiler oder die jeweils nachgelagerte Netz- oder Umspannebene;
4. Jahreshöchstlast
höchster Leistungswert einer oder mehrerer Entnahmen aus einer Netz- oder Umspannebene oder einer oder mehrerer Einspeisungen im Verlauf eines Jahres;
5. Kalkulationsperiode
das Geschäftsjahr des Betreibers eines Elektrizitätsübertragungs- oder Elektrizitätsverteilernetzes;
6. Netzebene
Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird;
7. Umspannebene
Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen die Spannung elektrischer Energie von Höchst- zu Hochspannung, Hoch- zu Mittelspannung oder Mittel- zu Niederspannung geändert wird;
8. zeitgleiche Jahreshöchstlast
höchste zeitgleiche Summe der Leistungswerte einer Anzahl von Entnahmen aus einer Netz- oder Umspannebene oder einer Anzahl von Einspeisungen in eine Netz- oder Umspannebene im Verlauf eines Jahres.

§ 3

Grundsätze der Entgeltbestimmung

(1) Für die Ermittlung der Netzentgelte sind die Netzkosten nach den §§ 4 bis 11 zusammenzustellen. Die ermittelten Netzkosten sind anschließend nach § 13 vollständig den dort aufgeführten Hauptkostenstellen, welche die Struktur der Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilernetze widerspiegeln, zuzuordnen. Danach sind die Hauptkostenstellen im Wege der Kostenwälzung nach § 14 den Kostenträgern zuzuordnen. Unter Verwendung einer Gleichzeitigkeitsfunktion nach § 16 sind die Netzentgelte für jede Netz- und Umspannebene zu bestimmen. Die Ermittlung der Kosten und der Netzentgelte erfolgt auf der Basis der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres; gesicherte Erkenntnisse über das Planjahr können dabei berücksichtigt werden. Soweit hinsichtlich der Kostenermittlung keine besonderen Regelungen getroffen werden, sind die Leitsätze für die Preisermittlung auf Grund von Selbstkosten nach der Anlage zur Verordnung PR Nr. 30/53 vom 21. November 1953 (BANz. Nr. 244 vom 18. Dezember 1953), zuletzt geändert durch Artikel 289 der Verordnung vom 25. November 2003 (BGBl. I S. 2304), heranzuziehen.

(2) Mit der Entrichtung des Netzentgelts wird die Nutzung der Netz- oder Umspannebene des jeweiligen Be-

treibers des Elektrizitätsversorgungsnetzes, an die der Netznutzer angeschlossen ist, und aller vorlagerten Netz- und Umspannebenen abgegolten.

Teil 2

Methode zur Ermittlung der Netzentgelte

Abschnitt 1

Kostenartenrechnung

§ 4

Grundsätze der Netzkostenermittlung

(1) Bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs sind nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.

(2) Ausgehend von den Gewinn- und Verlustrechnungen für die Elektrizitätsübertragung und Elektrizitätsverteilung des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres nach § 10 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes ist zur Bestimmung der Netzkosten eine kalkulatorische Rechnung zu erstellen. Die Netzkosten setzen sich unter Beachtung von Absatz 1 aus den aufwandsgleichen Kosten nach § 5, den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 sowie den kalkulatorischen Steuern nach § 8 unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 zusammen. Netzverluste sind nach § 10 zu berücksichtigen.

(3) Bis zur erstmaligen Erstellung der jeweiligen Gewinn- und Verlustrechnung nach § 10 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes ist abweichend von Absatz 2 der Bestimmung der Netzkosten jeweils eine auf die Tätigkeitsbereiche Elektrizitätsübertragung und Elektrizitätsverteilung beschränkte und nach handelsrechtlichen Grundsätzen ermittelte Gewinn- und Verlustrechnung des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres zu Grunde zu legen. Soweit Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen nicht nach § 10 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes verpflichtet sind, haben diese der Entgeltbildung jeweils eine auf die Tätigkeitsbereiche Elektrizitätsübertragung und Elektrizitätsverteilung beschränkte und nach handelsrechtlichen Grundsätzen ermittelte Gewinn- und Verlustrechnung des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres zu erstellen und zu Grunde zu legen.

(4) Einzelkosten des Netzes sind dem Netz direkt zuzuordnen. Kosten des Netzes, die sich nicht oder nur mit unvertretbar 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.

(5) Kosten oder Kostenbestandteile, die auf Grund einer Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter anfallen, können nur in der Höhe als Kosten anerkannt werden, wie sie anfielen, wenn der Betreiber Eigentümer der Anlagen wäre. Der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes hat die erforderlichen Nachweise zu führen.

(6) Soweit außerordentliche Aufwendungen und Erträge die Netzkosten einer Kalkulationsperiode beeinflussen, sind diese der Regulierungsbehörde unverzüglich anzuzeigen.

§ 5

Aufwandsgleiche Kostenpositionen

(1) Aufwandsgleiche Kostenpositionen sind den nach § 10 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes oder nach § 4 Abs. 3 erstellten Gewinn- und Verlustrechnungen für die Elektrizitätsübertragung und Elektrizitätsverteilung zu entnehmen und nach Maßgabe des § 4 Abs. 1 bei der Bestimmung der Netzkosten zu berücksichtigen.

(2) Fremdkapitalzinsen sind in ihrer tatsächlichen Höhe einzustellen, höchstens jedoch in der Höhe kapitalmarktüblicher Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen.

(3) Soweit Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 18 Zahlungen an Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen entrichten, sind die Zahlungen des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres als Kostenposition bei der Bestimmung der Netzkosten nach § 4 zu berücksichtigen.

§ 6

Kalkulatorische Abschreibungen

(1) Zur Gewährleistung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebs ist die Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter nach den Absätzen 2 bis 7 als Kostenposition bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz zu bringen (kalkulatorische Abschreibungen). Die kalkulatorischen Abschreibungen treten insoweit in der kalkulatorischen Kosten- und Erlösrechnung an die Stelle der entsprechenden bilanziellen Abschreibungen der Gewinn- und Verlustrechnung. Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen ist jeweils zu unterscheiden nach Anlagegütern, die vor dem 1. Januar 2006 aktiviert wurden (Altanlage), und Anlagegütern, die ab dem 1. Januar 2006 aktiviert werden (Neuanlage).

(2) Die kalkulatorischen Abschreibungen der Altanlagen sind unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln. Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen

1. des eigenfinanzierten Anteils der Altanlagen ist die Summe aller anlagenspezifisch und ausgehend von dem jeweiligen Tagesneuwert nach Absatz 3 Satz 1 und 2 ermittelten Abschreibungsbeträge aller Altanlagen zu bilden und anschließend mit der Eigenkapitalquote zu multiplizieren;
2. des fremdfinanzierten Anteils der Altanlagen ist die Summe aller anlagenspezifisch und ausgehend von dem jeweiligen, im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten (historische Anschaffungs- und Herstellungskosten)

ermittelten Abschreibungsbeträge aller Altanlagen zu bilden und anschließend mit der Fremdkapitalquote zu multiplizieren.

Die Eigenkapitalquote ergibt sich rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital und den kalkulatorisch ermittelten Restwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten. Die anzusetzende Eigenkapitalquote wird kalkulatorisch für die Berechnung der Netzentgelte auf höchstens 40 Prozent begrenzt. Die Fremdkapitalquote ist die Differenz zwischen 100 Prozent und der Eigenkapitalquote.

(3) Der Tagesneuwert ist der unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung maßgebliche Anschaffungswert zum jeweiligen Bewertungszeitpunkt. Die Umrechnung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter auf Tagesneuwerte zum jeweiligen Stichtag erfolgt unter Verwendung anlagenspezifischer oder anlagengruppenspezifischer Preisindizes, die auf den Indexreihen des Statistischen Bundesamtes beruhen (Veröffentlichungen des Statistischen Bundesamtes „Preise und Preisindizes“, Fachserie 16 und 17*). Im Falle der Elektrizitätsversorgungsnetze in Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen können für jene Anlagegüter, deren Errichtung zeitlich vor ihrer erstmaligen Bewertung in Deutscher Mark liegt, die Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Verwendung zeitnaher üblicher Anschaffungs- und Herstellungskosten und einer Rückrechnung mittels der anwendbaren Preisindizes ermittelt werden.

(4) Die kalkulatorischen Abschreibungen der Neuanlagen sind ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln.

(5) Die kalkulatorischen Abschreibungen sind für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 vorzunehmen. Die jeweils für eine Anlage in Anwendung gebrachte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer ist für die Restdauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung unverändert zu lassen.

(6) Der kalkulatorische Restwert eines Anlageguts beträgt nach Ablauf des ursprünglich angesetzten Abschreibungszeitraums Null. Ein Wiederaufleben kalkulatorischer Restwerte ist unzulässig. Bei Veränderung der ursprünglichen Abschreibungsdauer während der Nutzung ist sicherzustellen, dass keine Erhöhung der Kalkulationsgrundlage erfolgt. In einem solchen Fall bildet der jeweilige Restwert des Wirtschaftsguts zum Zeitpunkt der Abschreibungsdauerumstellung die Grundlage der weiteren Abschreibung. Der neue Abschreibungsbetrag ergibt sich aus der Division des Restwertes durch die Restabschreibungsdauer. Es erfolgt keine Abschreibung unter Null.

(7) Das Verbot von Abschreibungen unter Null gilt ungeachtet der Änderung von Eigentumsverhältnissen oder der Begründung von Schuldverhältnissen.

*) Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Statistischen Bundesamt, Wiesbaden.

§ 7

**Kalkulatorische
Eigenkapitalverzinsung**

(1) Die Verzinsung des von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen eingesetzten Eigenkapitals erfolgt im Wege einer kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung auf Grundlage des betriebsnotwendigen Eigenkapitals. Das betriebsnotwendige Eigenkapital ergibt sich unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 aus der Summe der

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

und unter Abzug des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals. Der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Anteil des Eigenkapitals ist nominal wie Fremdkapital zu verzinsen.

(2) Als Abzugskapital ist das zinslos zur Verfügung stehende Kapital zu behandeln. Es ist jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand der folgenden Positionen anzusetzen:

1. Rückstellungen;
2. erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden;
3. unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen;
4. erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten;
5. sonstige Verbindlichkeiten, soweit die Mittel dem Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zinslos zur Verfügung stehen.

(3) Zur Festlegung der Basis für die Eigenkapitalverzinsung ist das betriebsnotwendige Eigenkapital auf Neu- und Altanlagen aufzuteilen. Der auf die Neuanlagen entfallende Anteil bestimmt sich nach dem Anteil, den der Restwert der Neuanlagen nach Absatz 1 Satz 2 Nr. 3 an der Summe der Restwerte des Sachanlagevermögens nach Absatz 1 Satz 2 Nr. 1 bis 3 hat. Der auf die Altanlagen entfallende Anteil bestimmt sich nach dem Anteil, den die Summe der Restwerte der Altanlagen nach Absatz 1 Satz 2 Nr. 1 und 2 an der Summe der Restwerte des Sachanlagevermögens nach Absatz 1 Satz 2 Nr. 1 bis 3 hat.

(4) Der auf das betriebsnotwendige Eigenkapital, das auf Neuanlagen entfällt, anzuwendende Eigenkapitalzinssatz darf den auf die letzten zehn abgeschlossenen

Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten zu zusätzlich eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse nach Absatz 5 nicht überschreiten. Der auf das betriebsnotwendige Eigenkapital, das auf Altanlagen entfällt, anzuwendende Eigenkapitalzinssatz ist zusätzlich um den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der Preisänderungsrate gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex zu ermäßigen.

(5) Die Höhe des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse ist insbesondere unter Berücksichtigung folgender Umstände zu ermitteln:

1. Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten und die Bewertung von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf diesen Märkten;
2. durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten;
3. beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse.

(6) Über die Eigenkapitalzinssätze nach § 21 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes entscheidet die Regulierungsbehörde in Anwendung der Absätze 4 und 5 alle zwei Jahre, erstmals, sobald die Netzentgelte im Wege der Anreizregulierung nach § 21a des Energiewirtschaftsgesetzes bestimmt werden, durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, wobei dieser Zinssatz nach Ertragssteuern festzulegen ist. Bis zur erstmaligen Festlegung durch die Regulierungsbehörde beträgt der Eigenkapitalzinssatz bei Neuanlagen 7,91 Prozent vor Steuern und bei Altanlagen 6,5 Prozent vor Steuern.

§ 8

Kalkulatorische Steuern

Im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten kann die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht werden. Bei der Ermittlung der Gewerbesteuer ist die Abzugsfähigkeit der Gewerbesteuer bei sich selbst zu berücksichtigen.

§ 9

**Kostenmindernde
Erlöse und Erträge**

(1) Sonstige Erlöse und Erträge sind, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen und insbesondere den Positionen

1. aktivierte Eigenleistungen,
2. Zins- und Beteiligungserträge,
3. Netzanschlusskosten,
4. Baukostenzuschüsse oder
5. sonstige Erträge und Erlöse

der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen sind, von den Netzkosten in Abzug zu bringen. Die von stromverbrauchenden Anschlussnehmern entrichteten Baukostenzuschüsse sind über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen und jährlich netzkostenmindernd anzusetzen.

(2) Baukostenzuschüsse, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Einspeisung elektrischer Energie entrichtet wurden, sind anschlussindividuell über die Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen.

(3) Einnahmen aus der Zuweisung der auf den Verbindungsleitungen zwischen nationalen Übertragungsnetzen verfügbaren Kapazitäten sowie die Verwendung dieser Einnahmen sind durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber schriftlich zu dokumentieren.

§ 10

Behandlung von Netzverlusten

(1) Die Kosten der Beschaffung von Energie zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste (Verlustenergie) können bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz gebracht werden. Die Kostenposition ergibt sich aus den tatsächlichen Kosten der Beschaffung der entsprechenden Verlustenergie im abgelaufenen Kalenderjahr.

(2) Die Höhe der Durchschnittsverluste je Netz- und Umspannebene des Vorjahres sowie die durchschnittlichen Beschaffungskosten der Verlustenergie im Vorjahr in Cent pro Kilowattstunde sind von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen zum 1. April eines Jahres auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen.

§ 11

Periodenübergreifende Saldierung

Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, nach Abschluss einer Kalkulationsperiode die Differenz zwischen

1. den in dieser Kalkulationsperiode aus Netzentgelten erzielten Erlösen und
2. den für diese Kalkulationsperiode nach Abschnitt 1 des Teils 2 zu Grunde gelegten Netzkosten

zu ermitteln. Liegen die Erlöse nach Satz 1 Nr. 1 über den Kosten nach Satz 1 Nr. 2, ist der Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Betrages mit einem angemessenen Zinssatz kostenmindernd in Ansatz zu bringen. Liegen die Erlöse nach Satz 1 Nr. 1 unter den Kosten nach Satz 1 Nr. 2, kann der Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung des durchschnittlichen Differenzbetrages mit einem angemessenen Zinssatz kostenerhöhend in Ansatz gebracht werden. Eine Saldierung erfolgt jeweils über die drei folgenden Kalkulationsperioden. Der durchschnittlich gebundene Betrag nach Satz 2 ist die Hälfte der Differenz aus den erzielten Erlösen nach Satz 1 Nr. 1 und den zu deckenden Kosten nach Satz 1 Nr. 2. Der durchschnittliche Differenzbetrag nach Satz 3 ist die Hälfte der Differenz aus den zu deckenden Kosten nach Satz 1 Nr. 2 und den erzielten Erlösen nach Satz 1 Nr. 1.

Abschnitt 2

Kostenstellenrechnung

§ 12

Grundsätze der Kostenverteilung

Die nach § 4 ermittelten Netzkosten sind soweit möglich direkt den Hauptkostenstellen nach § 13 zuzuordnen. Soweit eine direkte Zuordnung von Kosten nicht oder nur mit unvertretbar hohem Aufwand möglich ist, sind diese zunächst geeigneten Hilfskostenstellen zuzuordnen. Die Aufteilung dieser Netzkosten auf die Hauptkostenstellen hat verursachungsgerecht über eine angemessene Schlüsselung zu erfolgen. Die gewählten Schlüssel müssen sachgerecht sein und sind für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig schriftlich zu dokumentieren. Insbesondere sind die Schlüssel stetig anzuwenden. Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. Die sachlichen Gründe für diese Änderungen sind in einer für sachkundige Dritte nachvollziehbaren Weise und vollständig schriftlich zu dokumentieren.

§ 13

Kostenstellen

Für die Ermittlung der Netzentgelte haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen als Maßgrößen der Kostenverursachung Haupt- und Nebenkostenstellen nach Anlage 2 zu bilden. Die Netzkosten nach § 4 sind vollständig auf die Kostenstellen nach Anlage 2 zu verteilen. Die Bildung von Hilfskostenstellen ist zulässig.

§ 14

Kostenwälzung

(1) Die Kosten der Netz- und Umspannebenen werden, beginnend bei der Höchstspannung, jeweils anteilig auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene verteilt (Kostenwälzung), soweit diese Kosten nicht der Entnahme von Letztverbrauchern und Weiterverteilern aus der jeweiligen Netz- oder Umspannebene zuzuordnen sind. Die Kostenwälzung lässt das Zahlungsausfallrisiko der Netzbetreiber für die jeweils in ihren Netzen anfallenden Kosten unberührt.

(2) Die Kosten werden entsprechend der von der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene bezogenen und zeitgleich über alle Übergabepunkte gemessenen höchsten Leistung unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsgrades nach § 16 auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene verteilt. An eine Netz- oder Umspannebene angeschlossene Letztverbraucher und Weiterverteilern sowie die nachgeordnete Netz- oder Umspannebene werden als Netzkunden der jeweiligen Netz- oder Umspannebene angesehen und gleichbehandelt. Führt dies bei Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung, die direkt miteinander verbundene Netze der gleichen Netz- oder Umspannebene betreiben, zu einer unbilligen Härte oder sind diese Netze so miteinander vermascht, dass sie nur gemeinsam sicher betrieben werden können, sind in Zusammenarbeit der Netzbetreiber sachgerechte Sonderregelungen zu treffen. Das Vorliegen der Voraussetzungen nach Satz 3 sowie die getroffenen Sonderregelungen sind in dem Bericht nach § 28 darzustellen.

(3) Ausgangspunkt der Zuordnung der Kosten auf die Kostenträger ist die Kostenstellenrechnung nach § 13. Die Kostenträger haben sich an den vorhandenen Netz- und Umspannebenen des Betreibers von Elektrizitätsversorgungsnetzen zu orientieren und sind im Einzelnen nach Anlage 3 zu bilden.

(4) Kostenträger der Kostenstellen Messung und Abrechnung sind die jeweiligen Netz- und Umspannebenen. Soweit sich Kosten dieser Kostenstellen nicht direkt einer Netz- oder Umspannebene zuordnen lassen, sind diese Kosten verursachungsgerecht zuzuordnen.

Abschnitt 3

Kostenträgerrechnung

§ 15

Grundsätze der Entgeltermittlung

(1) Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang ist ein transaktionsunabhängiges Punktmmodell. Die nach § 4 ermittelten Netzkosten werden über ein jährliches Netzentgelt gedeckt. Für die Einspeisung elektrischer Energie sind keine Netzentgelte zu entrichten.

(2) Die Kalkulation der Netzentgelte ist so durchzuführen, dass nach dem Ende einer bevorstehenden Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den aus Netzentgelten tatsächlich erzielten Erlösen und den nach § 4 ermittelten und in der bevorstehenden Kalkulationsperiode zu deckenden Netzkosten möglichst gering ist.

§ 16

Gleichzeitigkeitsgrad

(1) Die Zuteilung der Kosten einer Netz- oder Umspannebene auf die aus dieser Netz- oder Umspannebene entnehmenden Netznutzer hat möglichst verursachungsgerecht zu erfolgen. Zu diesem Zweck werden zunächst für alle Netz- und Umspannebenen die spezifischen Jahreskosten gebildet. Die spezifischen Jahreskosten ergeben sich aus dem Quotienten aus den Jahreskosten einer Netz- oder Umspannebene nach § 14 Abs. 2 und der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene.

(2) Für die verursachungsgerechte Zuteilung der spezifischen Jahreskosten einer Netz- oder Umspannebene auf die Netzkunden dieser Netz- oder Umspannebene wird für alle Netz- und Umspannebenen jeweils eine Gleichzeitigkeitsfunktion nach Anlage 4 ermittelt.

§ 17

Ermittlung der Netzentgelte

(1) Die von Netznutzern zu entrichtenden Netzentgelte sind ihrer Höhe nach unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung elektrischer Energie und dem Ort der Entnahme. Die Netzentgelte richten sich nach der Anschlussnetzebene der Entnahmestelle, den jeweils vorhandenen Messvorrichtungen an der Entnahmestelle sowie der jeweiligen Benutzungsstundenzahl der Entnahmestelle.

(2) Das Netzentgelt pro Entnahmestelle besteht aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde. Das Jah-

resleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr. Das Arbeitsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis und der im Abrechnungsjahr jeweils entnommenen elektrischen Arbeit in Kilowattstunden.

(3) Zur Ermittlung der jeweiligen Netzentgelte einer Netz- oder Umspannebene in Form von Leistungs- und Arbeitspreisen werden die nach § 16 Abs. 1 ermittelten leistungsbezogenen Gesamtjahreskosten mit den Parametern der nach Anlage 4 ermittelten Geradengleichungen des Gleichzeitigkeitsgrades nach § 16 Abs. 2 multipliziert.

(4) Die abschnittsweise festgelegten Jahresleistungspreise einer Netz- oder Umspannebene eines Betreibers von Elektrizitätsversorgungsnetzen in Euro pro Kilowatt ergeben sich jeweils als Produkt der Gesamtjahreskosten und der jeweiligen Anfangswerte der Geradengleichungen des Gleichzeitigkeitsgrades.

(5) Die abschnittsweise festgelegten Arbeitspreise einer Netz- oder Umspannebene eines Betreibers von Elektrizitätsversorgungsnetzen in Cent pro Kilowattstunde ergeben sich jeweils als Produkt der Gesamtjahreskosten und der jeweiligen Steigung der Geradengleichungen der Gleichzeitigkeitsfunktion.

(6) Für Entnahmen ohne Leistungsmessung im Niederspannungsnetz ist anstelle des Leistungs- und Arbeitspreises ein Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde festzulegen. Soweit zusätzlich ein monatlicher Grundpreis in Euro pro Monat festgelegt wird, haben Grundpreis und Arbeitspreis in einem angemessenen Verhältnis zueinander zu stehen. Das sich aus Grundpreis und Arbeitspreis ergebende Entgelt hat in einem angemessenen Verhältnis zu jenem Entgelt zu stehen, das bei einer leistungsgemessenen Entnahme im Niederspannungsnetz auf der Grundlage der Arbeits- und Leistungswerte nach dem Standardlastprofil des Netznutzers entstehen würde.

(7) Ferner ist für jede Entnahmestelle und getrennt nach Netz- und Umspannebenen jeweils ein Entgelt für die Messung und ein Entgelt für die Abrechnung festzulegen, wobei die nach § 14 Abs. 4 auf die Netz- und Umspannebenen verteilten Kosten jeweils vollständig durch die Summe der pro Entnahmestelle entrichteten Entgelte der jeweiligen Netz- oder Umspannebene zu decken sind. Die Entgelte nach Satz 1 sind jeweils für jede Entnahmestelle einer Netz- oder Umspannebene zu erheben. In der Niederspannung sind davon abweichend jeweils Entgelte für leistungs- und für nicht leistungsgemessene Entnahmestellen zu bilden.

(8) Andere als in dieser Verordnung genannte Entgelte sind nicht zulässig.

§ 18

Entgelt für dezentrale Einspeisung

(1) Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes, in dessen Netz sie einspeisen, ein Entgelt. Dieses Entgelt muss den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entsprechen. Das Entgelt nach Satz 1 wird nicht gewährt, wenn die Stromeinspeisung

1. nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet wird oder
2. nach § 4 Abs. 3 Satz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vergütet wird und in dieser Vergütung vermiedene Netzentgelte enthalten sind.

Netzbetreiber sind den Betreibern dezentraler Erzeugungsanlagen gleichzustellen, sofern sie in ein vorgelagertes Netz einspeisen und dort Netzentgelte in weiter vorgelagerten Netzebenen vermeiden.

(2) Die dem Entgelt für dezentrale Einspeisung zu Grunde liegenden vermiedenen gewälzten Kosten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen werden für jede Netz- und Umspannebene einzeln ermittelt. Maßgeblich sind die tatsächliche Vermeidungsleistung in Kilowatt und die Netzentgelte der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene. Die Vermeidungsleistung ist unter Berücksichtigung der Netzverluste der jeweiligen Netz- oder Umspannebene die Differenz zwischen der durch Letztverbraucher, Weiterverteiler und nachgelagerte Netz- oder Umspannebene entnommenen elektrischen Energie in Kilowattstunden und der aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene entnommenen elektrischen Energie in Kilowattstunden. Die Vermeidungsleistung ist die Differenz zwischen der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der Netz- oder Umspannebene und der Bezugslast aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene im Zeitpunkt der zeitgleichen Jahreshöchstlast in Kilowatt.

(3) Die Aufteilung der nach Absatz 2 ermittelten vermiedenen Kosten der jeweils vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen auf die einzelnen dezentralen Einspeisungen hat sachgerecht nach individueller Vermeidungsleistung und Vermeidungsleistung zu erfolgen. Betreiber, die aus dezentralen Erzeugungsanlagen einspeisen, welche keinen überwiegenden Anteil an der Vermeidungsleistung haben, können zwischen einer Berechnung auf Basis ihrer tatsächlichen Vermeidungsleistung und einem alternativen Verfahren, welches ihre Vermeidungsleistung verstetigt, wählen. Bei dezentralen Einspeisungen ohne Lastgangmessung ist grundsätzlich nur die Vermeidungsleistung zu berücksichtigen.

(4) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind verpflichtet, nach Abschluss einer Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den an die Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen in Summe erstatteten Entgelten und den sich nach Absatz 2 rechnerisch ergebenden vermiedenen Kosten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene zu ermitteln. Der Differenzbetrag ist zuzüglich einer angemessenen Verzinsung in der nächsten Kalkulationsperiode in Ansatz zu bringen.

§ 19

Sonderformen der Netznutzung

(1) Für Letztverbraucher mit einer zeitlich begrenzten hohen Leistungsaufnahme, der in der übrigen Zeit eine deutlich geringere oder keine Leistungsaufnahme gegenübersteht, haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, an deren Netz der jeweilige Letztverbraucher angeschlossen ist, neben dem Jahresleistungspreissystem eine Abrechnung auf der Grundlage von Monatsleistungspreisen anzubieten.

(2) Ist auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht, so haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen diesem Letztverbraucher in Abweichung von § 16 ein individuelles Netzentgelt anzubieten, das dem besonderen Nutzungsverhalten des Netzkunden angemessen Rechnung zu tragen hat. Ein individuelles Netzentgelt ist außerdem auch anzubieten, wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle im letzten Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7 500 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle im letzten Kalenderjahr zehn Gigawattstunden überstiegen hat. Das nach Satz 2 gebildete individuelle Netzentgelt hat den Beitrag des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder zu einer Vermeidung der Erhöhung der Netzkosten dieser und aller vorgelagerten Netz- und Umspannebenen widerzuspiegeln. Ein individuelles Netzentgelt darf nicht weniger als 50 Prozent des veröffentlichten Netzentgelts betragen. Die Vereinbarung eines individuellen Netzentgelts bedarf der Genehmigung der Regulierungsbehörde. Der Antrag kann auch durch den Letztverbraucher gestellt werden. Der Netzbetreiber hat der Regulierungsbehörde unverzüglich alle zur Beurteilung der Voraussetzungen der Sätze 1 bis 4 erforderlichen Unterlagen vorzulegen. Die Regulierungsbehörde hat ein individuelles Netzentgelt innerhalb von vier Wochen nach Eingang der vollständigen Unterlagen zu genehmigen, soweit die Voraussetzungen der Sätze 1 bis 4 erfüllt sind und die Netzentgelte aller übrigen Netznutzer dieser und aller nachgelagerten Netz- und Umspannebenen sich dadurch nicht wesentlich erhöhen. § 20 gilt entsprechend. Die Vereinbarung eines individuellen Netzentgelts erfolgt unter dem Vorbehalt, dass seine jeweiligen Voraussetzungen nach den Sätzen 1 bis 4 tatsächlich eintreten. Ist dies nicht der Fall, erfolgt die Abrechnung der Netznutzung nach den allgemein gültigen Netzentgelten.

(3) Sofern ein Netznutzer sämtliche in einer Netz- oder Umspannebene von ihm genutzten Betriebsmittel ausschließlich selbst nutzt, ist zwischen dem Betreiber dieser Netz- oder Umspannebene und dem Netznutzer für diese singulär genutzten Betriebsmittel gesondert ein angemessenes Entgelt festzulegen. Das Entgelt orientiert sich an den individuell zurechenbaren Kosten der singulär genutzten Betriebsmittel dieser Netz- oder Umspannebene unter Beachtung der in § 4 dargelegten Grundsätze. Diese Kosten sind auf Verlangen des Netznutzers durch den Netzbetreiber nachzuweisen. Der Letztverbraucher ist bezüglich seines Entgelts im Übrigen so zu stellen, als sei er direkt an die vorgelagerte Netz- oder Umspannebene angeschlossen.

§ 20

Verprobung

(1) Netzbetreiber haben im Rahmen der Ermittlung der Netzentgelte und vor der Veröffentlichung nach § 21 sicherzustellen, dass ein zur Veröffentlichung anstehen-

des Entgeltsystem geeignet ist, die nach § 4 ermittelten Kosten zu decken. Im Einzelnen ist sicherzustellen, dass die Anwendung

1. des Entgeltsystems auf die prognostizierte Absatzstruktur in ihrem Netzgebiet einen prognostizierten Erlös ergibt, welcher der Höhe nach den zu deckenden Kosten entspricht, und
2. der Entgelte für Messung und für Abrechnung auf die jeweiligen Entnahmestellen einen prognostizierten Erlös ergibt, der den zu deckenden Kosten der Messung und der Abrechnung nach § 13 entspricht.

(2) Die Verprobungen nach Absatz 1 sind vom Netzbetreiber in einer für sachkundige Dritte nachvollziehbaren Weise schriftlich zu dokumentieren und in den Bericht nach § 28 aufzunehmen.

§ 21

Änderungen der Netzentgelte

Ist ein Antrag nach § 23a Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes gestellt worden, hat der betreffende Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen dies unverzüglich auf seiner Internetseite bekannt zu geben.

Teil 3

Vergleichsverfahren

§ 22

Verfahren

(1) Die Regulierungsbehörde kann Vergleichsverfahren nach § 21 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes in regelmäßigen zeitlichen Abständen für jede Netz- und Umspannebene durchführen. Diese Vergleichsverfahren können sich nach Maßgabe des § 23 auf die von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen erhobenen Netzentgelte, die Erlöse oder Kosten beziehen. Die Regulierungsbehörde macht die Ergebnisse der Vergleichsverfahren in ihrem Amtsblatt öffentlich bekannt.

(2) Einzubeziehen in die Vergleichsverfahren sind alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, soweit die in § 24 Abs. 4 aufgeführten Daten in der angegebenen Form der Regulierungsbehörde vorliegen. Zur Sicherstellung eines sachgerechten Vergleichs sind die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zunächst Strukturklassen zuzuordnen, die jedenfalls die in § 24 Abs. 1 bis 3 benannten Strukturmerkmale berücksichtigen.

(3) Die Regulierungsbehörde kann zur Vorbereitung einer Entscheidung nach § 30 Abs. 3 auch Feststellungen treffen über die Erlöse oder Kosten von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen in anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union.

§ 23

Vergleich

(1) Der Vergleich nach § 22 hat getrennt nach Netz- und Umspannebenen zu erfolgen und die folgenden Grundsätze einzuhalten:

1. Im Falle eines Vergleichs der Netzentgelte ist sicherzustellen, dass dem Vergleich jeweils das durchschnittliche, mengengewichtete Netzentgelt der

betrachteten Netz- oder Umspannebene zu Grunde liegt; ferner ist zu gewährleisten, dass das zu vergleichende Netzentgelt um jenen Anteil bereinigt ist, der infolge des Kostenwälzungsprinzips nach § 14 die Höhe des Netzentgelts der jeweiligen Netz- oder Umspannebene beeinflusst; einer unterschiedlichen Auslastung der verglichenen Netz- oder Umspannebenen ist Rechnung zu tragen.

2. Bei einem Vergleich der Erlöse aus Netzentgelten sind diese Erlöse um jenen Anteil zu bereinigen, der infolge des Kostenwälzungsprinzips nach § 14 die Höhe der Erlöse beeinflusst; ferner ist bei einem Vergleich der insoweit bereinigten Erlöse einer Netzebene insbesondere das Verhältnis dieser Erlöse zu der Stromkreislänge der jeweiligen Netzebene zu berücksichtigen; bei einem Vergleich der Erlöse einer Umspannebene ist insbesondere das Verhältnis der Erlöse zur installierten Leistung zu berücksichtigen.

3. Bei einem Vergleich der Kosten einer Netzebene ist insbesondere das Verhältnis der Kosten zu der Stromkreislänge der jeweiligen Netzebene zu berücksichtigen; bei einem Vergleich der Kosten der Umspannebenen ist insbesondere das Verhältnis der Kosten zur installierten Leistung zu berücksichtigen.

(2) Die nach Absatz 1 Satz 1 Nr. 1 und 2 erforderliche Bereinigung der Netzentgelte und der Erlöse um jenen Anteil, der infolge des Kostenwälzungsprinzips die Höhe des Netzentgelts oder der Erlöse beeinflusst, kann durch den Prozentsatz erfolgen, der sich aus dem Quotienten Kosten der Netz- oder Umspannebene nach § 13 geteilt durch Erlös der Netz- oder Umspannebene ergibt.

§ 24

Strukturklassen

(1) Für jede Netz- und Umspannebene ab Hochspannung abwärts sind jeweils sechs Strukturklassen zu bilden. Diese Strukturklassen richten sich

1. nach hoher, mittlerer und niedriger Absatzdichte einer Netz- oder Umspannebene und
2. nach der Belegenheit des Netzes in Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt oder Thüringen (Strukturklasse Ost) oder den übrigen Ländern (Strukturklasse West).

Über die Abgrenzung zwischen hoher, mittlerer und niedriger Absatzdichte nach Satz 2 Nr. 1 entscheidet die Regulierungsbehörde. Soweit dies sachlich geboten ist, soll die Regulierungsbehörde ferner über die zeitliche Befristung der Anwendung der Strukturklassen Ost und West nach Satz 2 Nr. 2 entscheiden. Eine solche Entscheidung darf frühestens nach Ablauf von drei Regulierungsperioden nach § 21a Abs. 3 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes ergehen.

(2) Die Absatzdichte einer Netz- oder Umspannebene ist der Quotient aus der Gesamtentnahme eines Jahres aus dieser Netz- oder Umspannebene in Kilowattstunden und der versorgten Fläche in Quadratkilometer. Die versorgte Fläche ist in der Niederspannung die aus der amtlichen Statistik zur Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung der Statistischen Landesämter ermittelbare Fläche. In der Mittel- und Hochspannung ist als versorgte Fläche die geographische Fläche des Netzgebietes zu Grunde zu legen.

(3) Ist die Belegenheit des Netzes im Hinblick auf dessen Zuordnung zu der Strukturklasse Ost nicht eindeutig, ist das Netzgebiet dieser Strukturklasse zuzuordnen, wenn mehr als 50 Prozent der Stromkreislänge geographisch auf dem Gebiet dieser Strukturklasse liegen. Andernfalls ist das Netzgebiet der Strukturklasse West zuzuteilen.

(4) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben der Regulierungsbehörde jeweils jährlich zum 1. April getrennt nach Netz- und Umspannebenen folgende Angaben zu übermitteln:

1. die Kosten nach § 13 des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres,
2. die Erlöse aus Netzentgelten des Vorjahres,
3. die im Vorjahr entnommene Jahresarbeit in Kilowattstunden, getrennt nach Abgabe an Entnahmestellen inklusive Weiterverteilern und Abgabe an die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene,
4. die Daten nach § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 7,
5. die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in Megawatt für jede Netz- und Umspannebene, die Spannungsebene dieser Entnahme und den Zeitpunkt des jeweiligen Auftretens und
6. die höchste zeitgleiche Entnahmelast des Vorjahres aus dem vorgelagerten Netz in Kilowatt und den Zeitpunkt des Auftretens.

Die Frist nach Satz 1 kann im Einzelfall auf Antrag des Betreibers von Elektrizitätsversorgungsnetzen von der Regulierungsbehörde um bis zu drei Monate verlängert werden.

§ 25

Kostenstruktur

Die Regulierungsbehörde kann im Rahmen von Vergleichen ermitteln, ob der Anteil der auf die Tätigkeiten Elektrizitätsübertragung und Elektrizitätsverteilung entfallenden Gemeinkosten des Gesamtunternehmens an den Kosten nach § 4 Abs. 1 sachgerecht ist. Die Regulierungsbehörde kann insbesondere überprüfen, ob die in Anwendung gebrachten Schlüssel sachgerecht sind.

§ 26

Mitteilungspflichten gegenüber der Regulierungsbehörde

(1) Im Rahmen der Vergleichsverfahren nach § 21 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sind Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen verpflichtet, der Regulierungsbehörde auf Verlangen

1. die nach § 4 Abs. 4 und § 12 dokumentierten Schlüssel mitzuteilen,
2. die Höhe der Einnahmen nach § 9 Abs. 3 sowie deren Verwendung mitzuteilen,
3. die für die Beurteilung eines angemessenen Verhältnisses von Gemeinkosten zu Einzelkosten des Netzes nach § 25 erforderlichen Auskünfte zur Verfügung zu stellen,
4. den Bericht nach § 28 vorzulegen und

5. in dem Bericht nach § 28 dokumentierte Informationen mitzuteilen.

Die Regulierungsbehörde kann weitere Auskünfte verlangen, soweit dies zur Durchführung des Vergleichsverfahrens erforderlich ist.

(2) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, die für ihr Netz geltenden Netzentgelte und deren Änderungen der Regulierungsbehörde unverzüglich mitzuteilen.

Teil 4

Pflichten der Netzbetreiber

§ 27

Veröffentlichungspflichten

(1) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, die für ihr Netz geltenden Netzentgelte auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen und auf Anfrage jedermann unverzüglich in Textform mitzuteilen. Werden individuelle Netzentgelte nach § 19 gebildet, sind diese in die Veröffentlichung der Netzentgelte aufzunehmen und der Regulierungsbehörde unverzüglich anzuzeigen.

(2) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben ferner jeweils zum 1. April eines Jahres folgende Strukturmerkmale ihres Netzes auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen:

1. die Stromkreislänge jeweils der Kabel- und Freileitungen in der Niederspannungs-, Mittelspannungs-, Hoch- und Höchstspannungsebene zum 31. Dezember des Vorjahres,
2. die installierte Leistung der Umspannebenen zum 31. Dezember des Vorjahres,
3. die im Vorjahr entnommene Jahresarbeit in Kilowattstunden pro Netz- und Umspannebene,
4. die Anzahl der Entnahmestellen jeweils für alle Netz- und Umspannebenen,
5. die Einwohnerzahl im Netzgebiet von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen der Niederspannungsebene zum 31. Dezember des Vorjahres,
6. die versorgte Fläche nach § 24 Abs. 2 Satz 2 und 3 zum 31. Dezember des Vorjahres und
7. die geographische Fläche des Netzgebietes zum 31. Dezember des Vorjahres.

§ 28

Dokumentation

(1) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben einen Bericht über die Ermittlung der Netzentgelte zu erstellen. Der Bericht muss enthalten:

1. eine Darlegung der Kosten- und Erlöslage der abgeschlossenen Kalkulationsperiode,
2. eine vollständige Darstellung der Grundlagen und des Ablaufs der Ermittlung der Netzentgelte nach § 3 sowie sonstiger Aspekte, die aus Sicht des Betreibers von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die Netzentgelte von Relevanz sind,

3. die Höhe der von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen entrichteten Konzessionsabgaben jeweils pro Gemeinde und in Summe und
4. einen Anhang.

Die Angaben nach Satz 2 Nr. 1 und 2 müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Ermittlung der Netzentgelte vollständig nachzuvollziehen. Der Bericht ist zehn Jahre aufzubewahren.

(2) Der zu dem Bericht nach Absatz 1 Satz 2 Nr. 4 zu erstellende Anhang muss enthalten:

1. die nach § 4 Abs. 4 dokumentierten Schlüssel sowie deren Änderung,
2. die Einnahmen nach § 9 Abs. 3 sowie deren Verwendung,
3. die nach § 11 errechneten Differenzbeträge,
4. die nach § 12 dokumentierten Schlüssel sowie deren Änderung,
5. die Höhe der Entgelte für dezentrale Einspeisung nach § 18,
6. die Absatzstruktur des Netzgebietes nach Anlage 5,
7. den Betriebsabrechnungsbogen des Netzbetriebs und
8. den im Vorjahr an Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen entrichteten Gesamtbetrag.

§ 29

Mitteilungen gegenüber der Regulierungsbehörde

Die Regulierungsbehörde kann zur Vereinfachung des Verfahrens durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes Entscheidungen treffen zu Umfang, Zeitpunkt und Form der ihr zu übermittelnden Informationen, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen.

Teil 5

Sonstige Bestimmungen

§ 30

Festlegungen der Regulierungsbehörde

(1) Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zwecke kann die Regulierungsbehörde unter Beachtung der Anforderungen eines sicheren Netzbetriebs Entscheidungen durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen über

1. die Schlüsselung der Gemeinkosten nach § 4 Abs. 4,
2. die Aufschlüsselung der Positionen der Gewinn- und Verlustrechnungen nach § 5,
3. eine einheitliche und von sachkundigen Dritten nachvollziehbare Ermittlung der Gleichzeitigkeitsfunktion auch abweichend von § 16,
4. die weitere Unterteilung der Entgelte nach § 17,
5. eine möglichst einheitliche Handhabung von Gemeinkostenzuordnungen nach § 25,

6. zusätzliche Anforderungen an die Struktur und den Inhalt des Berichts nach § 28 und dessen Anhang und
7. die Gewährleistung einer sachgerechten und einheitlichen Ermittlung von Entgelten für Netzreservekapazität.

(2) Die Regulierungsbehörde kann ferner Festlegungen treffen zur Gewährleistung

1. der Zulässigkeit außerordentlicher Aufwendungen und Erträge sowie einer sachgerechten Verteilung dieser außerordentlichen Aufwendungen und Erträge auf mehrere Kalkulationsperioden nach § 4 Abs. 6, falls diese Aufwendungen und Erträge die Kosten der nächsten Kalkulationsperiode spürbar beeinflussen würden,
2. einer sachgerechten Ermittlung der Tagesneuwerte nach § 6 Abs. 3 in Bezug auf die in Anwendung zu bringenden Preisindizes oder die den Preisindizes zu Grunde liegenden Indexreihen und deren Gewichtung, die Bildung von Anlagengruppen sowie den zu Grunde zu legenden Zinssatz,
3. einer sachgerechten Ermittlung der kalkulatorischen Steuern nach § 8,
4. der Angemessenheit des Zinssatzes nach den §§ 11 und 18 Abs. 4,
5. der sachlichen Angemessenheit des Verhältnisses von Arbeits- und Grundpreis nach § 17 Abs. 6 in Bezug auf das zulässige Verhältnis beider Preise,
6. sachgerechter Entgelte in Abweichung von § 17 Abs. 8,
7. einer sachgerechten Ermittlung der Entgelte für dezentrale Einspeisung nach § 18 sowie individueller Entgelte nach § 19 Abs. 2 und
8. sachgerechter Anlagengruppen und Abschreibungszeiträume in Abweichung von Anlage 1.

(3) Die Absätze 1 und 2 gelten für die Durchführung eines Vergleichsverfahrens entsprechend.

§ 31

Ordnungswidrigkeiten

Ordnungswidrig im Sinne des § 95 Abs. 1 Nr. 5 Buchstabe a des Energiewirtschaftsgesetzes handelt, wer vorsätzlich oder fahrlässig

1. einer vollziehbaren Anordnung nach § 65 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes in Verbindung mit § 4 Abs. 4 Satz 4 oder 6, § 9 Abs. 3, § 12 Satz 4 oder 7 oder § 20 Abs. 2 zuwiderhandelt,
2. entgegen § 24 Abs. 4 eine dort genannte Angabe nicht, nicht richtig, nicht vollständig, nicht in der vorgeschriebenen Weise oder nicht rechtzeitig übermittelt,
3. einer vollziehbaren Anordnung nach § 26 Abs. 1 zuwiderhandelt,
4. einer vollziehbaren Anordnung nach § 65 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes in Verbindung mit § 26 Abs. 2 zuwiderhandelt,
5. einer vollziehbaren Anordnung nach § 65 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes in Verbindung mit § 27 Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 2 zuwiderhandelt oder

6. einer vollziehbaren Anordnung nach § 65 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes in Verbindung mit § 28 Abs. 1 Satz 1 zuwiderhandelt.

§ 32

Übergangsregelungen

(1) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben der Regulierungsbehörde spätestens bis zum 1. November 2005 getrennt nach Netz- und Umspannebenen die Angaben nach § 24 Abs. 4 Nr. 1 bis 6 zu übermitteln.

(2) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben ihre Netzentgelte spätestens ab dem für sie maßgeblichen Zeitpunkt nach § 118 Abs. 1b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes auf der Grundlage dieser Verordnung zu bestimmen. § 21 findet bei der erstmaligen Bildung nach Satz 1 keine Anwendung. § 118 Abs. 1b Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes bleibt unberührt.

(3) Zur erstmaligen Ermittlung der Netzentgelte nach Absatz 2 sind die kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens für den eigenfinanzierten Anteil auf Tagesneuwertbasis nach § 6 Abs. 3, für den fremdfinanzierten Anteil anschaffungsorientiert zu bestimmen und anlagenscharf zu dokumentieren. Dabei sind die seit Inbetriebnahme der Sachanlagegüter der kalkulatori-

schen Abschreibung tatsächlich zu Grunde gelegten Nutzungsdauern heranzuziehen. Soweit vor dem Inkrafttreten dieser Verordnung bei der Stromtarifbildung nach der Bundestarifordnung Elektrizität Kosten des Elektrizitätsversorgungsnetzes zu berücksichtigen waren und von Dritten gefordert wurden, wird 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. Soweit vor dem Inkrafttreten dieser Verordnung keine kostenbasierten Preise im Sinne des Satzes 3 gefordert worden sind, wird vermutet, dass der kalkulatorischen Abschreibung des Sachanlagevermögens die unteren Werte der in Anlage 1 genannten Spannen von Nutzungsdauern zu Grunde gelegt worden sind, es sei denn, der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes weist etwas anderes nach.

(4) § 11 ist nicht mehr anzuwenden, sobald die Netzentgelte im Wege der Anreizregulierung nach § 21a des Energiewirtschaftsgesetzes bestimmt werden.

§ 33

Inkrafttreten

Die Verordnung tritt am Tage nach der Verkündung in Kraft.

Der Bundesrat hat zugestimmt.

Berlin, den 25. Juli 2005

Der Bundeskanzler
Gerhard Schröder

Der Bundesminister
für Wirtschaft und Arbeit
Wolfgang Clement

Anlage 1

(zu § 6 Abs. 5 Satz 1)

Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern

Anlagengruppen	Spanne (Jahre)
I. Allgemeine Anlagen	
1. Grundstücke	0
2. Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	25-35
3. Betriebsgebäude	50-60
4. Verwaltungsgebäude	60-70
5. Gleisanlagen, Eisenbahnwagen	23-27
6. Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	8-10
7. Werkzeuge/Geräte	14-18
8. Lagereinrichtung	14-25
9. EDV-Anlagen	
– Hardware	4-8
– Software	3-5
10. Fahrzeuge	
– Leichtfahrzeuge	5
– Schwerfahrzeuge	8
II. Erzeugungsanlagen	
1. Dampfkraftwerksanlagen	20-25
2. Kernkraftwerksanlagen	20-25
3. Wasserkraftwerksanlagen	
– Staustrecken	50-70
– Wehranlagen, Einlaufbecken	40-50
– Bauten für Transportwesen	30-35
– Maschinen und Generatoren	20-25
– Kraftwerksnetzanlagen	20-25
– sonstige Anlagen der Wasserbauten	25-30
4. Notstromaggregate	13-17
5. andere Kraftwerksanlagen	20-25
6. nachträglich eingebaute Umweltschutzanlagen	10-15
III. Fortleitungs- und Verteilungsanlagen	
1. Netzanlagen für Hochspannungsübertragung	
1.1 Leitungsnetze	
– Freileitung 110-380 kV	40-50
– Kabel 220 kV	40-50
– Kabel 110 kV	40-50
1.2 Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter	35-45
1.3 Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	25-30

Anlagengruppen	Spanne (Jahre)
1.4 Sonstiges	20-30
2. Netzanlagen des Verteilungsbetriebs	
2.1 Mittelspannungsnetz	
– Kabel	40-45
– Freileitungen	30-40
2.2 Niederspannungsnetz	
– Kabel 1 kV	40-45
– Freileitungen 1 kV	30-40
2.3 Stationen mit elektrischen Einrichtungen:	
– 380/220/110/30/10 kV-Stationen	25-35
– Hauptverteilerstationen	25-35
– Ortsnetzstationen	30-40
– Kundenstationen	30-40
– Stationsgebäude	30-50
– Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	
– ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen	25-30
– Schalteinrichtungen	30-35
– Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	25-30
2.4 Abnehmeranschlüsse	
– Kabel	35-45
– Freileitungen	30-35
2.5 Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	30-35
2.6 Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	20-25
2.7 Fernsprechleitungen	30-40
2.8 Fahrbare Stromaggregate	15-25

Anlage 2

(zu § 13)

Haupt- und Nebenkostenstellen

1. Hauptkostenstelle „Systemdienstleistungen“
 - 1.1 Nebenkostenstelle „Regelenergie“: Kosten für Primärregelleistung und –arbeit sowie für die Vorhaltung von Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung;
 - 1.2 Nebenkostenstelle „Systemführung“: Kosten der Betriebsführung der Regelzone (einschließlich Messung und Abrechnung zwischen Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen), soweit sie nicht direkt den Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt werden können.
2. Hauptkostenstelle „Höchstspannungsnetz 380 und 220 Kilovolt“
 - 2.1 Nebenkostenstelle „Höchstspannungsleitungsnetz“: Kosten der Höchstspannungsleitungen;
 - 2.2 Nebenkostenstelle „Höchstspannungsanlagen“: Kosten der Schaltanlagen der Höchstspannung in den Umspanwerken; Kosten der 380/220-Kilovolt-Umspannung; anteilige Berücksichtigung der zu den Schaltanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke.
3. Hauptkostenstelle „Umspannung 380/110 Kilovolt bzw. 220/110 Kilovolt“: Kosten der Umspanner 380/110 Kilovolt bzw. 220/110 Kilovolt einschließlich der ober- und unterspannungsseitigen Transformatorschaltfelder in den Schaltanlagen; anteilige Berücksichtigung der zu den Schaltanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke.
4. Hauptkostenstelle „Hochspannungsnetz 110 Kilovolt“
 - 4.1 Nebenkostenstelle „Hochspannungsleitungen“: Kosten der Hochspannungsleitungen;
 - 4.2 Nebenkostenstelle „Hochspannungsanlagen“: Kosten der Schaltanlagen der Hochspannung in den Umspanwerken; anteilige Berücksichtigung der zu den Schaltanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke; Kosten aus dem Betrieb von Ladestrom-, Erdschlussspulen oder Strombegrenzungsdröseln.
5. Hauptkostenstelle „Umspannung 110 Kilovolt/Mittelspannung“: Kosten der Umspanner 110 Kilovolt/Mittelspannung einschließlich der Transformatorschaltfelder in den Schaltanlagen; anteilige Berücksichtigung der zu den Schaltanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke.
6. Hauptkostenstelle „Mittelspannungsnetz“
 - 6.1 Nebenkostenstelle „Mittelspannungsleitungen“: Kosten der Mittelspannungsleitungen;
 - 6.2 Nebenkostenstelle „Mittelspannungsanlagen“: Kosten der Schaltanlagen in Schwerpunktstationen der Mittelspannung; anteilige Berücksichtigung der zu den Schaltanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke; Kosten des Betriebs von Erdschlussspulen; Kosten der Schalt- bzw. Schwerpunktstationen.
7. Hauptkostenstelle „Umspannung Mittel-/Niederspannung“: Kosten der Ortsnetzstationen und – soweit in der Kostensphäre des Betreibers von Elektrizitätsversorgungsnetzen – der Kundenstationen inklusive der Kosten der in den Stationen installierten Mittelspannungs- bzw. Niederspannungsschaltgeräte; Kosten der in Ortsnetzstationen installierten Niederspannungsanlagen.
8. Hauptkostenstelle „Niederspannungsnetz“
 - 8.1 Nebenkostenstelle „Niederspannungsleitungen“: Kosten der Niederspannungsleitungen ohne Anlagen der Straßenbeleuchtung;
 - 8.2 Nebenkostenstelle „Anlagen der Straßenbeleuchtung“: Kosten der Anlagen der Straßenbeleuchtung.
9. Hauptkostenstelle „Hausanschlussleitungen und Hausanschlüsse“: Kosten der Erstellung von Hausanschlüssen und Hausanschlussleitungen.
10. Hauptkostenstelle „Messung“: Kosten der Zählerbereitstellung (Kosten der Anschaffung, der Installation und der Wartung der Zähler) und Ablesung der Zähler;
 - 10.1 Nebenkostenstelle „Messung Höchstspannungsnetz“;
 - 10.2 Nebenkostenstelle „Messung Umspannung 380/110 Kilovolt bzw. 220/110 Kilovolt“;

- 10.3 Nebenkostenstelle „Messung Hochspannungsnetz 110 Kilovolt“;
 - 10.4 Nebenkostenstelle „Messung Umspannung 110 Kilovolt/Mittelspannung“;
 - 10.5 Nebenkostenstelle „Messung Mittelspannung“;
 - 10.6 Nebenkostenstelle „Messung Umspannung Mittel-/Niederspannung“;
 - 10.7 Nebenkostenstelle „Messung Niederspannung“.
11. Hauptkostenstelle „Abrechnung“: Kosten der kaufmännischen Bearbeitung der Zählerdaten; Kosten der Beibringung fälliger Entgelte für die Netznutzung und Abrechnung;
- 11.1 Nebenkostenstelle „Abrechnung Höchstspannungsnetz“;
 - 11.2 Nebenkostenstelle „Abrechnung Umspannung 380/110 Kilovolt bzw. 220/110 Kilovolt“;
 - 11.3 Nebenkostenstelle „Abrechnung Hochspannungsnetz 110 Kilovolt“;
 - 11.4 Nebenkostenstelle „Abrechnung Umspannung 110 Kilovolt/Mittelspannung“;
 - 11.5 Nebenkostenstelle „Abrechnung Mittelspannung“;
 - 11.6 Nebenkostenstelle „Abrechnung Umspannung Mittel-/Niederspannung“;
 - 11.7 Nebenkostenstelle „Abrechnung Niederspannung“.

Anlage 3

(zu § 14 Abs. 3)

Kostenträger

1. Die Kosten der Höchstspannungsebene umfassen die Kosten der Hauptkostenstellen „Systemdienstleistungen“ und „Höchstspannungsnetz 380 und 220 Kilovolt“.
2. Die Kosten der Umspannung Höchst- zu Hochspannungsebene umfassen die gewälzten anteiligen Kosten der Höchstspannungsebene sowie die Kosten der Hauptkostenstelle „Umspannung 380/110 Kilovolt bzw. 220/110 Kilovolt“.
3. Die Kosten der Hochspannungsebene umfassen die gewälzten anteiligen Kosten der Umspannung Höchst- zu Hochspannung sowie die Kosten der Hauptkostenstelle „Hochspannungsnetz 110 Kilovolt“.
4. Die Kosten der Umspannung Hoch- zu Mittelspannungsebene umfassen die gewälzten anteiligen Kosten der Hochspannungsebene sowie die Kosten der Hauptkostenstelle „Umspannung 110 Kilovolt/Mittelspannung“.
5. Die Kosten der Mittelspannungsebene umfassen die gewälzten anteiligen Kosten der Umspannung Hoch- zu Mittelspannungsebene sowie die Kosten der Hauptkostenstelle „Mittelspannungsnetz“.
6. Die Kosten der Umspannung Mittel- zu Niederspannungsebene umfassen die gewälzten anteiligen Kosten der Mittelspannungsebene sowie die Kosten der Hauptkostenstelle „Umspannung Mittel-/Niederspannung“.
7. Die Kosten der Niederspannungsebene umfassen die gewälzten anteiligen Kosten der Umspannung Mittel- zu Niederspannungsebene sowie die Kosten der Hauptkostenstellen „Niederspannungsnetz“ und „Hausanschlussleitungen und Hausanschlüsse“ abzüglich der Kosten der Nebenkostenstelle „Anlagen der Straßenbeleuchtung“.

Gleichzeitigkeitsfunktion und -grad

1. Die Gleichzeitigkeitsfunktion ordnet jeder Einzelentnahme $[i]$ exakt einen Gleichzeitigkeitsgrad $[g_i]$, welcher zwischen 0 und 1 liegen muss, zu. Dabei ist die Gleichzeitigkeitsfunktion so zu gestalten, dass der individuelle Gleichzeitigkeitsgrad einer Einzelentnahme mit der Wahrscheinlichkeit, dass diese Einzelentnahme einen hohen Beitrag zur Jahreshöchstlast der Netz- oder Umspannebene leistet, steigt. Solchen Einzelentnahmen, die mit einer hohen Wahrscheinlichkeit einen geringen Beitrag zur Jahreshöchstlast der Netzebene leisten, wird ein niedriger Gleichzeitigkeitsgrad zugeordnet. Damit ist dem Umstand Rechnung getragen, dass die Einzelentnahmen die von einem Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen vorzuhaltende Netzkapazität in unterschiedlicher Weise beeinflussen.
2. Der Gleichzeitigkeitsgrad einer Einzelentnahme ist definiert als durchschnittlicher, im Rahmen einer Gruppenkalkulation ermittelter Anteil der Höchstlast dieser Einzelentnahme an der Höchstlast des Netzes. Die Gruppenkalkulation umfasst alle Entnahmestellen der jeweiligen Netz- oder Umspannebene und muss der Bedingung genügen, wonach die zeitgleiche Jahreshöchstleistung aller Entnahmen dieser Netz- oder Umspannebene gleich der Summe aller zeitungleichen Jahreshöchstleistungen der Einzelentnahmen jeweils multipliziert mit dem Gleichzeitigkeitsgrad der Einzelentnahme ist.
3. Zur Bestimmung des Gleichzeitigkeitsgrades einer Entnahme aus einer Netz- oder Umspannebene ist ein abschnittsweise linearer Zusammenhang zwischen dem Gleichzeitigkeitsgrad und der Jahresbenutzungsdauer der Entnahme zu unterstellen. Die Jahresbenutzungsdauer ist der Quotient aus der in einem Abrechnungsjahr aus dem Netz entnommenen Arbeit und der in diesem Abrechnungsjahr in Anspruch genommenen Jahreshöchstleistung. Der abschnittsweise lineare Zusammenhang zwischen dem Gleichzeitigkeitsgrad und der Jahresbenutzungsdauer der Entnahme ist durch jeweils eine Geradengleichung für Jahresbenutzungsdauern unterhalb und oberhalb einer gegebenen Grenze (Knickpunkt) zu beschreiben.
4. Der untere Benutzungsdauerbereich der Gleichzeitigkeitsfunktion liegt zwischen 0 und 2 500 Jahresbenutzungsstunden. Der obere Benutzungsdauerbereich beginnt bei 2 500 Jahresbenutzungsstunden und endet bei 8 760 Jahresbenutzungsstunden. Der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen legt die Koeffizienten der Geradengleichungen für die beiden Benutzungsdauerbereiche auf Basis der Entnahmeverhältnisse in seinem Netz sachgerecht fest. Dabei sind folgende Randbedingungen einzuhalten:
 - der Gleichzeitigkeitsgrad bei einer Jahresbenutzungsdauer von null Stunden beträgt maximal 0,2;
 - die beiden Geraden, die den Gleichzeitigkeitsgrad beschreiben, schneiden sich in einem Punkt, der durch die Jahresbenutzungsdauer 2 500 Stunden definiert ist;
 - der Gleichzeitigkeitsgrad bei einer Jahresbenutzungsdauer von 8 760 Stunden beträgt 1.

Anlage 5

(zu § 28 Abs. 2 Nr. 6)

Absatzstruktur

	< 2 500 h/a			> 2 500 h/a		
	Summe der zeitungleichen Jahreshöchstleistungen über alle Entnahmen (Letztverbraucher und Weiterverteiler)	Anzahl der Entnahmestellen	Gesamtabgabe an Letztverbraucher und Weiterverteiler	Summe der zeitungleichen Jahreshöchstleistungen über alle Entnahmen (Letztverbraucher und Weiterverteiler)	Anzahl der Entnahmestellen	Gesamtabgabe an Letztverbraucher und Weiterverteiler
Netz- oder Umspannebene	kW		kWh	kW		kWh
HöS						
HöS/HS						
HS						
HS/MS						
MS						
MS/NS						
NS mit LM						
NS ohne LM						
NS (mit und ohne LM)						

	nachgelagerte Netz- bzw. Umspannebenen		Gesamtabgabe und -last	
	Abgabe an eigene nachgelagerte Netz- oder Umspannebene	zeitgleiche Jahreshöchstlast	Gesamtabgabe aus der Netz- oder Umspannebene	zeitgleiche Jahreshöchstlast
Netz- oder Umspannebene	kWh	kW	kWh	kW
HöS				
HöS/HS				
HS				
HS/MS				
MS				
MS/NS				
NS mit LM				
NS ohne LM				
NS (mit und ohne LM)				

eigene Entnahme aus vorgelagertem Netz	zeitgleiche Jahreshöchstlast
kWh	kW