

**Verbändevereinbarung
über
Kriterien zur Bestimmung von
Netznutzungsentgelten für elektrische Energie**

vom 13. Dezember 1999

Bundesverband der Deutschen Industrie e. V., Berlin
VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Essen
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V., Frankfurt am Main

**Verbändevereinbarung
über
Kriterien zur Bestimmung von
Netznutzungsentgelten für elektrische Energie**

Um die Organisation der Netznutzung auf Vertragsbasis (NTPA) nach Maßgabe des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts zu konkretisieren, schließen die Verbände

- Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. - BDI, Berlin
- VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Essen
- Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V., Frankfurt

für die Einspeisungen von elektrischer Energie (Leistung und Arbeit), gleich welcher Herkunft, in definierte Einspeisepunkte des Netzsystems und die damit verbundene zeitgleiche Entnahme¹⁾ der eingespeisten elektrischen Energie an räumlich davon entfernt liegenden Entnahmepunkten des Netzsystems (Netznutzung) die nachstehende Vereinbarung. Damit wird die Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten vom 22. Mai 1998 im Lichte der zwischenzeitlich gewonnenen Erfahrungen an die Marktentwicklung angepaßt und konkretisiert.

Sie wollen damit eine Basis schaffen für Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Netznutzern über die Netznutzung auf Vertragsbasis (NTPA) und die entsprechenden Entgelte zur Ausfüllung des Energiewirtschaftsgesetzes als Umsetzung der Richtlinie Elektrizität 96/92/ EG in deutsches Recht.

Die Vereinbarung soll in Erfüllung der europäischen und nationalen Vorgaben den Wettbewerb zwischen Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft um die Belieferung von Elektrizitätskunden fördern und zur Erzielung wettbewerbsgerechter Preise für

¹⁾ Alle unterstrichenen Begriffe sind in Anlage 1 definiert.

den Produktionsfaktor Elektrizität am Standort Deutschland beitragen.

Voraussetzung für die Anwendung der Verbändevereinbarung im Einzelfall ist, daß alle netztechnischen, organisatorischen und vertraglichen Fragen zwischen den an der jeweiligen Netznutzung beteiligten Parteien geklärt sind.

Für die Gestaltung von Netznutzungsverträgen und für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten haben sich die beteiligten Verbände auf folgende Kriterien verständigt:

1 Allgemeine Kriterien

- 1.1 Netznutzungen und die damit verbundenen Entgelte sind für alle Netznutzer diskriminierungsfrei zu gestalten. Das Gebot der Transparenz erfordert - getrennt vom Stromlieferungsvertrag - grundsätzlich den Abschluß von Netzanschlußverträgen und Netznutzungsverträgen mit jedem Einzelkunden.
- 1.2 Die Eigentumsverhältnisse an den Netzen dürfen keine Behinderung für Netznutzungen darstellen.
- 1.3 Bezüglich der Netznutzung werden mit dem jeweiligen Netzbetreiber vertragliche Beziehungen am Einspeise- und Entnahmepunkt eingegangen. Voraussetzung für eine Netznutzung ist, daß diese netztechnisch und im Sinne eines sicheren Netzbetriebes möglich ist oder nach den anerkannten Regeln der Technik ermöglicht werden kann. Die Netzbetreiber werden die technischen Rahmenbedingungen für die Netznutzung widerspruchsfrei zu dieser Vereinbarung fortentwickeln und in geeigneter Form bekanntgeben.
- 1.4 Netznutzungsverträge setzen voraus, daß Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme bzw. von einem vereinbarten Sollwert in geeigneter Weise technisch und vertraglich geregelt sind (vgl. Anlage 2

„Bilanzausgleich“).

- 1.5 Die Kosten für die Erstellung des unmittelbaren Netzanschlusses für Einspeisung bzw. Entnahme (Erstanschluß oder Erweiterung) an einem geeigneten Netzpunkt gehen zu Lasten des Verursachers.
- 1.6 Der Einspeiser bzw. Entnehmer hat dem betreffenden Netzbetreiber alle durch die Einspeisung bzw. Entnahme zusätzlich entstehenden individuell zurechenbaren Kosten zu ersetzen, soweit es sich hierbei um Unterhalts-, Erneuerungs- und Betriebskosten in Verbindung mit dem unmittelbaren Netzanschluß handelt.
- 1.7 Die Netzbetreiber werden die zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte erforderlichen Bestimmungen, Größen und Preise sobald wie möglich innerhalb eines halben Jahres nach Inkrafttreten dieser Vereinbarung in geeigneter Form öffentlich bekanntgeben. Kosten für Messung und Abrechnung an den Entnahme- und Einspeisestellen werden vom Netzbetreiber separat in Rechnung gestellt.
- 1.8 Im Interesse niedriger Netznutzungsentgelte für alle Netznutzer sollen für Einspeisung und Entnahme das vorhandene Netz genutzt und der Bau von zusätzlichen Leitungen möglichst vermieden werden. Zu diesem Zweck kann der Netzbetreiber von der pauschalierten Berechnung des Netznutzungsentgelts abweichen.

2 Preisfindungsprinzipien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten

- 2.1 Kostenermittlung zur Bestimmung der Entgelte
 - 2.1.1 Die Ermittlung der Netznutzungsentgelte erfolgt auf Basis der kalkulatorischen Kosten, getrennt für Netze und Umspannungen (vgl. Anlage 3 „Preisfindungsprinzipien“). Dabei sollen zur Beurteilung der elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung die Konditionen von strukturell vergleichbaren Netzbetreibern herangezogen werden.

Baukostenzuschüsse werden bei der Kostenermittlung pauschal berücksichtigt. Vom Kunden darüber hinaus bezahlte Anschlußkosten oder sonstige finanzielle Vorleistungen sind individuell angemessen zu berücksichtigen.

Entgelte für Umspannungen werden bei Bedarf getrennt ausgewiesen und in Rechnung gestellt.

Bei der Kostenermittlung kann, soweit sachgerecht, eine regionale Differenzierung nach Netzbereichen vorgenommen werden.

- 2.1.2 Für die vorhandenen Netze und Umspannungen werden je Netzbetreiber und Netzbereich die spezifischen Jahreskosten (in DM/kW) durch Division der Kosten des jeweiligen Netzbereichs durch die Jahreshöchstlast, verursacht durch die zugehörigen Entnahmen, errechnet.

Die jeweiligen Entgelte werden vom Netzbetreiber ermittelt. Bei Änderung der spezifischen Kosten kann das Entgelt in jährlichem Abstand angepaßt werden.

- 2.1.3 Die Kosten der für die Netznutzung erforderlichen Systemdienstleistungen

- Frequenzhaltung (Primär-, Sekundärregelung)
- Spannungshaltung
- Versorgungswiederaufbau
- Betriebsführung (einschl. Messung und Verrechnung zwischen Netzbetreibern)

sind mit Ausnahme der Kosten für optionale Inanspruchnahme erweiterter Toleranzbänder durch die Bilanzkreisverantwortlichen (vgl. Anlage 2 „Bilanzausgleich“) im Netznutzungsentgelt enthalten. Die Kosten für die Frequenzhaltung werden der Höchstspannungsebene zugeordnet und die Kosten der übrigen Systemdienstleistungen der Netzebene, in der sie anfallen.

2.2 Allgemeine Grundsätze für die Berechnung der Entgelte

2.2.1 Grundlage des Systems der Entgeltfindung für die Netznutzung ist ein transaktionsunabhängiges Punktmodell. Alle Netznutzer werden über ein jährliches Netznutzungsentgelt an den Netzkosten beteiligt. Mit dem Netznutzungsentgelt und ggf. dem Transportentgelt nach Ziff. 2.2.4 werden beim jeweiligen Netzbetreiber die Nutzung der Spannungsebene, an die der Netznutzer angeschlossen ist, und aller überlagerten Spannungsebenen abgegolten. Damit erhalten alle Netznutzer Zugang zum gesamten Netz.

Das Netznutzungsentgelt für Kraftwerke wird zunächst im Einklang mit den z.Z. diskutierten europäischen Regelungen auf Null gesetzt.

2.2.2 Kurzzeitige Lieferungen sowie Spot- und Börsengeschäfte sind möglich.

2.2.3 Zur Ermittlung der jährlichen Netznutzungsentgelte für die individuelle Jahreshöchstlast des Kunden werden die spezifischen Jahreskosten gemäß 2.1.2 entsprechend der Durchmischung aller Netznutzungen in den Netzen mit Gleichzeitigkeitsgraden korrigiert und können in Arbeits- und Leistungspreise umgewandelt werden (vgl. Anlage 4 "Gleichzeitigkeitsgrad").

2.2.4 In Deutschland werden zwei Handelszonen gebildet. Zone „Nord“ umfaßt die Übertragungsnetze von VEAG, PreussenElektraNetz GmbH & Co. KG, VEW ENERGIE AG, HEW AG und Bewag AG, Zone „Süd“ die Gebiete von EnBW Transportnetze AG, RWE Energie AG und BayernwerkHochspannungsnetz GmbH (ab 01.01.2000: Bayernwerk Netz GmbH). Alle Netzkunden sind entsprechend ihrem Netzanschlußpunkt einer der beiden Handelszonen zugeordnet. Bei einem Energieaustausch zwischen Handelszonen ist für den ¼-h-Saldo der ausgetauschten Energiemengen ein Transportentgelt von 0,25 Pf/kWh zu zahlen; der relevante Saldo wird je Bilanzkreis (vgl. Ziff. 3.2) ermittelt. Analoge Entgelte werden an den Kuppelstellen des deutschen Netzes von und zum Ausland verrechnet.

Für eigene Abnahmestellen einzelner Unternehmen oder Abnahmestellen verbundener Unternehmen kann ein eigener Bilanzkreis gebildet werden. Auf Wunsch saldiert der Netzbetreiber den für das Transportentgelt relevanten Energieaustausch für den einzelnen Bilanzkreis, ggf. mit dem Energieaustausch anderer gleichartiger Bilanzkreise.

Die Vereinbarungen zum Transportentgelt gelten bis zu einer europaeinheitlichen Regelung für Ferntransporte elektrischer Energie.

2.3 Kostenwälzung

2.3.1 Zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte werden die Kosten vorgelagerter Netze und Umspannungen verursachungsorientiert auf die nachgeordneten Netzebenen anteilig weitergewälzt, soweit sie nicht den Netznutzern der vorgelagerten Netzebene zuzuordnen sind. Die Kosten werden entsprechend der von der vorgelagerten Netzebene bezogenen höchsten Leistung (bei mehreren Übergabestellen zeitgleich) unter Berücksichtigung eines Gleichzeitigkeitsgrades für vorgelagerte Netze und ggf. einer bestellten Netzkapazität für Reservelieferungen bei dezentralen Erzeugungsanlagen verteilt. Für Umspannungen wird ein Gleichzeitigkeitsgrad von $g = 1$ verwendet.

Netznutzer und nachgeordnete Netzebenen werden gleichbehandelt.

2.3.2 Netznutzer mit Stromerzeugung bestellen separat zur vorzuhaltenden Netzkapazität beim Netzbetreiber Reservenetzkapazität definierter Maximalleistung mit einer zeitlichen Inanspruchnahme von bis zu 600 Stunden p.a.. Die Höhe der bestellten Reservenetzkapazität bestimmt der Netznutzer; sie kann auch Null betragen. Die bestellte Reservenetzkapazität muß unabhängig von ihrer Inanspruchnahme bezahlt werden.

Für die Inanspruchnahme der Reservekapazität wird ein separater Reduktionsfaktor festgelegt. Er beträgt bei einer Inanspruchnahme von Null bis zu 200 Stunden 0,25, über 200 Stunden bis 400 Stunden 0,30,

über 400 Stunden bis 600 Stunden 0,35.

Beginn, voraussichtliche Dauer und Ende der Reserveinanspruchnahme müssen dem Netzbetreiber unverzüglich gemeldet und auf Verlangen nachgewiesen werden. Für die Zeit der Reserveinanspruchnahme ist die über die Jahreshöchstleistung des Normalbezugs hinausgehende Leistung maximal bis zur Höhe der bestellten Reservenetzkapazität maßgeblich. Bei einer Inanspruchnahme der bestellten Reservenetzkapazität von mehr als 600 Stunden kommt stattdessen die allgemeine Gleichzeitigkeitskurve des betroffenen Netzbetreibers für den Gesamtbezug zur Anwendung; der Gleichzeitigkeitsgrad beträgt jedoch mindestens 0,35.

Wird die bestellte Reservenetzkapazität um bis zu 10 % überschritten, kommt für die Leistungsüberschreitung der gleiche Preis wie für die bestellte Reservenetzkapazität zur Anwendung. Wird der Bestellwert um mehr als 10 % überschritten, kann für die darüber hinausgehende Überschreitungsleistung der volle Jahres-Leistungspreis (Gleichzeitigkeitsgrad 1,0) erhoben werden.

In begründeten Einzelfällen (z.B. Inanspruchnahme in lastschwachen Zeiten) können die Netzkunden mit dem Netzbetreiber abweichende Regelungen vereinbaren.

Der Netzbetreiber ist nicht verpflichtet, für die Kunden eine höhere Netzkapazität als die bestellte vorzuhalten. Bei erhöhter Netzinanspruchnahme und fehlender Netzkapazität kann der Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebes Abschaltungen bei diesen Netznutzern vornehmen.

- 2.3.3 Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit einem Jahresnutzungsgrad entsprechend Art. 2 Nr. 6 b des Gesetzes zum Einstieg in die ökologische Steuerreform und dezentrale „regenerative“ Erzeugungsanlagen erhalten vom Netzbetreiber, in dessen Netz eingespeist wird, ein Entgelt. Dieses Entgelt entspricht den durch die

jeweilige Einspeisung eingesparten Netznutzungsentgelten in den vorgelagerten Netzebenen. Für die Dauer dieser Vereinbarung wird diese Vorgehensweise auch auf bestehende, nicht unter die genannten Konditionen fallende Kraftwerke angewendet, die in unterlagerte Netze einspeisen. Die entsprechenden Einrichtungen werden zum Stichtag des Inkrafttretens der Verbändevereinbarung aufgelistet und bei einer von Netzbetreiber und Kraftwerk einvernehmlich vereinbarten neutralen Stelle (z.B. Wirtschaftsprüfer) angemeldet. Diese Regelung gilt nicht für Erzeugungsanlagen, die durch das Stromeinspeisungsgesetz i.d.F. vom 24.04.1998 erfaßt sind.

2.4 Verluste

2.4.1 Im jährlichen Netznutzungsentgelt der Netzkunden sind die Netzverluste nach einem pauschalen Ansatz enthalten.

2.4.2 Die Höhe der zu berücksichtigenden Verluste richtet sich nach den durchschnittlichen Verlusten, die beim jeweiligen Netzbetreiber in den einzelnen Spannungsebenen und bei den Umspannungen entstehen. Das Entgelt dafür richtet sich nach den Kosten marktüblicher Strombeschaffung des Netzbetreibers.

2.4.3 Die Höhe der Durchschnittsverluste je Spannungsebene wird vom Netzbetreiber in geeigneter Form bekanntgegeben.

3 **Bildung, Abwicklung und Abrechnung von Bilanzkreisen**

3.1 Für den sicheren Betrieb der Übertragungsnetze bleiben aus technischen Gründen bis auf weiteres die Regelzonen der acht Übertragungsnetzbetreiber maßgeblich.

3.2 Netznutzer haben das Recht, innerhalb einer Regelzone sogenannte Bilanzkreise zu bilden, innerhalb derer Einspeisungen und Entnahmen

jeweils saldiert werden. Die Modalitäten der Ausgleichsmechanismen incl. Toleranzbänder sind in Anlage 2 "Bilanzausgleich" dargestellt.

3.3 Fahrpläne sind in aller Regel nicht genehmigungspflichtig. Ausnahmen gelten für vom Netzbetreiber veröffentlichte Engpässe .

3.4 Die den Netzbetreibern durch die Bildung, Abwicklung und Abrechnung von Bilanzkreisen entstehenden und ggf. nachzuweisenden Kosten können den Verursachern (Anlage 2 „Bilanzausgleich“) in Rechnung gestellt werden.

4 Sonderregelungen

4.1 Für die Abwicklung der Stromlieferung an bestimmte Gruppen von Kleinkunden werden vereinfachte Methoden (Lastprofile) vorgesehen, die einen aufwendigen Austausch und Umbau der Meßeinrichtung beim Netznutzer entbehrlich machen. Der jeweilige Netzbetreiber gibt das Verfahren zur Handhabung der in seinem Netz verwendeten Lastprofile vor (synthetisches oder analytisches Verfahren).

4.2 Es besteht Einvernehmen, daß die Belieferung von Kleinkunden durch den allgemeinen Versorger auf Basis von § 10 EnWG auch künftig gewährleistet ist.

4.3 Zur Umsetzung der Braunkohleschutzklausel gem. Art. 4 § 3 des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts sind in der Regelzone der VEAG bei der Bilanzkreis anmeldung zusätzlich Art und Herkunft der in den Bilanzkreis gelieferten Energie sowie die durch diese Lieferung versorgten Kunden anzugeben.

5 Schlichtung

5.1 Zur einverständlichen Beilegung von Meinungsverschiedenheiten, die die Auslegung dieser Vereinbarung betreffen, richten die Verbände bei

Bedarf im Einzelfall eine Clearingstelle ein.

- 5.2 Jeder Vertragspartner im Sinne einer Netznutzungsvereinbarung hat das Recht, die Clearingstelle anzurufen. Schließt sich der andere Vertragspartner dem an, findet ein Clearing-Verfahren statt.
- 5.3 Jeder Vertragspartner stellt der Clearingstelle die zur Klärung der Meinungsverschiedenheiten erforderlichen Informationen zur Verfügung.
- 5.4 Können die Meinungsverschiedenheiten von der Clearingstelle nicht ausgeräumt werden, kann diese im Einverständnis mit den Vertragspartnern zwei neutrale Sachkenner benennen, die zu den weiteren Verhandlungen hinzugezogen werden. Diese Sachkenner dürfen den beteiligten und mit ihnen verbundenen Unternehmen nicht angehören.
- 5.5 Die Sachkenner sollen den Parteien eine angemessene Regelung vorschlagen. Kommt keine Einigung zustande, bleibt es jeder Partei unbenommen, die ihr zweckmäßig erscheinenden Schritte zu unternehmen.
- 5.6 Die Verbände wirken darauf hin, daß bei Meinungsverschiedenheiten zunächst möglichst von den Schlichtungsmöglichkeiten der Clearingstelle Gebrauch gemacht wird.
- 5.7 Zur Schlichtung sonstiger Meinungsverschiedenheiten, z.B. über die Angemessenheit von Netznutzungsentgelten, einigen sich die Beteiligten jeweils auf eine von den Verbänden unabhängige Schiedsstelle.
- 5.8 Die Inanspruchnahme des Rechtsweges oder die Einleitung anderer Schritte bleiben unberührt.

6 Überprüfung der Grundsätze und Kriterien

- 6.1 Die Vereinbarung gilt zunächst bis zum 31. Dezember 2001. Die beteiligten Verbände sind sich darin einig, daß Netznutzungen auch in der Folgezeit auf der Grundlage von zwischen ihnen vereinbarten Grundsätzen für Netznutzungsverträge und Kriterien für die Bestimmung angemessener Netznutzungsentgelte stattfinden sollen. Sie werden sich rechtzeitig vor Ablauf der Vereinbarung auf etwa notwendige Änderungen im Lichte der zwischenzeitlich gemachten Erfahrungen verständigen.
- 6.2 Sollten einzelne Bestimmungen dieser Vereinbarung unwirksam sein oder werden, so bleibt die Wirksamkeit der übrigen Bestimmungen hiervon unberührt. Die Verbände werden sich aber unverzüglich über die Notwendigkeit und Gestaltung einer angemessenen Ersatzregelung verständigen. Das Gleiche gilt, wenn sich die gesetzlichen Grundlagen, die bei Abschluß dieser Vereinbarung relevant waren, ändern.
- 6.3 Die Verbände empfehlen, die Grundsätze der Verbändevereinbarung auch bei der Kalkulation und Beantragung der Tarife für die Nutzung des Versorgungsnetzes im Alleinabnehmersystem anzuwenden, soweit dies mit § 7 EnWG vereinbar ist.

7 Zusätzliche Bestandteile der Vereinbarung

- 7.1 Definitionen (Anlage 1)
- 7.2 Bilanzausgleich (Anlage 2)
- 7.3 Preisfindungsprinzipien (Anlage 3)
- 7.4 Gleichzeitigkeitsgrad (Anlage 4)
- 7.5 Beispielrechnungen (Anlage 5)

Anlagen

Berlin/Essen/Frankfurt am Main/
Hannover/Heidelberg/Köln,

13. Dezember 1999

Bundesverband der
Deutschen Industrie e. V.

VIK Verband der Industriellen
Energie- und Kraftwirtschaft e.V.

Vereinigung Deutscher
Elektrizitätswerke – VDEW – e. V.

Arbeitsgemeinschaft
Regionaler Energiever-
sorgungs-Unternehmen
- ARE - e.V.

DVG Deutsche Verbund-
gesellschaft e. V.

Verband kommunaler
Unternehmen e. V.
(VKU)

Definitionen
zur Verbändevereinbarung II
über Netznutzungsentgelte
für elektrische Energie
vom 13. Dezember 1999

Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme (1.4)

liegen vor, wenn in den vereinbarten Meßperioden der Mittelwert der Einspeiseleistung vom Mittelwert der Entnahmeleistung bzw. von einem vereinbarten Sollwert um mehr als einen, nach technisch-wirtschaftlichen Kriterien im Einzelfall zu vereinbarenden, Toleranzwert abweicht. Der Saldo schließt Strombezüge aus anderen Bilanzkreisen und Lieferungen in andere Bilanzkreise ein.

Betriebsführung (2.1.3)

Die Betriebsführung beinhaltet neben dem bedarfsgerechten Einsatz der Kraftwerke und der Netzführung - in Abstimmung/Koordinierung mit dem nationalen/internationalen Verbundsystem - auch die Schaffung und den Unterhalt der notwendigen Voraussetzungen für Zählung und kaufmännische Abrechnung aller erbrachten Leistungen zwischen den Netzbetreibern.

Soweit die o.g. Betriebsführungsaufgaben bereits in den Netzkosten enthalten sind, werden sie nicht als Systemdienstleistung in Rechnung gestellt.

Einspeise- und Entnahmepunkt (1.3)

sind die vertraglich festzulegenden Übergabestellen, an denen eingespeist bzw. entnommen wird.

Beim Einspeisepunkt kann es sich dabei um die Übergabestelle einer Erzeugungsanlage ins Netz oder um einen festzulegenden, für die Übertragung der Leistung technisch geeigneten Punkt des Einspeisenetzes handeln.

Fahrplan (3.3)

ist eine Vereinbarung über den zeitlichen Verlauf der Einspeise- oder Entnahmeleistung je Viertelstunde.

Frequenzhaltung (2.1.3)

ist die Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Entnahme (Wirkleistungsregelung) und erfolgt durch die Primär- und Sekundärregelung sowie unter Nutzung von Minutenreserve in den Kraftwerken.

Geeigneter Netzpunkt (1.5)

ist der im Sinne eines sicheren Netzbetriebs und netztechnisch vorgegebene kostengünstigste Einspeise- und Entnahmepunkt.

Gleichzeitigkeitsgrad (2.2.3)

berücksichtigt die Durchmischung der Inanspruchnahme eines Netzes oder Netzbereichs, abhängig von der Benutzungsdauer der höchsten in Anspruch genommenen Netzkapazität. Hinweise zur Ermittlung gibt Anlage 4 „Gleichzeitigkeitsgrad“ der Verbändevereinbarung.

Jahreshöchstlast (2.1.2)

Bruttoleistung (ohne Einspeiseleistung) des jeweiligen Netzbereiches, die der Kostenträgerrechnung zugrundeliegt.

Lastprofile (4.1)

Eine Zeitreihe, die für jede Abrechnungsperiode einen Leistungswert festlegt.

Netzanschlußvertrag (1.1)

Der Netzanschlußvertrag regelt die Details des unmittelbaren Anschlusses des Kunden an das öffentliche Netz.

Netzbereich (2.1.1)

Teil des Gesamtnetzes je Netzbetreiber, der insbesondere nach Spannungsebenen und - sofern sachgerecht - zusätzlich nach Regionen (z.B. Stadt, Land) abgegrenzt wird.

Netznutzer (Vorspann)

sind beziehende Kunden, Kraftwerke und ggf. auch Händler.

Netznutzungsvertrag (1.1)

Im Netznutzungsvertrag werden alle Fragen der Netznutzung incl. Entgeltfragen geregelt, die über den Netzanschluß hinausgehen.

Netztechnische Fragen (Vorspann)

betreffen im wesentlichen die Handhabung zu:

Spannungsebene, Anschlußleistung, Kurzschlußleistung, Netzurückwirkungen, Anforderungen an Versorgungszuverlässigkeit, anzuschließende Anlagentechnik, Gestaltung von Schaltanlagen, Eigentumsgrenzen, Schaltberechtigung, Schutztechnik, Netzanschluß, Rundsteuerung, Blindleistungskompensation, Zählung und Messung.

Reservenetzkapazität (2.3.2)

Netzkapazität für Reservestromlieferung bei Ausfall oder Revision von Erzeugungsanlagen.

Sicherer Netzbetrieb (1.3)

ist die Fähigkeit des jeweiligen Netzes, die Übertragungs- bzw. Verteilungsaufgaben unter Aufrechterhaltung stabiler, normgerechter und vereinbarungsgemäßer Versorgungsverhältnisse zu erfüllen.

Spannungshaltung (2.1.3)

Spannungshaltung ist die Aufrechterhaltung eines akzeptablen Spannungsprofils im Netz. Dies wird durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarf des Netzes und der Kunden erreicht.

Systemdienstleistungen (2.1.3)

Als Systemdienstleistungen werden die für die Funktionstüchtigkeit des Systemes unvermeidlichen Dienstleistungen bezeichnet, die zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie notwendig sind und die Qualität der Stromversorgung bestimmen. Zu den Systemdienstleistungen gehört insbesondere nicht die Dauerreserve.

Der Entgeltanteil für die einzelnen Systemdienstleistungen wird separat ausgewiesen.

Technische Rahmenbedingungen (1.3)

sind die auf der Basis der jeweiligen anerkannten Regeln der Technik von den Netzbetreibern bekanntzugebenden Bedingungen für die Netznutzung (z.B. GridCode, DistributionCode, MeteringCode).

Übertragungsnetze (2.2.4)

sind Netze, die der Übertragung elektrischer Energie zu nachgeordneten Verteilungsnetzen dienen.

Im allgemeinen beschränken sich Übertragungsnetze auf die Spannungsebenen 220 und 380 kV; in besonderen Fällen kann auch ein 110-kV-Netz seiner Aufgabe nach

ein Übertragungsnetz sein. In diesen Fällen müssen die betroffenen Netzbetreiber die tatsächliche Funktion nachweisen und die Kosten anteilig dem Übertragungsnetz zuordnen.

Umspannung (2.1.1)

Bei der Ermittlung der Jahreskosten für Umspannungen sind der Transformator, die Transformatorschaltfelder und zu diesen Anlagenteilen zugehörige Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke zu berücksichtigen.

Leitungsschaltfelder und zu diesen Anlagenteilen zugehörige Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke sind der ober- bzw. unterspannungsseitigen Netzebene zuzuordnen.

Entsprechend der o.g. Trennung ist ggf. eine geeignete Schlüsselung vorzunehmen. Sollten Transformator- und Leitungsschaltfelder nur gemeinsam erfaßt sein, so ist eine Schlüsselung der Kostenpositionen im Verhältnis der Anzahl Transformatorschaltfelder zu Leitungsschaltfelder anzuwenden.

Bei der Umspannung Mittelspannung/Niederspannung werden Ortsnetzstationen abweichend von der o.g. Schlüsselung in Gesamtheit der Umspannung zugeordnet.

Unmittelbarer Netzanschluß (1.5)

ist die Verbindung der elektrischen Anlagen des Einspeisers bzw. Abnehmers mit dem jeweiligen Netz einschließlich aller in diesem Zusammenhang für den sicheren Netzbetrieb erforderlichen, direkt zurechenbaren Einrichtungen.

Versorgungswiederaufbau (2.1.3)

Als Versorgungswiederaufnahme werden diejenigen technischen und organisatorischen Maßnahmen bezeichnet, die zur Störungseingrenzung und nach Störungseintritt zur Aufrechterhaltung bzw. Wiederherstellung der Versorgungsqualität durchgeführt werden. Auch Maßnahmen zur Ausrüstung der Kraftwerks- und Netzanlagen im Hinblick auf eventuelle Großstörungen (Wiederaufbaukonzepte) sind der Versorgungswiederaufnahme zuzurechnen.

Zeitgleiche Entnahme (Vorspann)

ist die Übereinstimmung von eingespeister und entnommener Leistung in der zu vereinbarenden Meßperiode.

**Bilanzausgleich
zur Verbändevereinbarung II
über Netznutzungsentgelte
für elektrische Energie
vom 13. Dezember 1999**

Zielsetzung

- Durch die Einrichtung von Bilanzkreisen wird die Möglichkeit geschaffen, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen für mehrere Entnahmestellen zu saldieren und durch ihre Durchmischung zu minimieren. Verbleibende Ungleichgewichte werden vom Regelzonenbetreiber ausgeglichen (Bilanzausgleich).
- Die Regelungen zum Bilanzausgleich sollen unter der Bedingung der Aufrechterhaltung eines sicheren Systembetriebes betriebliche Mindestanforderungen definieren, kommerzielle Anreize für die Einhaltung dieser Anforderungen schaffen und die damit verbundenen Kosten der Netzbetreiber verursachungsorientiert auf alle Netznutzer verteilen helfen.
- Es soll gewährleistet sein, daß durch administrative, kommerzielle und andere Vorgaben die Bildung kleiner Bilanzkreise in der Praxis nicht unbillig behindert wird.
- Die Regelungen sollen einerseits unempfindlich gegenüber stochastischen Effekten sein, andererseits den gezielten Mißbrauch einzelner Netznutzer auf Kosten der Allgemeinheit verhindern.

1. Wesen von Bilanzkreisen

Bilanzkreise sind virtuelle Gebilde, für die ein Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme gegenüber dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) durchzuführen ist. Ein Bilanzkreis besteht dabei im einfachsten Fall aus einem einzigen Netznutzer (Entnahme und Einspeisungen). Es können aber auch mehrere Netznutzer (z.B. einzelne Industriestandorte) und/oder Sub-Bilanzkreise aggregiert

werden (Anhang 1).

Ein Netznutzer kann auch mehreren Bilanzkreisen angehören. In diesem Fall muß aber genau ein Liefervertrag vorhanden sein, der entweder den gesamten Bedarf oder den über eventuelle Fahrplanlieferungen hinausgehenden Bedarf vollständig deckt (offener Liefervertrag).

Der Bilanzkreisverantwortliche übernimmt als Schnittstelle zwischen Netznutzern und ÜNB die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen eines Bilanzkreises.

Bilanzkreise sind hinsichtlich der Abwicklung des Bilanzausgleiches mit den Übertragungsnetzbetreibern auf Regelzonen beschränkt. Im Verhältnis zu den Netznutzern kann durch die Bilanzkreisverantwortlichen auch regelzonenübergreifend aggregiert werden. Der Bilanzkreisverantwortliche muß diese Aggregation jedoch im Verhältnis zu den jeweiligen ÜNB wieder auf Bilanzkreise für je eine Regelzone aufteilen.

Der Bilanzkreisverantwortliche nennt dem ÜNB die zu einem Bilanzkreis aggregierten Entnahmestellen und gibt ihm eine Übersicht über das beabsichtigte Beschaffungsportfolio des Bilanzkreises (Kraftwerke innerhalb der Regelzone, bei Bezügen aus anderen Regelzonen der aggregierte Bezug je Regelzone, Mitteilung über physische Erfüllung von Börsengeschäften). Für den Bilanzausgleich (periodengenaue Abgleich zwischen Entnahme und Einspeisung) ist nur die Aggregation aller zu einem Bilanzkreis gehörigen Entnahmen und Einspeisungen relevant (Schema siehe Anhang 2).

Kriterien für Anforderungen an Bilanzkreisverantwortliche in administrativer und kommerzieller Hinsicht müssen deutschlandweit einheitlich sein und sich auf wenige wesentliche und sachgerechte Kriterien beschränken. Sie müssen so gestaltet sein, daß sie auch von Bilanzkreisverantwortlichen erfüllt werden können, die für Abnahmestellen eigener bzw. verbundener Unternehmen tätig sind.

Im Fall der Insolvenz eines Bilanzkreisverantwortlichen übernehmen die für die betroffenen Abnahmestellen zuständigen Netzbetreiber zunächst die Versorgung, bis

die betroffenen Verbraucher eine anderweitige Belieferung sichergestellt haben, maximal jedoch für die Dauer von 3 Monaten bei Kunden ohne registrierende ¼-h-Zählung, bei anderen Kunden für maximal einen Monat. Die hierfür entstehenden Kosten trägt der unmittelbar betroffene Kunde. Der Übergang eines Kunden von einem Bilanzkreis zu einem anderen wird nur auf Initiative des aufnehmenden Bilanzkreises vollzogen.

2. Betriebliche Abwicklung/Fahrpläne

Im folgenden wird zwischen Veränderungen der Bilanzkreis-Struktur (administrativ) und Fahrplanmanagement (betrieblich) unterschieden:

Für den Wechsel von Entnahmestellen oder Sub-Bilanzkreisen zu anderen Bilanzkreisen ist wegen des nicht unerheblichen administrativen Aufwands eine Frist von einem Monat zum Ablauf des Folgemonats erforderlich.

Fahrpläne, d.h. die vorherige Angabe der Höhe geplanter Einspeisungen und Entnahmen sind nur in Form von Austauschfahrplänen erforderlich (d.h., wenn Einspeisung und Entnahme in unterschiedlichen Regelzonen erfolgen). Aus betrieblichen Gründen geben darüber hinaus Kraftwerke mit einer Leistungsabgabe > 100 MW (bezogen auf den Netzanschlußpunkt) Einspeise-Fahrpläne ab, für Zwecke des nachfolgend beschriebenen Ausgleichs von Bilanzkreisen finden jedoch nur die Ist-Einspeisewerte Berücksichtigung.

Die Einspeise-Fahrpläne der Kraftwerke sind vom Kraftwerksbetreiber und die Austauschfahrpläne zwischen Regelzonen vom Bilanzkreisverantwortlichen spezifiziert nach Meßperioden bis spätestens 14.30 Uhr des vorausgehenden Werktages (ohne Samstag) den jeweils betroffenen Übertragungsnetzbetreibern mitzuteilen. Die ÜNB geben Einspeisefahrpläne von Kraftwerken an die betroffenen Verteilnetzbetreiber weiter.

Fahrpläne sind nicht genehmigungsbedürftig, abgesehen von folgender Ausnahme:

Ein Fahrplan beeinflusst einen von einem Netzbetreiber veröffentlichten Engpaß. Derartige Veröffentlichungen müssen mindestens Angaben zur voraussichtlichen Dauer des Engpasses, Maßnahmen zur Behebung des Engpasses bzw. zur Methode eines diskriminierungsfreien Engpaßmanagements sowie den erforderlichen Vorlauf für den Engpaß betreffende Fahrpläne enthalten. Das diesbezügliche Vorgehen wird zu gegebener Zeit an europäische Regelungen angepaßt.

Alle vom Übertragungsnetzbetreiber akzeptierten Fahrpläne sind verbindlich.

Bei nachweislichen Ausfällen von Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von in der Regel ≥ 5 MW sind Fahrplanänderungen mit einer Vorlaufzeit von 15 Minuten vor Beginn des jeweiligen Fahrplanintervalls möglich. Bei einer unvorhersehbaren Lastreduktion von > 5 MW (z.B. durch Ausfall von Produktionseinrichtungen) sind Fahrplanänderungen mit einer Vorlaufzeit von 60 Minuten vor Beginn des jeweiligen Fahrplanintervalls bei entsprechendem Nachweis möglich.

Der Übertragungsnetzbetreiber kann aufgrund akuter Probleme in Fahrpläne eingreifen, sofern die Sicherheit des Systembetriebs dies erfordert. Die dadurch beim Netzbetreiber oder bei den von dem Eingriff betroffenen Kraftwerken bzw. Bilanzkreisen entstehenden Mehrkosten trägt, soweit eindeutig ermittelbar und zuzuordnen, der Verursacher. Ansonsten werden diese Kosten vom Übertragungsnetzbetreiber zunächst getragen und als Bestandteil der Netznutzungsentgelte verrechnet. Die in diesem Zusammenhang entstehenden Kosten werden separat ausgewiesen. Die Angabe eines nicht genehmigungspflichtigen bzw. die Einhaltung eines genehmigten Fahrplans kann in diesem Sinne nicht als Ursache gelten.

Kraftwerke, die mehr als einen Bilanzkreis beliefern, teilen dem ÜNB zu Abrechnungszwecken bis 14.30 Uhr des Vortages die quantitative Aufteilung der Erzeugung mit. Gleiches gilt für Stromaustausch zwischen Bilanzkreisen. Netznutzer, die mehr als einem Bilanzkreis angehören, teilen die Aufteilung ihres Bezuges ebenso bis 14.30 Uhr des Vortages mit.

3. Abrechnung, Meßintervall, Toleranzband, Preise

3.1 Meßintervalle

Die Meßperiode für die Festlegung von Netznutzungsentgelten und für die Abrechnung von Bilanz- bzw. Fahrplanabweichungen beträgt 15 Minuten.

3.2 Toleranzband

Für die Gewährleistung eines sicheren Systembetriebes und den dafür erforderlichen kontinuierlichen Ausgleich von Einspeise-/Entnahmeabweichungen von Bilanzkreisen kontrahieren die ÜNB Regel- und Reserveleistung bei Kraftwerksbetreibern und bei Endverbrauchern mit abschaltbaren Lasten. Dabei gelten die Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme innerhalb der ¼-h-Meßperiode als nicht individualisierbar und werden im Rahmen der Systemdienstleistungen verrechnet.

Für stochastische Abweichungen der zeitgleichen ¼-h-Meßwerte von Einspeisung und Entnahme werden Toleranzbänder definiert, innerhalb derer nur die angefallene Regelenergie verrechnet wird. Außerhalb der Toleranzbänder wird zusätzlich Regelleistung in Rechnung gestellt.

Das Standard-Toleranzband beträgt +/- 5 % vom Bezugswert. Der Bezugswert ist die jeweilige kumulierte zeitgleiche 15-Minuten-Höchstlast eines Monats aller Entnahmestellen eines Bilanzkreises in einer Regelzone. Die Kosten für das Standard-Toleranzband von 5 % sind in den Netznutzungsentgelten enthalten.

Zusätzlich wird die Möglichkeit eingeräumt, ein erweitertes Toleranzband von bis zu 20 % zu bestellen, das einen Maximalwert von +/- 5 MW nicht überschreiten darf.

Wird ein Toleranzband von +/- 20 % in Anspruch genommen, zahlt der Bilanzkreisverantwortliche hierfür einen Preis von 50 % der Systemdienstleistungskosten (d.h. z.Zt. ca. 0,15 Pf/kWh). Für ein Toleranzband von +/- 10 % beträgt der Preis 25 % der Systemdienstleistungskosten (z.Zt. ca. 0,075 Pf/kWh).

Andere Toleranzbreiten zwischen +/- 5 % und +/- 20 % ziehen entsprechend interpolierte Erhöhungen der Preise für Systemdienstleistungen (gerundet auf drei Nachkomma-Stellen) nach sich.

3.3 Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen

3.3.1 Innerhalb des Toleranzbandes

Innerhalb des vereinbarten Toleranzbandes ist ein Naturalausgleich nach 2 Tarifzonen (s. Anhang 3) möglich. Hierzu werden die in den beiden Tarifzonen auftretenden Abweichungen getrennt saldiert. Der Kontostand am Ende einer Saldierungsperiode (Montag 00.00 Uhr – Sonntag 24.00 Uhr) wird wie folgt bewertet:

Für die Hochtarifzone dürfen maximal 6 Vollaststunden (bezogen auf den Bezugswert des Toleranzbandes) auf die folgende Saldierungsperiode übertragen werden, für die Niedertarifzone 4 Vollaststunden. Darüber hinausgehende Kontostände werden vom ÜNB mit asymmetrischen, marktgerechten Arbeitspreisen x (bei Fehlbeträgen) berechnet und y (bei Überschüssen) vergütet.

3.3.2 Außerhalb des Toleranzbandes

Bei einem Mehrverbrauch oberhalb der durch das vereinbarte Toleranzband festgelegten Obergrenze verrechnet der betreffende Übertragungsnetzbetreiber für die Überschreitungsleistung des betreffenden Bilanzkreises einen Leistungspreis, der sich an seinen Beschaffungskosten orientiert (Monatsleistungspreis oder gestaffelter Leistungspreis mit ähnlicher Wirkung).

Ansonsten erfolgt die Verrechnung von Regelarbeit bei Über- und Unterschreitung des Toleranzbandes mit den unter 3.3.1 erwähnten Arbeitspreisen x und y .

3.3.3 Abrechnung von Entnahmestellen ohne Leistungsmessung

Kunden ohne registrierende ¼-h-Zählung werden auf der Basis von Lastprofilen (analytisches oder synthetisches Verfahren) beliefert und abgerechnet. Die dem Netzbetreiber ggf. entstehenden Kosten für Regelung und Ausgleich von

Lastprofilabweichungen sind verursachungsorientiert den Kundengruppen ohne registrierende ¼-h-Zählung zuzuordnen. Angestrebt werden möglichst einheitliche, transparente und kalkulierbare Lösungen. Dabei wird sichergestellt, daß Bilanzkreisverantwortliche, die ganz oder teilweise aufgrund von Lastprofilverfahren abrechnen, im Hinblick auf die Behandlung von Bilanzabweichungen nicht besser gestellt werden als solche, die ganz oder vorwiegend Abnahmestellen mit ¼-h-Zählung versorgen.

4. Allgemeines

Die künftige Beschaffung von Frequenzregelleistung und –arbeit sowie von Verlustleistung und -arbeit durch die Netzbetreiber von Dritten muß wettbewerbsorientiert und transparent erfolgen (z.B. durch Ausschreibung mit Angabe des realisierten Bezugspreises).

- Anhang 1 „Beispiele für Bilanzkreise“
- Anhang 2 „Zählerdatenaustausch und Bilanzierung auf ÜNB/VNB-Ebene
- Anhang 3 „Tarifzeiten für Naturalausgleich“

VV-2 Beispiele für Bilanzkreise

1. Bilanzkreistypen

1.1 Typ Ent0Erz0 = Entnahmestellen und Einspeisestellen innerhalb einer Regelzone

Fahrplananmeldung beim ÜNB:

Einspeisung: KW-Einsatzfahrpläne, Anteile von Gemeinschaftskraftwerken

Entnahme: -

Ermittlung der Einspeise-/Entnahmeabweichung

Abweichung = Σ Istentnahme (Zählung)

- Σ Isteinspeisung (Zählung/Abrechnungswerte)

1.2 Typ Ent0Erz1 = Entnahmestellen in Regelzone, Einspeisestellen extern

Fahrplananmeldung beim ÜNB:

Einspeisung: Übergabefahrpläne von anderen Regelzonen

Entnahme: -

Ermittlung der Einspeise-/Entnahmeabweichung

Abweichung = Σ Istentnahme (Zählung)

- Σ Übergabefahrpläne

1.3 Typ Ent0Erz01 = Entnahmestellen in Regelzone, Einspeisestellen in Regelzone und extern

Fahrplananmeldung beim ÜNB:

Einspeisung: KW-Einsatzfahrpläne in Regelzone, Anteile von Gemeinschaftskraftwerken in Regelzone, Übergabefahrpläne von anderen Regelzonen

Entnahme: -

Ermittlung der Einspeise-/Entnahmeabweichung

Abweichung = Σ Istentnahme(Zählung)

- Σ Isteinspeisung (Zählung, Abrechnungswerte)

- Σ Übergabefahrpläne

1.4 Typ Ent1Erz0 = Entnahmestellen extern, Einspeisestellen in Regelzone

Fahrplananmeldung beim ÜNB:

Einspeisung: wie Ent0Erz0

Entnahme: Übergabefahrpläne an andere Regelzonen

Ermittlung der Einspeise-/Entnahmeabweichung

Abweichung = Σ Übergabefahrpläne

- Σ Isteinspeisung (Zählung, Abrechnungswerte)

1.5 Typ Ent01Erz0 = Entnahmestellen in Regelzone und extern, Einspeisestellen in Regelzone

Fahrplananmeldung beim ÜNB:

Einspeisung: wie Ent0Erz0

Entnahme: Übergabefahrpläne an andere Regelzonen

Ermittlung der Einspeise-/Entnahmeabweichung

Abweichung = Σ Istentnahme in Regelzone (Zählung)

+ Σ Übergabefahrpläne

- Σ Isteinspeisung (Zählung Abrechnungswerte)

1.6 Typ Ent1Erz01 = Entnahmestellen extern, Einspeisestellen in Regelzone und extern

Durch Vorsaldierung der externen Entnahmen und Einspeisungen wird dieser Bilanzkreistyp zum Typ Ent1Erz0.

1.7 Typ Ent01Erz1 = Entnahmestellen in Regelzone und extern
Einspeisestellen extern

Durch Vorsaldierung der externen Entnahmen und Einspeisungen wird dieser Bilanzkreistyp zum Typ Ent0Erz1.

1.8 Typ Ent01Erz01 = Entnahmestellen in Regelzone und extern
Einspeisestellen in Regelzone und extern

Durch Vorsaldierung der externen Entnahmen und Einspeisungen wird dieser Bilanzkreis zum Typ Ent0Erz01 wenn externe Entnahme < externe Einspeisung bzw. zum Typ Ent01Erz0 wenn externe Entnahme > externe Einspeisung.

1.9 Typ Ent1Erz1 = Entnahme- und Einspeisestellen extern
Bilanzkreis gehört nicht zur betrachteten Regelzone.

2. Beispiel für die Bestimmung des Bezugswertes eines Bilanzkreises und der davon abgeleiteten Werte

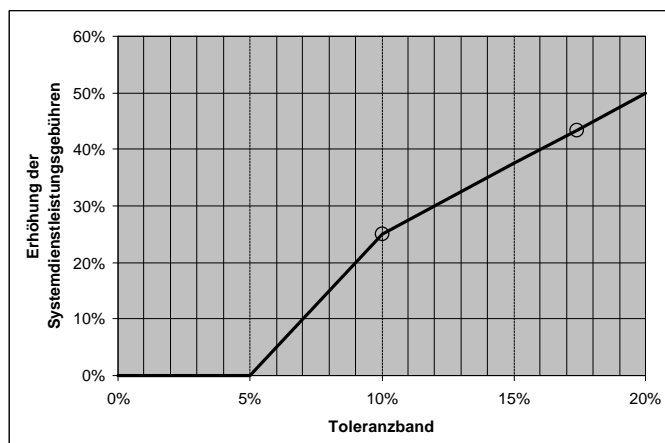
Zum Bilanzkreis A gehören z. B. 5 Entnahmestellen, deren kumulierte zeitgleiche Höchstlast im Abrechnungsmonat z. B. 28,8 MW betrug (höchste Σ Entnahme in einer 15-Minuten-Meßperiode = 7,2 MWh).

Der Bezugswert zur Ermittlung des Toleranzbereiches und des Naturalausgleiches beträgt damit für den betreffenden Abrechnungsmonat 28,8 MW.

Toleranzbänder: Standard: 5 % = 1,44 MW
 Erweiterung: 10 % = 2,88 MW
 Maximum: 17,4 % = 5 MW

Der Bilanzkreis kann ein Toleranzband in Höhe von 5 % bis 17,4 % des Bezugswertes vereinbaren.

Die Kosten für Systemdienstleistungen erhöhen sich bei Wahl eines Toleranzbandes > 5 % wie folgt (s. Text Ziffer 3.2):



Toleranzband	10 %	SDL-Erhöhung	f = 0,25
Toleranzband	17,4 %	SDL-Erhöhung	f = 0,435

Vollaststunden: Grenzwerte für Abweichungssaldi am Ende einer Saldierungsperiode (Sonntag 24 Uhr) betragen:

HT-Zone = 6 Vollaststunden = 6 h x Bezugswert in MW
 = 6 h x 28,8 MW = 172,8 MWh

NT-Zone = 4 Vollaststunden = 4 h x Bezugswert in MW
 = 4 h x 28,8 MW = 115,2 MWh

VV-2

Bilanzkreise

3. Beispiel für Berechnung der Einspeise-/Entnahmeabweichung und des Abschlusses einer Saldierungsperiode

3.1 Einspeise-/Entnahmeabweichung

Bilanzkreis A hat folgende Kenngrößen:

Typ Ent0Erz01

4 Entnahmestellen in Regelzone (Ent1 – Ent4)

2 Einspeisestellen in Regelzone (Erz1, Erz2)

Einspeisung extern

Bezugswert: 28,8 MW

Toleranzband: 10 % = 2,88 MW

Abrechnung der Perioden: 8.15 (= 8 h –8.15 h), 8.30, 8.45, 9.00

Beim ÜNB liegen vom Vortag für diese Perioden folgende Fahrplananmeldungen vor.

Einspeisung:

KW-Einsatzfahrplan: Fehlanzeige, da Einspeisung < 100 MW

Anteile von Gemeinschaftskraftwerken: Einspeisung 1 erfolgt aus 200 MW-Block. Bilanzkreis A steht 5 % des Istwertes zu.

Übergabefahrplan aus anderen Regelzonen:

Periode	8.15	8.30	8.45	9.00
Fahrplan	2,4 MW	1,8 MW	1,0 MW	1,3 MW
Arbeit/1/4 h	600 kWh	450 kWh	250 kWh	325 kWh

Zur Abrechnung liegen folgende Werte vor:

Entnahme in kWh

Periode	8.15	8.30	8.45	9.00
Ent1	225	275	250	200
Ent2	1 500	1 525	1 425	1 050
Ent3	975	1 025	1 000	925
Ent4	1 500	1 550	1 500	1 175
<hr/> Σ Ent	<hr/> 4 200	<hr/> 4 375	<hr/> 4 175	<hr/> 3 350

Erzeugung in kWh

Periode	8.15	8.30	8.45	9.00
5 % Erz1	2 500	2 500	2 500	2 500
Erz2	1 025	1 125	500	1 500
Σ Erz in Regelzone	3 525	3 625	3 000	4 000
Übergabefahrplan	600	450	250	325

Abweichungen: (alle Angaben in kWh)

	8.15	8.30	8.45	9.00
Σ Istantnahme	4 200	4 375	4 175	3 350
- Σ Isteinspeisung in Regelzone	3 525	3 625	3 000	4 000
- Übergabefahrplan	600	450	250	325
	75	300	925	- 975

Toleranzband:

$\pm 2,88$ MW entspricht einer Arbeitsabweichung pro 15-Min-Periode von ± 720 kWh

8.45: Istabweichung: 925 kWh
Toleranzband: 720 kWh
 Überschreitung: 205 kWh

= 720 kWh als Schulden auf HT-Konto
 Naturalausgleich
 205 kWh werden gesondert verrechnet
 mit Arbeits- und Leistungspreis

9.00: Istabweichung: - 975 kWh
Toleranzband: - 720 kWh
 Unterschreitung: 255 kWh

= 720 kWh als Guthaben auf HT-Konto
 Naturalausgleich
 255 kWh werden vom ÜNB mit
 Arbeitspreis rückvergütet.

3.2 Abschluß einer Saldierungsperiode

Durch laufende Addition der Einspeise-/Entnahmeabweichungen innerhalb des Toleranzbandes ergeben sich für den Bilanzkreis A am Sonntag den 17.10.99 um 24.00 Uhr (= Abschluß der Saldierungsperiode KW 41/99) folgende Kontostände:

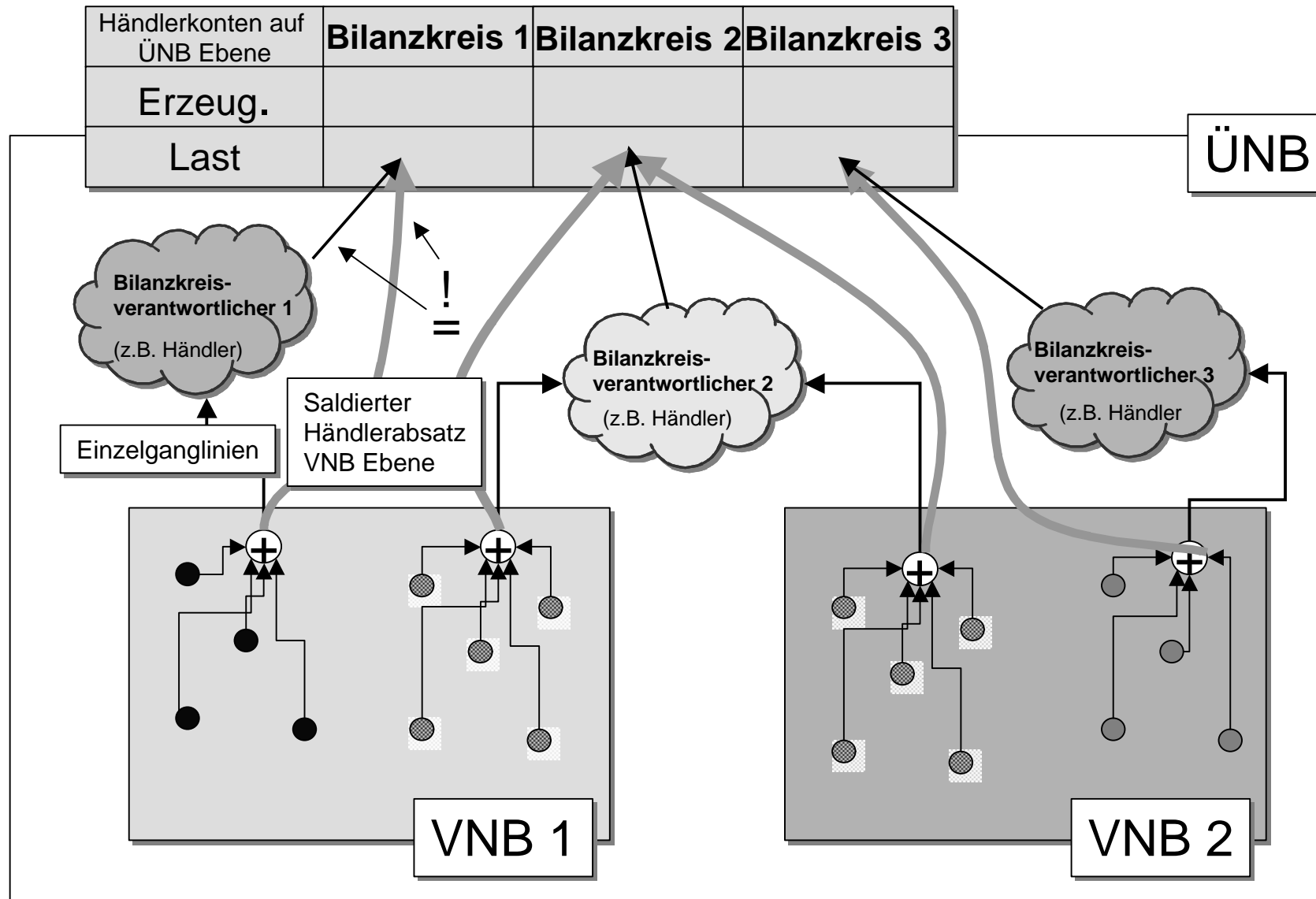
HT-Konto: 360 MWh Schulden
NT-Konto: 425 MWh Guthaben

Übertragung auf die folgende Saldierungsperiode KW 42/99:

HT-Konto maximal möglich 6 Vollaststunden aus 28,8 MW = 172,8 MWh
NT-Konto maximal möglich 4 Vollaststunden aus 28,8 MW = 115,2 MWh

Ergebnis: Bilanzkreis A überträgt 172,8 MWh Schulden als Startwert des HT-Kontos für KW 42/99 und vergütet dem ÜNB $360 \text{ MWh} - 172,8 \text{ MWh} = \underline{187,2 \text{ MWh}}$ als bezogene Regelarbeit mit einem vereinbarten Arbeitspreis von $x \text{ Pfg/kWh}$.

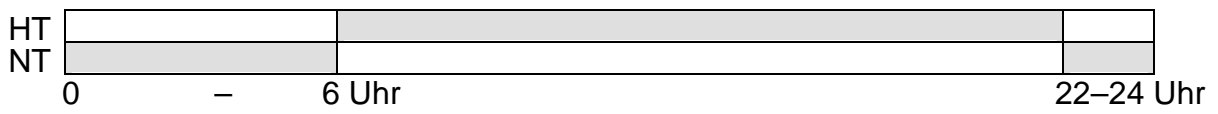
Bilanzkreis A überträgt 115,2 MWh Guthaben als Startwert des NT-Kontos für KW 42/99 und erhält vom ÜNB für $425 \text{ MWh} - 115,2 \text{ MWh} = \underline{309,8 \text{ MWh}}$ eine Rückvergütung für Einspeiseüberschuß mit einem vereinbarten Arbeitspreis von $y \text{ Pfg/kWh}$.



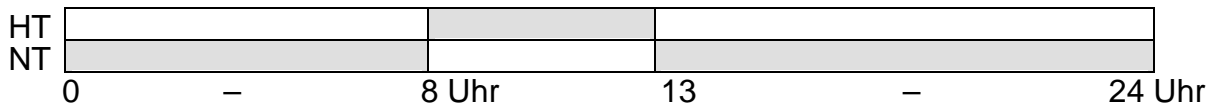
Zählerdatenaustausch und Bilanzierung auf ÜNB/VNB Ebene

Tarifzeiten für Naturalausgleich

**Werktäglich
Mo – Fr**



Sa / So und bundeseinheitliche Feiertage



**Preisfindungsprinzipien
zur Verbändevereinbarung II
über Netznutzungsentgelte
für elektrische Energie
vom 13. Dezember 1999**

1. Grundsätze

Stromübertragung und Stromverteilung haben möglichst preisgünstig und unter den Nebenbedingungen der Sicherheit und Umweltverträglichkeit zu erfolgen.

Es sind Preise zu bilden, die in Anbetracht der Kosten- und Erlöslage bei elektrizitätswirtschaftlich rationeller Betriebsführung erforderlich sind. Damit wird den Anforderungen der Kostengerechtigkeit und Kosteneffizienz gleichermaßen Rechnung getragen.

Die Preisbildung erfolgt auf der Basis folgender drei Elemente:

- a) Kalkulatorische Kosten- und Erlösrechnung
- b) Handelsrechtlicher Jahresabschluß ggf. bezogen auf die entbündelten Bereiche Übertragung und Verteilung
- c) Übertragungs- und Verteilungspreise strukturell vergleichbarer Netzbetreiber.

2. Kalkulatorische Abschreibung

Wertminderungen von betriebsnotwendigen Anlagegütern sind als Abschreibungskosten bei der Bestimmung kostengerechter und kosteneffizienter Preise zu berücksichtigen.

Abschreibungen auf den mit Fremdkapital finanzierten Anteil der betriebsnotwendigen Anlagegüter erfolgen auf der Basis der Anschaffungswerte.

Zum Zweck der Substanzerhaltung erfolgen Abschreibungen auf den mit Eigenkapital finanzierten Anteil der betriebsnotwendigen Anlagegüter auf der Basis von Tagesneuwerten (Nettosubstanzerhaltung).

Tagesneuwert ist der unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung maßgebliche Anschaffungswert zum jeweiligen Bewertungszeitpunkt. Dieser wird in der Regel durch Indizierung ermittelt. Sofern Tagesneuwerte nicht zu plausiblen Ergebnissen führen, sind aktuelle Angebotspreise anzusetzen. Abschreibungen auf der Basis von Wiederbeschaffungswerten zum Zeitpunkt des Endes der betriebsüblichen Nutzungsdauer werden abgelehnt, da hiermit erhebliche Prognose- und Bewertungsprobleme verbunden sind.

In einem ersten Schritt erfolgt die Ermittlung des Eigenkapitalanteils gemäß der jeweils gültigen Arbeitsanleitung der Preisbehörden zur Darstellung der Kosten- und Erlösentwicklung. In einem zweiten Schritt wird eine Begrenzung des Eigenkapitalanteils auf 40 % angestrebt.

Ertragssteuern aufgrund der Differenz von Abschreibungen auf Tagesneuwerte zu Anschaffungswerten der eigenfinanzierten Anlageinvestitionen (steuerlicher Scheingewinn) können als Kosten berücksichtigt werden.

3. Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

Eine angemessene Verzinsung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals ist als Kostenkomponente zu berücksichtigen.

Das betriebsnotwendige Eigenkapital ist zum jeweiligen Bewertungszeitpunkt auf der Basis der Anschaffungswert-Abschreibung zu ermitteln.

Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung soll sich an der Rendite anderer Anlageformen mit vergleichbarem Risiko und vergleichbarer Kapitalbindungsdauer orientieren. Als Basis für die Ermittlung kann die längerfristige durchschnittliche Umlaufrendite festverzinslicher, inländischer Wertpapiere herangezogen werden. Da die Substanzerhaltung des Eigenkapitals auf dem Weg der anteiligen Abschreibung zu Tagesneuwerten erfolgt, ist diese Vergleichsrendite um die

entsprechende Preissteigerungsrate zu vermindern. Damit orientiert sich eine angemessene Eigenkapitalverzinsung als Komponente der Netzpreisbildung nicht am Nominal- sondern am Realzins vergleichbarer Anlagen.

Für das unternehmerische Risiko des Netzbetreibers kann ein Wagniszuschlag gewährt werden. Dieser kann von der Clearingstelle ggf. in Zusammenarbeit mit Gutachtern auf seine Angemessenheit hin geprüft werden.

4. Vergleichsmarktkonzept

Vergleiche der Preise der Stromübertragung und Stromverteilung verschiedener Netzbetreiber liefern – unter Berücksichtigung der vorherrschenden allgemeinen Bedingungen – Hinweise auf eine elektrizitätswirtschaftlich rationelle Betriebsführung. Das Vergleichsmarktkonzept dient damit der Beurteilung der Angemessenheit von Preisen. In einem monopolistischen Marktbereich schaffen Preisvergleiche einen „Als-ob-Wettbewerb“ und liefern damit Anreize zu einer kontinuierlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Betriebsführung und Investitionstätigkeit. In einem ersten Schritt wird die Anwendung des Vergleichsmarktkonzeptes auf strukturell vergleichbare nationale Netzbetreiber beschränkt.

**Gleichzeitigkeitsgrad
zur Verbändevereinbarung II
über Netznutzungsentgelte
für elektrische Energie
vom 13. Dezember 1999**

1. Gleichzeitigkeitsgrad

Gemäß Ziffern 2.1.2 und 2.2.3 wird der Jahresleistungspreis durch Division der Jahreskosten eines Netzbereiches durch dessen Jahreshöchstlast ermittelt. Diese Jahreshöchstlast ergibt sich durch die Überlagerung der Einzel-Netznutzungen. Die Einzel-Netznutzung wird mit ihrer Höchstleistung P_i^{\max} in Rechnung gestellt. Da die Einzelhöchstleistungen zeitungleich auftreten, ist ihre Summe größer als die Jahreshöchstlast. Es muß deshalb eine kostenverursachungsorientierte Zuordnung zwischen Jahreshöchstlast und der Summe der Einzelhöchstleistungen erfolgen.

Die Zuordnung erfolgt über den Gleichzeitigkeitsgrad, der im Rahmen einer Gruppenkalkulation die Durchmischung der einzelnen zeitungleichen Einzelhöchstleistungen P_i^{\max} bezüglich der Jahreshöchstlast beschreibt. Als statistisch signifikantes Kriterium hat sich bewährt, die Einzel-Netznutzungen nach ihrer jeweiligen Jahresbenutzungsdauer $T_i = W_i / P_i^{\max}$, (W = bezogene elektrische Jahresarbeit) einzuteilen.

Der Gleichzeitigkeitsgrad $g(T)$ wird empirisch für den jeweiligen Netzbereich bestimmt und dem jeweiligen Netzkunden auf Wunsch plausibel dargelegt. Man erhält eine Verteilungsfunktion abhängig von der Benutzungsdauer. Diese kann durch zwei Geraden angenähert werden.

Die Näherungsgraden sind so zu ermitteln, daß sich für die Jahreshöchstlast der Netzebene ergibt:

$$P_{\text{Netz}}^{\max} = \sum_i P_i^{\max} \times g_i$$

Bei den Einzelhöchstleistungen sind ggf. auch Netzreserveleistungen für Kraftwerke zu berücksichtigen.

Die Schnittpunkte der netzbereichsindividuellen Näherungsgeraden liegen in einem Rechteckfenster mit den diametralen Eckpunkten

$$\mathbf{P}_1: \begin{array}{l} g = 0,8 \\ T = 1.500 \text{ h/a} \end{array}$$

$$\mathbf{P}_2: \begin{array}{l} g = 0,6 \\ T = 3.500 \text{ h/a} \end{array}$$

Der Ordinatenschnittpunkt von g_1 liegt zwischen 0 und 0,2. Für $T = 8.760 \text{ h/a}$ beträgt $g_2 = 1$.

Sollte es im Einzelfall erforderlich sein, von diesen Werten abzuweichen, so ist dies zu begründen.

In Abb. 1 sind beispielhaft Näherungsgeraden dargestellt; die zugehörigen Geradengleichungen lauten:

$$g_1 = 0,1 + \frac{0,6}{2500 \text{ h/a}} T \quad g_2 = 0,58 + \frac{0,42}{8760 \text{ h/a}} T$$

Aus dieser Grafik läßt sich dann für jede Netznutzung der Gleichzeitigkeitsgrad aus den individuellen Benutzungsstunden ermitteln. So ergibt sich z.B. für 300 Benutzungsstunden ein Wert von 0,17, für 2.500 Benutzungsstunden ein Wert von 0,7 und für 7.000 Benutzungsstunden ein Wert von 0,92.

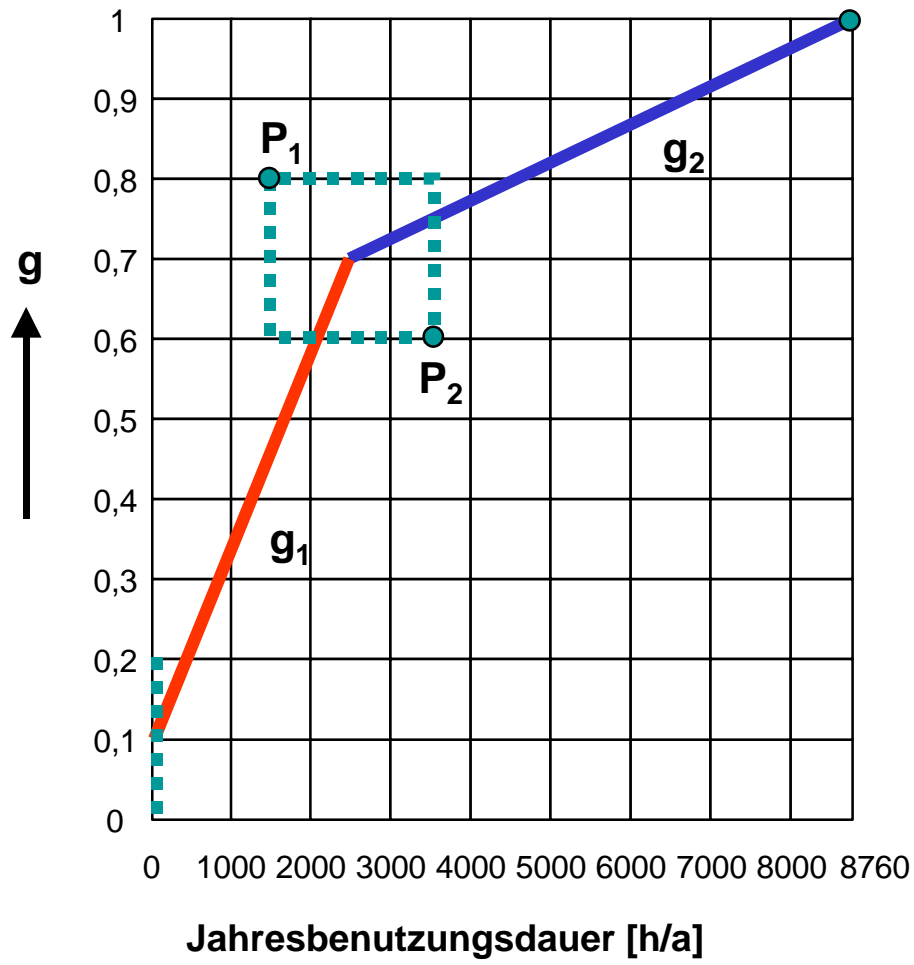


Abb. 1: Gleichzeitigkeitsgrad (Beispiel)

2. Umwandlung in Leistungs-/Arbeitspreis

Unterstellt man für einen Netzbereich ein Netznutzungsentgelt von 58 DM/kWa, dann läßt sich für den in der Grafik beispielhaft gezeigten Gleichzeitigkeitsgrad das Netznutzungsentgelt bis zu einer Jahresbenutzungsdauer von 2.500 h/a als Leistungs-/Arbeitspreisregelung E_i gestalten:

$$E_i = 58 \text{ DM / kWa} \times P_i^{\max} \times g_1(T_i)$$

$$E_i = 58 \text{ DM / kWa} \times P_i^{\max} \left[0,1 + \frac{0,6}{2500 \text{ h/a}} T_i \right]$$

$$E_i = 5,80 \text{ DM / kWa} \times P_i^{\max} + 1,39 \text{ Pf / kWh} \times P_i^{\max} \times T_i$$

$$E_i = 5,80 \text{ DM / kWa} \times P_i^{\max} + 1,39 \text{ Pf / kWh} \times W_i$$

Verläuft die Näherungsgerade g_1 durch den Nullpunkt, entfällt in vorstehender Gleichung der Leistungspreisanteil, und das Netznutzungsentgelt läßt sich als reine Arbeitspreisregelung darstellen.

In gleicher Weise läßt sich für Jahresbenutzungsdauern größer 2.500 h/a unter Berücksichtigung von g_2 das Netznutzungsentgelt wie folgt darstellen:

$$E_i = 33,64 \text{ DM / kWa} \times P_i^{\max} + 0,278 \text{ Pf / kWh} \times W_i$$

Eine sachgerechte Preislenkungsfunktion läßt sich durch zusätzliche Differenzierung des Arbeitspreises nach NT/HT und ggf. Sommer/Winter implementieren.

**Beispielrechnungen
zur Verbändevereinbarung II
über Netznutzungsentgelte
für elektrische Energie
vom 13. Dezember 1999**

Im Folgenden soll die Ermittlung der Netznutzungsentgelte nach dem Punktmodell (Jahresleistungspreise) beispielhaft erläutert werden. Die angenommenen Kosten, Leistungen und Gleichzeitigkeitsgrade sowie die daraus resultierenden Netznutzungsentgelte sind lediglich Beispielwerte.

1. Beispiel zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte der einzelnen Spannungsebenen nach der Kostenwälzungsmethode

Bei der Beispielrechnung wird davon ausgegangen, daß sich keine Erzeugungseinheiten in den unterlagerten Spannungsebenen befinden. Nicht von der unterlagerten Spannungsebene in Anspruch genommene Leistungen sind jeweils anderen Kunden zugeordnet, die hier nicht betrachtet werden.

Folgende Kosten, Leistungen und Gleichzeitigkeitsgrade (g) werden für die jeweilige Spannungsebene beispielhaft angenommen.

Spannungsebene	Kosten [Mio DM] absolut	g	Jahres-höchstlast des Netzbereichs [MW]
Höchstspannung	585	0,9	10.000
Umspannung Höchst-/Hochspannung	20	1	1600
Hochspannung	40	0,85	800
Umspannung Hoch-/Mittelspannung	12	1	500
Mittelspannung	45	0,8	500
Umspannung Mittel-/Niederspannung	10	1	200
Niederspannung	50	-	200

In den angegebenen Kosten sind die Systemdienstleistungen (einschließlich Standard-Toleranzband +/- 5%) und die Verluste enthalten. Als Erlöse aus der T-Komponente werden 5 Mio DM angenommen.

Die Durchmischung der betrachteten Netzbereiche mit anderen Netzbereichen / Entnahmestellen findet in der jeweils höheren Spannungsebene statt und wird durch einen Gleichzeitigkeitsgrad berücksichtigt. In der Umspannung findet keine Durchmischung statt.

Nachfolgend wird das schematische Verfahren zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte für die verschiedenen Spannungsebenen beispielhaft dargestellt.

Ermittlung der Netznutzungsentgelte für eine nachfolgende Spannungsebene bzw. einen nachgelagerten Netzbetreiber über die Kostenwälzungsmethode

Höchstspannungsebene

Netznutzungsentgelt Höchstspannung

$$LP_{H6S} = (K_{H6S} - \text{Erlöse}_{T\text{-Komponente}}) / P_{H6S} = (585 - 5 \text{ Mio DM/a}) / 10.000 \text{ MW} = \mathbf{58 \text{ DM/kWa}}$$

$$K_{H6S \text{ in HS}} = LP_{H6S} \cdot g_{H6S} \cdot P_{HS} = 58 \text{ DM/kWa} \cdot 0,9 \cdot 800 \text{ MW} = 42 \text{ Mio DM/a}$$

Höchstspannung/
Hochspannung

Jahresleistungspreis Umspannung

$$LP_{H6S/HS} = K_{H6S/HS} / P_{H6S/HS} = 20 \text{ Mio DM/a} / 1600 \text{ MW} = \mathbf{12,50 \text{ DM/kWa}}$$

$$K_{H6S/HS \text{ in HS}} = LP_{H6S/HS} \cdot P_{HS} = 12,50 \text{ DM/kWa} \cdot 800 \text{ MW} = 10 \text{ Mio DM/a}$$

Hochspannungsebene

$$K_{in \text{ HS}} = K_{H6S \text{ in HS}} + K_{H6S/HS \text{ in HS}} =$$

$$42 \text{ Mio DM/a} + 10 \text{ Mio DM/a} = 52 \text{ Mio DM/a}$$

Netznutzungsentgelt Hochspannung

$$LP_{HS} = (K_{HS} + K_{in \text{ HS}}) / P_{HS} = (40 \text{ Mio DM/a} + 52 \text{ Mio DM/a}) / 800 \text{ MW} = \mathbf{115 \text{ DM/kWa}}$$

$$K_{HS \text{ in MS}} = LP_{HS} \cdot g_{HS} \cdot P_{MS} = 115 \text{ DM/kWa} \cdot 0,85 \cdot 500 \text{ MW} = 49 \text{ Mio DM/a}$$

Hochspannung/
Mittelspannung

Jahresleistungspreis Umspannung

$$LP_{HS/MS} = K_{HS/MS} / P_{HS/MS} = 12 \text{ Mio DM/a} / 500 \text{ MW} = \mathbf{24 \text{ DM/kWa}}$$

$$K_{HS/MS \text{ in MS}} = LP_{HS/MS} \cdot P_{MS} = 24 \text{ DM/kWa} \cdot 500 \text{ MW} = 12 \text{ Mio DM/a}$$

Mittelspannungsebene

$$K_{in \text{ MS}} = K_{HS \text{ in MS}} + K_{HS/MS \text{ in MS}} =$$

$$49 \text{ Mio DM/a} + 12 \text{ Mio DM/a} = 61 \text{ Mio DM/a}$$

Netznutzungsentgelt Mittelspannung

$$LP_{MS} = (K_{MS} + K_{in \text{ MS}}) / P_{MS} = (45 \text{ Mio DM} + 61 \text{ Mio DM}) / 500 \text{ MW} = \mathbf{212 \text{ DM/kWa}}$$

$$K_{MS \text{ in NS}} = LP_{MS} \cdot g_{MS} \cdot P_{NS} = 212 \text{ DM/kWa} \cdot 0,8 \cdot 200 \text{ MW} = 34 \text{ Mio DM/a}$$

Mittelspannung/
Niederspannung

Jahresleistungspreis Umspannung

$$LP_{MS/NS} = K_{MS/NS} / P_{MS/NS} = 10 \text{ Mio DM/a} / 200 \text{ MW} = \mathbf{50 \text{ DM/kWa}}$$

$$K_{MS/NS \text{ in NS}} = LP_{MS/NS} \cdot P_{NS} = 50 \text{ DM/kWa} \cdot 200 \text{ MW} = 10 \text{ Mio DM/a}$$

Niederspannungsebene

$$K_{in \text{ NS}} = K_{MS \text{ in NS}} + K_{MS/NS \text{ in NS}} =$$

$$34 \text{ Mio DM/a} + 10 \text{ Mio DM/a} = 44 \text{ Mio DM/a}$$

Netznutzungsentgelt Niederspannung

$$LP_{NS} = (K_{NS} + K_{in \text{ NS}}) / P_{NS} = (50 \text{ Mio DM/a} + 44 \text{ Mio DM/a}) / 200 \text{ MW} = \mathbf{470 \text{ DM/kWa}}$$

Aus der Kostenwälzung ergeben sich die in nachfolgender Tabelle angegebenen Netznutzungsentgelte für Entnahmestellen in den jeweiligen Entnahmespannungsebenen bzw. Jahresleistungspreise für die einzeln betrachteten Spannungsebenen / Umspannungen.

Entnahmespannungsebene	Jahresleistungspreis [DM/kWa]	Netznutzungsentgelt [DM/kWa]
Höchstspannung	58	58
Umspannung Höchst-/Hochspannung	12,50	
Hochspannung	50	115
Umspannung Hoch-/Mittelspannung	24	
Mittelspannung	90	212
Umspannung Mittel-/Niederspannung	50	
Niederspannung	250	470

2. Allgemeines

Die Einspeisespannungsebene sowie die Entfernung zwischen Einspeisung und Entnahme spielen keine Rolle. Somit sind für die jeweilige Entgeltberechnung das Netznutzungsentgelt der Entnahmespannungsebene ($LP_{\text{Entnahmespannungsebene}}$), die maximale Leistung des Kunden (P_{max}) sowie der Gleichzeitigkeitsfaktor (g) für die Entnahmestellen, die an der jeweiligen Spannungsebene angeschlossen sind, zu berücksichtigen.

2.1 Beispiele (mit Gleichzeitigkeitsgraden gemäß Anlage 4)

2.1.1 Entnahmestelle im Hochspannungsnetz

Kundenparameter:

Entnahmestelle	HS-Netz	$\Rightarrow LP = 115 \text{ DM/kWa}$
max. Leistung des Kunden (P_{max})	25 MW	$\Rightarrow P_{\text{max}} = 25.000 \text{ kW}$
Jahresbenutzungsdauer (T_B)	6.500 h/a	$\Rightarrow g = 0,89$

$$\text{Entgelt} = LP_{\text{HS-Netz}} \cdot P_{\text{max}} \cdot g$$

$$\text{Entgelt} = 115 \text{ DM/kWa} \cdot 25.000 \text{ kW} \cdot 0,89 \Rightarrow \text{Entgelt} = 2,56 \text{ Mio DM/a}$$

Umgerechnet auf die bezogene Arbeitsmenge ergibt sich ein spezifisches Entgelt von **1,6 Pf/kWh**.

2.1.2 Entnahmestelle im Mittelspannungsnetz

Kundenparameter:

Entnahmestelle	MS-Netz	$\Rightarrow LP = 212 \text{ DM/kWa}$
max. Leistung des Kunden (P_{\max})	2 MW	$\Rightarrow P_{\max} = 2.000 \text{ kW}$
Jahresbenutzungsdauer (T_B)	4.000 h/a	$\Rightarrow g = 0,77$

$$\text{Entgelt} = LP_{\text{MS-Netz}} \cdot P_{\max} \cdot g$$

$$\text{Entgelt} = 212 \text{ DM/kWa} \cdot 2.000 \text{ kW} \cdot 0,77 \Rightarrow \text{Entgelt} = 326.000 \text{ DM/a}$$

Umgerechnet auf die bezogene Arbeitsmenge ergibt sich ein spezifisches Entgelt von **4,1 Pf/kWh**.

2.1.3 Entnahmestelle an der Umspannung Mittelspannung/Niederspannung

Kundenparameter:

Entnahmestelle	Umspannung	$\Rightarrow LP_{\text{MS}} = 212 \text{ DM/kWa}$
		$\Rightarrow LP_{\text{MS/NS}} = 50 \text{ DM/kWa}$
max. Leistung des Kunden (P_{\max})	2 MW	$\Rightarrow P_{\max} = 2.000 \text{ kW}$
Jahresbenutzungsdauer (T_B)	4.000 h/a	$\Rightarrow g = 0,77$

$$\text{Entgelt} = LP_{\text{MS-Netz}} \cdot P_{\max} \cdot g + LP_{\text{MS/NS}} \cdot P_{\max}$$

$$\text{Entgelt} = 212 \text{ DM/kWa} \cdot 2.000 \text{ kW} \cdot 0,77 + 50 \text{ DM/kWa} \cdot 2.000 \text{ kW} \\ \Rightarrow \text{Entgelt} = 426.000 \text{ DM/a}$$

Umgerechnet auf die bezogene Arbeitsmenge ergibt sich ein spezifisches Entgelt von **5,3 Pf/kWh**.

2.1.4 Entnahmestelle im Niederspannungsnetz

Kundenparameter:

Entnahmestelle	NS-Netz	$\Rightarrow LP = 470 \text{ DM/kWa}$
max. Leistung des Kunden (P_{\max})	90 kW	$\Rightarrow P_{\max} = 90 \text{ kW}$
Jahresbenutzungsdauer (T_B)	2.500 h/a	$\Rightarrow g = 0,7$

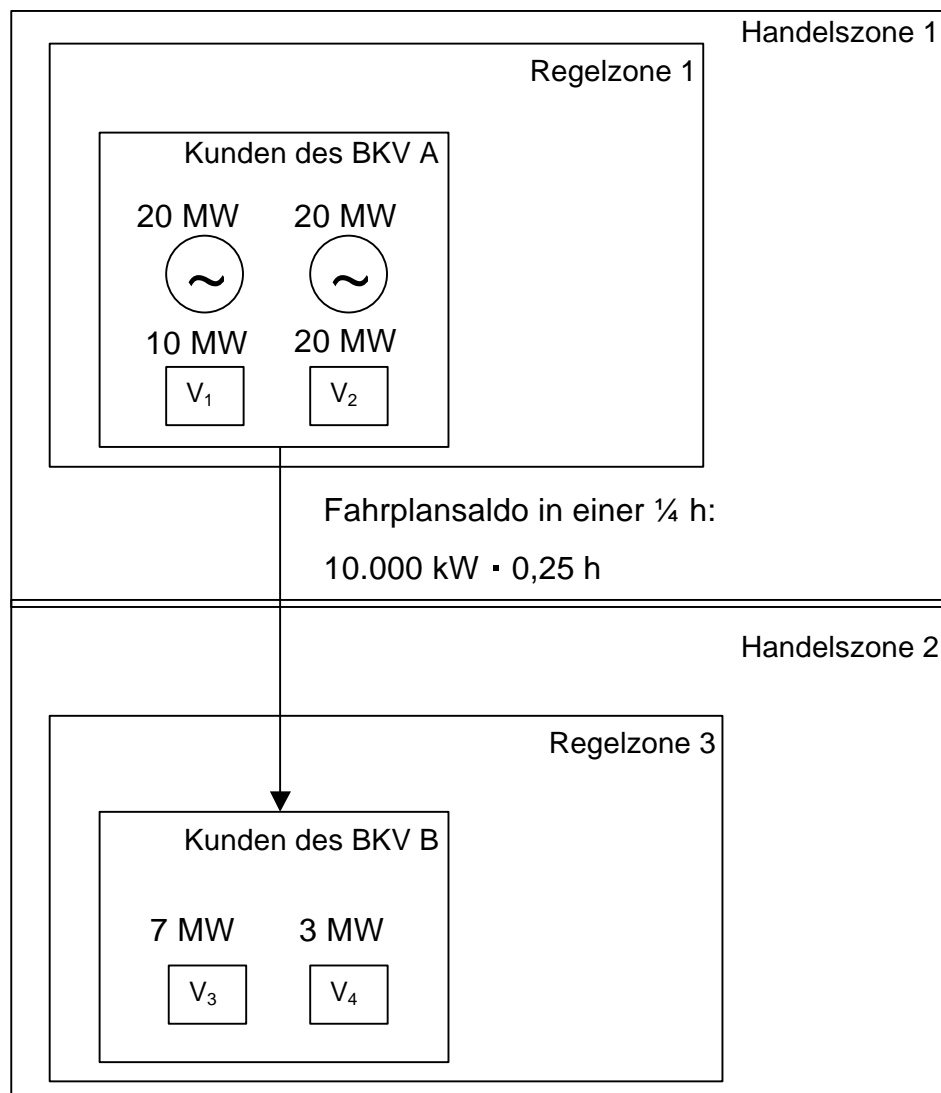
$$\text{Entgelt} = LP_{\text{NS-Netz}} \cdot P_{\max} \cdot g$$

$$\text{Entgelt} = 470 \text{ DM/kWa} \cdot 90 \text{ kW} \cdot 0,7 \quad \Rightarrow \quad \text{Entgelt} = 29.610 \text{ DM}$$

Umgerechnet auf die bezogene Arbeitsmenge ergibt sich ein spezifisches Entgelt von **13,2 Pf/kWh**.

3. T-Komponente

Beim Energieaustausch eines Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) zwischen Handelszone 1 und Handelszone 2 entrichtet der Bilanzkreisverantwortliche die T-Komponente auf den Fahrplansaldo (Viertelstundenwerte) in Höhe von 0,25 Pf/kWh und zahlt es an den Übertragungsnetzbetreiber, bei dem der Fahrplansaldo als Import auftritt. Die T-Komponente ist ausschließlich Bestandteil der Beziehung zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen und dem Übertragungsnetzbetreiber. Die Kunden des Bilanzkreisverantwortlichen bleiben davon unberührt.



$$T\text{-Entgelt pro } \frac{1}{4} \text{ h} = 10.000 \text{ kW} \cdot 0,25 \text{ h} \cdot 0,25 \text{ Pf/kWh} = 6,25 \text{ DM}$$

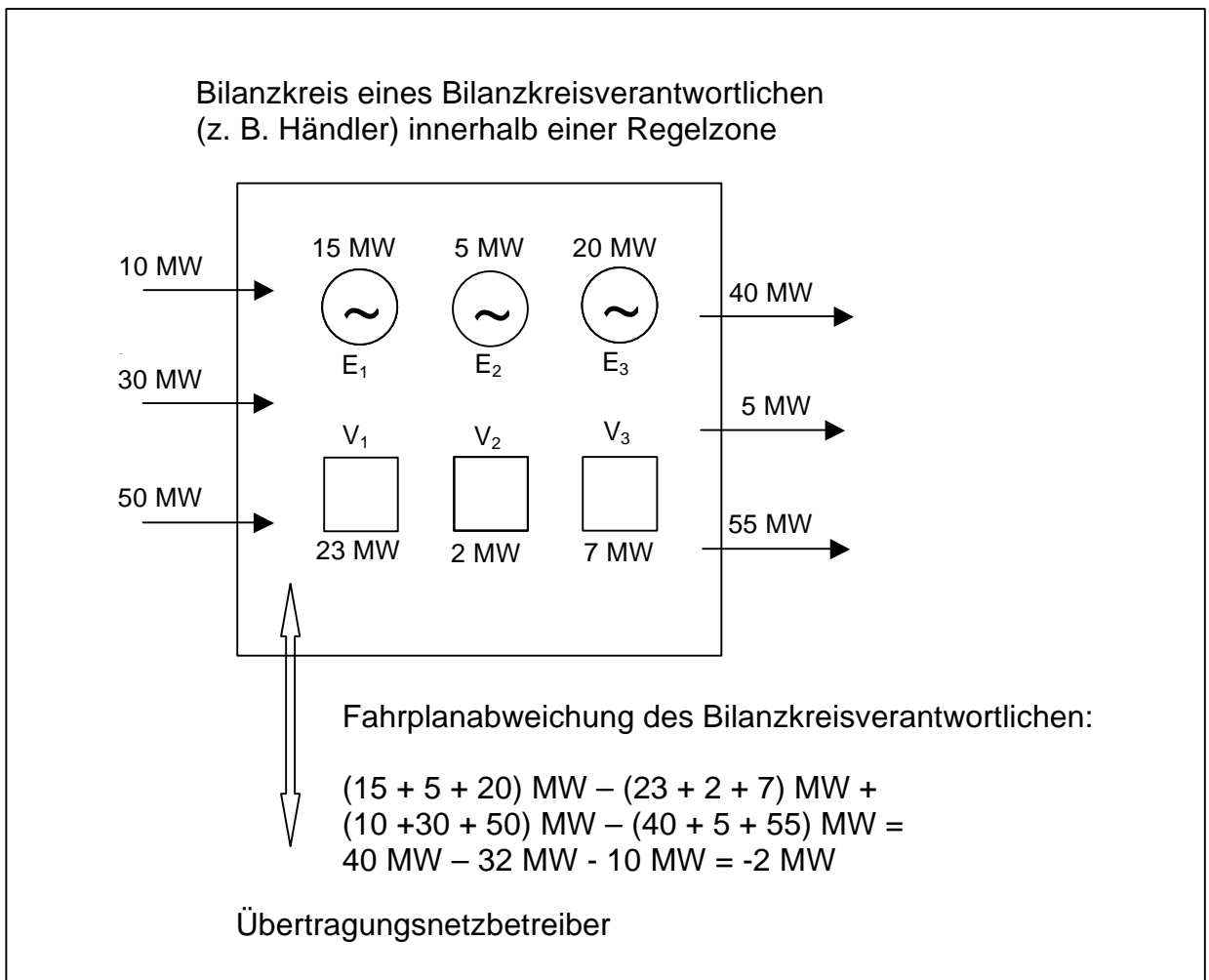
Das T-Entgelt in Höhe von DM 6,25 in der Viertelstunde entrichtet der Bilanzkreisverantwortliche B an den Übertragungsnetzbetreiber der Regelzone 3 in der Handelszone 2.

4. Bilanzkreis
(siehe hierzu auch Definitionen und Beispiele in der Anlage „Bilanzausgleich“)

Innerhalb einer Regelzone werden alle Einspeisungen und Entnahmen eines Bilanzkreisverantwortlichen im Viertelstundenraster saldiert.

Die resultierende Abweichung im Viertelstundenraster entspricht der Fahrplanabweichung und wird vom Übertragungsnetzbetreiber der Regelzone ausgeglichen und unter Berücksichtigung des Naturalausgleichs in Rechnung gestellt.

Für den Austausch mit anderen Bilanzkreisen wird der Saldo mit dem jeweiligen Bilanzkreis aus den Fahrplänen gebildet.



Fahrplanabweichung des Bilanzkreisverantwortlichen

$$= \sum_{i=1}^n E_i - \sum_{j=1}^n V_j + \sum_{k=A}^x \text{Fahrplansalden}$$

Die Fahrplanabweichung des Bilanzkreises beträgt 2 MW und wird vom Übertragungsnetzbetreiber geliefert.

Protokollerklärung zur Verbändevereinbarung II

1. Die VDEW erklärt zur Anlage 2 „Bilanzausgleich“ der Verbändevereinbarung II, daß ergänzend zu Ziffer 1 (Unter-)Bilanzkreise, für die ein Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme durchzuführen ist, auch gegenüber dem jeweiligen Verteilungsnetzbetreiber (VNB)/Händler gebildet werden können. Dies liegt in der Entscheidung des Bilanzkreisverantwortlichen. In diesen Fällen hat der VNB/Händler gegenüber dem ÜNB einen Bilanzvertrag abgeschlossen, der den gesamten oder über Fahrplanlieferungen hinausgehenden Bedarf vollständig deckt. Wo erforderlich und soweit vorhanden, sollten Fahrpläne über geplante Lieferungen zwischen ÜNB und VNB, wie in Anlage 2 Ziffer 2 erläutert, ausgetauscht werden. Wirtschaftliche Nachteile für den/die Bilanzkreisverantwortlichen resultieren daraus nicht. Die Kosten des Bilanzausgleichs werden nur einmal gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet.
2. Der VKU macht darauf aufmerksam, daß der Wechsel von Lieferanten durch Kunden Kosten verursacht. Diese Kosten können separat in Rechnung gestellt werden.

Frankfurt am Main, 13. Dezember 1999