

Vorblatt

Inhalt:

Mit dem vorliegenden Verordnungsentwurf werden die Systemnutzungstarife im Elektrizitätsbereich ab 1.1.2009 neu bestimmt.

Alternativen:

keine

Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort Österreich:

Kostengünstige Netztarife und effizient geführte Elektrizitätsnetze ermöglichen einen liberalisierten Elektrizitätsmarkt, der sich positiv auf die Gesamtwirtschaft auswirkt.

Finanzielle Auswirkungen:

Keine Auswirkungen auf Bundes- oder Landesbudgets.

Verhältnis zu Rechtsvorschriften der Europäischen Union:

Mit den vorgesehenen Regelungen wird das im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz – EIWOG abgebildete Regulierungsregime der Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt unter Beachtung der Grundsätze der Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen umgesetzt.

Besonderheiten des Normsetzungsverfahrens:

Die Verordnung wird gemäß § 16 Abs. 1 Z 2 Energie-Regulierungsbehördengesetz – E-RBG von der

Energie-Control Kommission erlassen. Gemäß § 55 EIWOG sind vor der Erlassung der Verordnung die Parteien zu hören und den in § 26 Abs. 3 Z 1, 2, und 4 E-RBG genannten Bundesministerien und Körperschaften Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben sowie der Elektrizitätsbeirat zu hören.

Erläuterungen zur
Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 Novelle 2009, SNT-VO 2006 Novelle 2009

Allgemeiner Teil

Mit der vorliegenden Novelle zur SNT-VO 2006 werden in erster Linie die Tarife neu festgesetzt und begleitend einige Bestimmungen angepasst. Die Tarifänderung erfolgt auf Basis eines mehrjährigen Systems der Anreizregulierung, das die Kostenbasis der Unternehmen anhand eines vorgegebenen Kostenpfades festlegt.

Besonderer Teil

Zu § 2 Netzzutrittsentgelt:

Bei den Aufwendungen für die erstmalige Herstellung bzw. Abänderung eines Netzanschlusses handelt es sich um tatsächlich getätigte, durch Rechnungen belegbare Ausgaben (Neuwert der Anlage zum Zeitpunkt der Herstellung). Die Anschlussanlage (physische Verbindung zwischen der Anlage des Netzbenedutzers mit dem Netzsystem) kann in Ausnahmefällen bis zu zwei Netzebenen umfassen, beispielsweise bei Aufschließung von unbebautem Gebiet für einzelne Kunden.

Zu § 3 Abs. 1 Netzbereitstellungsentgelt / Ergänzung Entnehmer der Netzebenen 1 und 2:

Das Netzbereitstellungsentgelt wird zur Abgeltung mittelbarer Aufwendungen im vorgelagerten Netz eingehoben. Es stellt auf das Ausmaß der (leistungsbezogenen) Netznutzung ab und ist damit verursacheradäquates Steuerungsinstrument für Netzinvestitionen. Der Netzkunde tätigt über das Netzbereitstellungsentgelt einen Beitrag zu Investitionen in das Netz und kann in der Folge dieses zu entsprechend niedrigeren Preisen nutzen.

Es werden die Voraussetzungen für die Festsetzung eines Netzbereitstellungsentgelts für Entnehmer der Netzebenen 1 und 2 getroffen.

Bisher waren die Netzebenen 1 und 2 von einer Entrichtung des Netzbereitstellungsentgelts ausgenommen. Da auch Netzanschlüsse auf diesen Ebenen zu Ausbaumaßnahmen mit signifikanter Kostenauswirkung im vorgelagerten bzw. gleichgelagerten Netz führen, ist die Entrichtung eines entsprechenden Entgelts gerechtfertigt. Eine Weiterführung der bisherigen Ausnahmeregelung für Anschlüsse der Netzebenen 1 und 2 erscheint somit sachlich nicht mehr gerechtfertigt.

Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass bisher Kostenbeiträge im Rahmen von zivilrechtlichen Verträgen vereinbart wurden. Bei Verrechnung eines Netzbereitstellungsentgelts kommt es somit auch zu einer besseren Vergleichbarkeit zwischen den Anschlusskosten und zu einer transparenten Kostenermittlung.

Abschließend ist anzumerken dass das Ausmaß der Netznutzung jedenfalls auch die Maßnahmen umfassen muss, die für den (n-1)-sicheren Netzausbau gemäß Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen erforderlich sind.

Zu § 3 Abs. 2 Netzbereitstellungsentgelt / Mindestleistung:

Mit der Festlegung der Mindestleistung in § 7 Z 15 bis 18 erfolgte eine Klarstellung bei der Ermittlung des Netzbereitstellungsentgelts (vgl die Erläuterungen zu § 3 Abs. 5 und 7).

Zu § 3 Abs. 5, 7 und 8 Netzbereitstellungsentgelt / Wechsel der Netzebene, Rückerstattungsregelung und § 7 Z 15 bis 18 / maximale Mindestleistungswerte:

Für das vor dem 19.2.1999 erworbene Ausmaß der Netznutzung ist im Fall des Netzebenenwechsels das bisherige Ausmaß der Netznutzung unverändert zu übertragen, ohne dass ein finanzieller Ausgleich erfolgt.

Das nach diesem Zeitpunkt erworbene Ausmaß der Netznutzung wird bei einem Wechsel der Netzebene übertragen und es wird die Differenz zwischen bereits geleistetem Netzbereitstellungsentgelt und auf der neuen

Netzebene zu leistendem Netzbereitstellungsentgelt rückerstattet bzw. nachgezahlt; dies wird anhand eines Beispiels dargestellt:

Im Jahre 2002 erwirbt der Netzkunde auf Netzebene 7 eine Leistung von 100 kW zu einem Preis von 250 EUR / kW gemäß der damals in Geltung befindlichen SNT-VO. Das zu leistende Netzbereitstellungsentgelt beträgt somit 25.000 EUR. Im Jahr 2009 wechselt der Netzkunde unter Berücksichtigung der eigentumsrechtlichen Rahmenbedingungen an den Anschlussanlagen auf Netzebene 6 und möchte darüber hinaus seine Leistung auf 125 kW (unter Berücksichtigung der entsprechenden Mindestleistungen) erhöhen. Das Netznutzungsentgelt auf Netzebene 6 auf Basis der im Jahr 2009 in Geltung befindlichen SNT-VO möge 150 EUR / kW betragen.

Der Netzkunde hat somit auf Netzebene 6 eine Leistung von 100 kW zu einem Netzbereitstellungsentgelt in Summe von 15.000 EUR erworben. Die Differenz zum bisher geleisteten Netzbereitstellungsentgelt von 25.000 EUR muss dem Netzkunden refundiert werden, somit EUR 10.000. Die Erhöhung der Leistung über die 100 kW hinaus ist durch den Netzkunden zu tragen. Damit hat der Netzkunde für die Erhöhung um 25 kW ein Netzbereitstellungsentgelt von 150 EUR pro kW, in Summe von 3.750 EUR an den Netzbetreiber zu leisten.

Bei Wechsel der Netzebene ohne örtliche Übertragung wird die Mindestleistung mit auf die „neue“ Netzebene übertragen, da die Nutzung dieser Netzebene weiterhin - durch andere/neue Netzbenutzer und Stromverbrauchszuwächse - gewährleistet bleibt. Die Ermöglichung des Netzanschlusses auf der „alten“ Netzebene wurde ebenfalls durch das z.B. im Vergleich von NE 7 und NE 6 höhere Netzbereitstellungsentgelt abgegolten.

Durch die Anknüpfung an die nunmehr in § 7 Z 15 bis 18 festgelegten Mindestleistungen soll vermieden werden, dass Netzbetreiber durch Vereinbarung einer an das vertraglich vereinbarte Ausmaß der Leistung herankommenden Mindestleistung die Möglichkeit der Übertragung bzw. Rückerstattung des über die Mindestleistung hinausgehenden Ausmaßes der Leistung einschränken oder gänzlich ausschließen können, dies gilt insbesondere für die Anschlüsse auf der Netzebene 7. Weiters stellt diese Mindestleistung, neben der Eigentumsgrenze, die minimale Anschlussleistung dar, die notwendig ist, um die Übergabe an einer bestimmten Netzebene bzw. die Zuordnung zu einer Netzebene zu ermöglichen. Die zu verrechnende Mindestleistung entspricht der für die entsprechende Netzebene geforderten Mindestanlagengröße, dh sämtliche Komponenten der Kundenanlage müssen auf die angegebene Leitung dimensioniert sein.

Anlagen, die die geforderte Mindestleistung aufweisen, werden auf Verlangen an die entsprechende Netzebene angeschlossen, sofern dies unter den technischen und tatsächlichen Gegebenheiten durchführbar und möglich ist. Anlagen, die aufgrund alter Verträge und früherer Regelungen auf einer höheren Netzebene eingestuft sind als nach den genannten Mindestleistungen, bleiben auf der bestehenden Netzebene und werden nur auf Wunsch des Netzbenutzers auf eine zahlenmäßig höhere Netzebene gestuft.

Die festgelegten Mindestleistungswerte entsprechen der mehrheitlich geübten Praxis und überwiegend den in den Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz vorgesehenen Werten. Bei darüber hinausgehenden Werten wird in vielen Fällen die Ermittlung des tatsächlich in Anspruch genommenen Ausmaßes der Netznutzung (im Sinne § 11 Abs. 2 der SNT-VO) über eine Leistungsmessung (1/4-h-Maximumzähler) erfasst. Lediglich in Tirol und Vorarlberg weisen die derzeit genehmigten Allgemeinen Verteilernetzbedingungen größere Leistungen (Mindestleistungen) aus; in Kärnten beträgt die Mindestbereitstellungsgröße für leistungsgemessene Anlagen 20kW.

Nach dem Wortlaut des § 3 Abs. 7 ist geleistetes Netzbereitstellungsentgelt unter bestimmten Voraussetzungen anteilig rückzuerstatten; unter „geleistetem Netzbereitstellungsentgelt“ ist in diesem Zusammenhang das zum Zeitpunkt des Erwerbs des Ausmaßes der Netznutzung zum damaligen Tarifansatz geleistete Netzbereitstellungsentgelt zu verstehen.

Durch die Übergangsregelung in § 3 Abs. 8 wird sichergestellt, dass durch die Festsetzung einer maximalen Mindestleistung in § 7 Z 15 bis 18 kein Eingriff in bestehende Verträge erfolgt, da die dort festgelegten maximalen Mindestleistungswerte lediglich für ab dem 1.1.2009 abgeschlossene Verträge gelten. Die vertragliche Vereinbarung einer Mindestleistung von über den in § 7 Z 15 bis 18 festgelegten Werten ist nicht zulässig.

Zu § 5 Abs. 3 Netznutzungsentgelt:

Die bisherige Regelung des § 5 Abs. 3 hat zu zahlreichen Diskussionen zwischen Netzbetreibern und Netzkunden geführt. Jedenfalls waren durch die Regelung Netzkunden benachteiligt, welche deutlich kürzere Abrechnungszeiträume als ein Jahr aufgewiesen haben. Durch eine tageweise, nunmehr österreichweit harmonisierte Aliquotierung kann der Netzkunde transparent die Ermittlung des pauschalierten

leistungsbezogenen Netznutzungstarifes nachvollziehen Die Regelungen gemäß § 4 in Bezug auf temporäre Anlagen bleiben davon unberührt.

Zu § 6 Abs. 1 Netzverlustentgelt und § 8 Systemdienstleistungsentgelt:

Im Rahmen der bisherigen Tariffestsetzungen wurden keine Netzverlustentgelte von Einspeisern eingehoben. Im Gegensatz zu den Kosten, welche durch das Netzbereitstellungs- und durch das Netznutzungsentgelt abgedeckt werden, entstehen Netzverluste auch in unmittelbarem Zusammenhang mit der Einspeisung von elektrischer Energie in bestehende Netzstrukturen. Auf Basis einer kostenorientierten Betrachtung ist somit eine Änderung der Systematik dahingehend erforderlich, dass auch Einspeiser für die anfallenden Netzverluste einen Kostenbeitrag zu leisten haben. Die Datengrundlage zur Tarifierung von Netzverlustentgelten von Einspeisern wurde im jeweiligen Ermittlungsverfahren erhoben (Erhebungsbogen) und liegt der Behörde umfassend vor. Es wird auf dieser Grundlage und im Sinne einer Durchschnittsbetrachtung davon ausgegangen, dass die hervorgerufenen Netzverluste durch Einspeisung ein vergleichbares Ausmaß wie die auf Entnehmer zurückführbaren Netzverluste erreichen.

In Anlehnung an die Regelung zur Aufbringung der Mittel für die Bereitstellung von Primärregelleistung (§ 41 EIWOG) wird für die Verrechnung von Netzverlusten an Einspeiser ein geeigneter Schwellenwert ausgewählt, der nunmehr auch für die Berechnung des Systemdienstleistungsentgelts herangezogen wird. Der Schwellenwert wird mit 5 MW angesetzt, weil damit der hohe Verwaltungsaufwand für die Verrechnung des Entgelts an eine Vielzahl von Kleinsterzeugern vermieden werden kann.

Durch diesen Schwellenwert ist überdies die überwiegende Anzahl an Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern von der Verpflichtung zur Leistung von Systemdienstleistungsentgelt und Netzverlustentgelt ausgenommen.

Weiters wird durch diesen Schwellenwert auch der potentielle Beitrag von dezentralen Erzeugungsanlagen gem. § 7 Z 4a EIWOG zu einer möglichen Netzverlustreduktion berücksichtigt. Die Anzahl jener Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern mit einer Engpassleistung größer 5 MW beträgt aufgeschlüsselt nach Erzeugungsart:

- a.) etwa 50 bis 60 Windparks;
- b.) etwa 70 Wasserkraftanlagen, wovon lediglich ein geringer Prozentsatz Einspeisetarife gem. Ökostromverordnung erhält;
- c.) etwa 10 Ökostromanlagen zur Stromerzeugung aus fester Biomasse.

Sämtliche anderen Ökostromtechnologien sind bei einem Schwellenwert von 5 MW nicht betroffen, da die installierte Leistung pro Anlage deutlich unter 5 MW liegt.

Sofern Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern eine Engpassleistung von über 5 MW aufweisen, ist eine Belastung wirtschaftlich vertretbar. Bei der Festsetzung der Einspeisetarife wurde von einer anlagenspezifischen Bandbreite von Kosten- und Erlösfaktoren ausgegangen, die sich bei den einzelnen Technologien beim Betrieb zugunsten der Anlagenbetreiber ausgewirkt haben, wie in der Folge für die betroffenen Anlagenkategorien dargestellt wird:

Die Kosten-Erlösstrukturen von Windkraftanlagen werden wesentlich von den Volllaststunden bestimmt, die die Stromerzeugungsmengen pro Leistungseinheit wiedergeben. Der Festlegung der Einspeisetarife lagen 2.000 bis 2.200 Volllaststunden zugrunde. Im tatsächlichen Betrieb dieser Anlagen in den vergangenen Jahren hat sich gezeigt, dass an geeigneten Standorten oft auch über 2.400 Volllaststunden erreicht werden. Die Kostenbelastung der Windkraftanlagen (sofern sie über 5 MW Leistung haben) durch die vorliegenden Änderungen der Systemnutzungsverordnung wird dagegen bereits mit rund 50 Volllaststunden Mehrerzeugung (Berechnung auf Basis der NE 5 Netzbereich Burgenland) gegenüber den für die Berechnung der Einspeisetarife angenommenen Volllaststunden kompensiert.

Die Kosten-Erlösstrukturen von Wasserkraftanlagen über 5 MW werden wesentlich durch die Marktpreiserlöse bestimmt, da diese Anlagen wegen der gestiegenen Marktpreise auf die (niedrigeren) in der Ökostromverordnung festgelegten Einspeisetarife verzichten. Die Marktpreise (Baseload-Futures an der EEX-Börse Leipzig) betragen in den Jahren 2003 und 2004 zwischen 25 Euro/MWh (2,5 Cent/kWh) bis 35 Euro/MWh (3,5 Cent/kWh). Die in der Ökostromverordnung 2002 für Kleinwasserkraft festgelegten Einspeisetarife waren mit 3,15 Cent/kWh bis 6,25 Cent/kWh (Zonentarife) in den Jahren 2003 und 2004 meist noch höher als der Marktpreis. Für Kleinwasserkraftanlagen über 5 MW betragen die Einspeisetarife höchstens 4,1 Cent/kWh. Die aktuellen Marktpreise sind mit etwa 7 Cent/kWh um mehr als 40 % höher, als

Kleinwasserkraftanlagen über 5 MW mit den in der Ökostromverordnung festgelegten Einspeisetarifen Erlösen könnten.

Die Kosten-Erlösstrukturen von Stromerzeugungsanlagen aus fester Biomasse sind wesentlich durch die Brennstoffpreise bestimmt. Die Brennstoffkosten betragen bei Anlagen mit einem Stromerzeugungswirkungsgrad von 25 % etwa 6,5 Cent/kWh bis 8 Cent/kWh bezogen auf die Stromerzeugungseinheit. Diese Brennstoffkosten sind sehr volatil, für die vergangenen eineinhalb Jahre etwa wird ein Rückgang des Energieholz-Preisindex um etwa 10 % ausgewiesen (Quelle: Landwirtschaftskammer Österreich, November 2008). Die Auswirkungen der Volatilität der Brennstoffkosten sind somit ein Vielfaches der Auswirkungen der vorliegenden SNT-VO.

Der letzte Satz in Abs. 1 musste aufgrund des Widerspruchs zu § 45c Abs. 1 ElWOG, der eine getrennte Ausweisung der Komponenten des Systemnutzungsentgeltes vorsieht, entfallen.

Die Netzverluste sind von der Last- und der Einspeiseleistung abhängig, eine Beteiligung dieser beiden Gruppen ist somit anzustreben. Die Erzeugungsanlagen haben einen Einfluss auf die Höhe der Netzverluste. Dies begründet sich darin, dass der Betrieb aber auch der Ausbau zu einer laufenden Veränderung der Leistungsflüsse in den unterschiedlichen Netzebenen führt.

Es kann davon ausgegangen werden, dass die Netzverluste in Abhängigkeit der Lastflüsse je nach Anschlusssituation sowohl positiv als auch negativ Auswirkungen auf die Gesamtbilanz aufweisen. Aus diesem Grund ist für diese Fälle eine Einschränkung der teilnehmenden Erzeugungsanlagen auf 5 MW, im Sinne der Systemdienstleistungen, begründet. Unter „zusammenhängenden Kraftwerken (Kraftwerkspark)“ iSd § 6 Abs. 1 letzter Satz sind mehrere Kraftwerke zu verstehen, welche über ein gemeinsames Übertragungselement in denselben Netzknoten einspeisen.

Eine spürbare zusätzliche Belastung der Erzeuger könnte nur unter Berücksichtigung veränderter Rahmenbedingungen, insbesondere aufgrund gemeinschaftsrechtlicher Vorgaben, erfolgen.

Zu § 7 Z 2 Gemeinsame Vorgaben für Netznutzungs- und Netzverlustentgelt – Smart Meter:

Aufgrund verschiedener (internationaler) Marktentwicklungen im Bereich von Smart Meter-Zählungen wurde klargestellt, dass durch den Einsatz von Smart Meter im Haushalts- und Gewerbebereich keine Änderung der bisherigen Anwendung der nicht gemessenen Tarifkomponenten erfolgt und die Anlage nicht als leistungsgemessene Anlage zu verstehen ist.

Zu § 7 Z 9:

In der Formulierung wurde aufgrund der Notwendigkeit der Daten für die Ermittlung der Bruttokomponente auch deren direkte Übermittlung an die Energie-Control GmbH angeordnet.

Zu § 8 Abs. 4:

Unter Jahreserzeugung wird die gesamte produzierte Energie einer Erzeugungsanlage verstanden, somit entspricht die Jahreserzeugung der Bruttoerzeugung. Ein etwaiger Abzug von Eigenbedarf und Eigenverbrauch ist bei der Ermittlung der Bruttoerzeugung nicht zulässig.

Zu § 9 Abs. 2:

In Anbetracht zahlreicher Probleme von Kunden infolge rechnerischer Zählerstandsermittlung wird festgelegt, dass eine rechnerische Zählerstandsermittlung nur erfolgen kann, wenn der Kunde von der vom Netzbetreiber eingeräumten Möglichkeit zur Selbstablesung und Übermittlung der Daten an den Netzbetreiber keinen Gebrauch gemacht hat und ein Ableseversuch durch den Netzbetreiber, aus einem Grund, der dem Verantwortungsbereich des Netzbenutzers zuzuordnen ist, erfolglos blieb.

Zu § 10 Z 10:

Aufgrund der Notwendigkeit der Definition einer „Smart Meter-Zählung“ wird eine Begriffsbestimmung eingefügt.

Zu § 11 Verrechnung der Entgelte und § 19 Abs. 1 Z 8:

Bisher waren Pumpstromlieferungen für Pumpspeicherkraftwerke von der Verrechnung von Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten befreit. Unter „Entnehmer“ sind gem § 7 Z 10 EIWOG Endverbraucher oder Netzbetreiber, welche elektrische Energie aus dem Netz beziehen, zu verstehen und somit auch die Bezieher von Pumpstrom.

Die bisherige Regelung aus dem Jahr 1998 berücksichtigt die veränderte Situation am Strommarkt nicht hinreichend. Die signifikanten österreichischen Speicher- und Pumpstromkapazitäten werden bei weitem nicht ausschließlich zur Verfügungstellung von Regelleistung in den österreichischen Regelzonen eingesetzt, vielmehr wird der Betrieb in großem Maß marktpreisgetrieben optimiert. In der Vergangenheit wurden die Pumpspeicherkraftwerke vornehmlich auf Basis netztechnischer Erwägungen gesteuert und dienten somit vorwiegend der Netzstützung. Mittlerweile werden diese Kraftwerke im überwiegenden Ausmaß marktorientiert betrieben. Gerade für die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken ist dabei primär die Spreizung zwischen Base- und Peak-Preisen zu beachten, die den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken determiniert. Bei der marktorientierten Optimierung ist das Ziel, die verfügbaren Wassermengen (durch natürlichen Zufluss oder Pumpen) zu den jeweils teuersten Zeiträumen zur Stromerzeugung zu verwenden, um möglichst hohe Erlöse erzielen zu können. Pumpspeicherkraftwerke und deren Kosten sind demnach in der gemeinsamen österreichisch-deutschen Preiszone nur bedingt für die entstehenden Marktpreise wesentlich. Vielmehr haben sie das Ziel die entstehenden Preise in Hochpreiszeiten möglichst gut auszunutzen. In Niedrigpreiszeiten entsteht durch Pumpeinsatz eine höhere Nachfrage, was in diesen Zeiten tendenziell preissteigernd wirkt. Die Tarife für Pumpstrom sind demnach auch im Gesamtkontext der Einstandskosten (z.B. für die reine Strombeschaffung zum Pumpen) zu sehen. Die Verrechnung von Tarifen für Pumpspeicherkraftwerke wird aufgrund einer marktorientierten Preisbildung zu keiner Erhöhung der Strompreise führen und es ist aufgrund dieser Neuregelung auch kein Marktversagen zu befürchten. Zur Wettbewerbssituation ist darauf zuweisen, dass in den für den österreichischen Markt relevanten europäischen Staaten, in denen Pumpspeicherkraftwerke zum Einsatz gelangen, insbesondere in Deutschland, Tarife für den Bezug von Strom auch für Pumpspeicherkraftwerke verrechnet werden.

Abseits von rein wirtschaftlichen Betrachtungen ist die große Bedeutung der Wasserkraft in Österreich zur ökologischen Stromerzeugung zu berücksichtigen. Für Pumpspeicher ergibt sich dabei die Situation, dass im Pumpbetrieb durch technische Wirkungsgrade mehr Strom verbraucht wird als mit der gepumpten Wassermenge zu einem anderen Zeitpunkt erzeugt werden kann. Dieser Mehrverbrauch wird in der Regel in Niedriglastzeiten in anderen Kraftwerken erzeugt. Eine genaue Zuordnung dieser Erzeugung ist nicht möglich. Es kann jedoch in etwa davon ausgegangen werden, dass der für die Mehrmengen benötigte Strom im Schnitt gemäß dem europäischen Erzeugungsmix aufgebracht wird.

Darüber hinaus beeinflusst der Einsatz von Pumpen die technische Dimensionierung des Netzausbaus maßgeblich mit, wodurch entsprechende Kosten entstehen und kostenverursachungsgerecht abzudecken sind. Es ist davon auszugehen, dass die Investitionsbereitschaft zur Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken nicht negativ beeinflusst wird, da die festgesetzten Tarife einen geringen Anteil an den Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerkes darstellen. Aufgrund der Kosten- und Erlösstruktur von Pumpspeicherkraftwerken im Verhältnis zu anderen Kraftwerkstypen wird es zu keiner veränderten Einsatzsystematik kommen und somit auch weiterhin die Erreichung der Klimaschutzziele gewährleistet werden. Festzustellen ist jedenfalls, dass am Markt Pumpspeicherkraftwerke aufgrund ihrer geringen variablen Kosten nicht preissetzend agieren.

Aufgrund des Ausbaus von Ökostromanlagen ist – im Wesentlichen beeinflusst durch die Forcierung der Windkraft – ein höheres Regelleistungserfordernis gegeben. Durch eine Bepreisung von Pumpstrom kann es natürlich zu einer Auswirkung auf den Regelenergiemarkt kommen; gerade deshalb hat die Energie-Control GmbH gemeinsam mit anderen Marktteilnehmern wie z.B. der OeMAG parallel Maßnahmen gesetzt, um die notwendigen Leistungen und Mengen durch spezifische Mechanismen (Handlungsmöglichkeiten, Wochenendzuweisung, etc.) entsprechend zu reduzieren.

Die Befreiung von der Entrichtung von Netznutzungsentgelten im Bereich Pumpstrom, ist daher nicht mehr gerechtfertigt.

Die Ermittlung des Zählerstandes beim Lieferantenwechsel kann im Wege der Ablesung durch den Netzbetreiber, den Netzkunden oder durch rechnerische Ermittlung erfolgen. Für den Fall, dass keine Ablesung durch den Netzbetreiber erfolgt, wird empfohlen, dass Kunden durch den neuen Lieferanten rechtzeitig auf die Möglichkeit der Selbstablesung zum Wechselstichtag hingewiesen werden.

Im Falle des Lieferantenwechsels soll in jenen Fällen über Wunsch des Kunden eine unentgeltliche Rechnungskorrektur durch den Netzbetreiber erfolgen, wenn der tatsächliche Zählerstand zum Wechselstichtag erheblich von dem rechnerisch ermittelten Wert abweicht. Unter „erheblich“ wird in diesem Zusammenhang eine Abweichung von 10% des daraus ermittelten Verbrauchs im Abrechnungszeitraum erachtet.

Zu § 12:

Gem § 25 Abs. 2 EIWOG sind die Systemnutzungstarife kostenorientiert zu bestimmen und haben dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen. Verordnungen, denen eine Prognosebeurteilung zu Grunde liegt, sind regelmäßig daraufhin zu überprüfen, ob die der Prognose zugrundeliegenden Annahmen noch zutreffen. Solche Verordnungen sind gegebenenfalls abzuändern. Um dieser Revisionspflicht gerecht zu werden, werden periodisch Tarifprüfungsverfahren eingeleitet, damit die in § 25 Abs. 2 EIWOG festgelegten Grundsätze der Kostenorientiertheit, Kostenverursachung und Kostenwahrheit umgesetzt werden können.

Kommt in einem Tarifprüfungsverfahren zu Tage, dass in vorangegangenen Tarifprüfungsverfahren einzelne Kosten- bzw Erlöspositionen aufgrund von unrichtigen oder unvollständigen Angaben der geprüften Unternehmen oder Prüfungsannahmen der Behörde bei der Kosten- bzw Erlösfeststellung nicht in der richtigen Höhe berücksichtigt wurden, ist es der Behörde möglich, diese Erkenntnisse im aktuellen Tarifprüfungsverfahren zu verwerten. Diese Ermittlungsergebnisse müssen dann in die Kostenprüfung und Tarifierung in das aktuelle Verfahren einfließen. Nur durch diese nachträgliche Berücksichtigung der korrekten Daten kann erreicht werden, dass die Grundsätze der Kostenorientiertheit, Kostenverursachungsgerechtigkeit und Kostenwahrheit bei der Tariffestsetzung eingehalten werden.

Zu § 15 Abs. 1 bis 3 Kostenwälzung:

Das Grundprinzip der Kostenwälzung wurde unverändert angewendet, wobei im Hinblick auf eine kostenverursachungsgerechte Tarifierung angemessene Anteile der Netzkosten zu berücksichtigen sind. Wesentlich ist in diesem Zusammenhang eine kostenverursachungsgerechte Verteilung der Kosten, welche maßgeblich durch die Entwicklungen an den internationalen Energiemärkten beeinflusst werden. Speziell die Netzverlustkosten (vgl. § 6 iVm § 20) sind zu berücksichtigen, um den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern jedenfalls angemessene Kosten für die Energiebeschaffung zur Deckung der Netzverluste anzuerkennen. Darüber hinaus sind weitere marktorientierte Elemente, wie die Bereitstellung von Sekundärregelenergie, im Rahmen der Kostenwälzung notwendig, welche kostenverursachungsgerecht zuzuordnen sind. Speziell in Bereichen, welche durch Marktpreisentwicklungen beeinflusst werden, ist ein Abstellen auf die jeweiligen Verhältnisse notwendig. Darüber hinaus sind veränderte Einspeisesituationen mit marktinhärenter Erzeugung zu berücksichtigen. Die für die „Brutto-Wälzung“ notwendige Gesamtabgabemenge und Bruttoerzeugung, sowie die entsprechenden Mengendaten für die „Netto-Wälzung“ werden im Rahmen des Ermittlungsverfahrens Verbund-Austrian Power Grid AG ermittelt und gewürdigt. Die der Kostenwälzung zugrunde gelegten Kosten werden darüber hinaus ebenfalls im Ermittlungsverfahren erhoben, auf Basis vorgelegten Daten analysiert und sind auf ihre Angemessenheit beurteilt.

Zu § 15 Abs. 6 Kostenwälzung:

Es wird auf die Erläuterungen zu § 11 „Verrechnung der Entgelte“ verwiesen.

Zu § 17 Z 2 und § 19 Abs. 2 Verbund-Austrian Power Grid AG:

Die Regelung, dass die im Eigentum der VERBUND - Austrian Power Grid AG befindlichen Anlagen der Netzebene 2 und Netzebene 3 jenen Bereichen zuzuordnen sind, in deren Gebiet sie sich befinden, wird ersetzt durch die Regelungen in § 19 Abs. 1 Z 2 und § 19 Abs. 2. Im Rahmen der bisherigen Tarifierung der Kosten des Übertragungsnetzes wurde zwischen Mengen der Netzebene 1 und 2 nicht differenziert. Weiters wurde für die Nutzung des 110-kV Netzes und für Teile der Netzebene 2 des Übertragungsnetzbetreibers der Regelzone Ost an die Verteilnetzbetreiber eine Pauschale verrechnet. Im Rahmen einer Aktualisierung der Pauschalzahlungen der Verteilnetzbetreiber an den Übertragungsnetzbetreiber erscheint es sachgerecht, eine Trennung zwischen den Tarifen der Netzebene 1 und 2 durchzuführen, da grundsätzlich je nach Netzebene unterschiedliche Kosten zu tragen sind. In den Regelzonen Tirol und Vorarlberg wurde vorläufig der Tarif der Netzebene 2 mit demselben Wert der Netzebene 1 verordnet, da für diese Regelzonen noch keine entsprechend getrennte Kostenermittlung vorliegt.

Nunmehr wird eine, dem tatsächlichen Lastverhalten unter Berücksichtigung der Eigentumsgrenzen, kostenorientierte Tarifierung für die Netzebene 2 gewährleistet. Weiters werden die durch das Unternehmen nachgewiesenen geprüften Kosten den entsprechenden Netzbereichen zugeordnet und in § 19 Abs. 2 unternehmensspezifisch ausgewiesen. Somit wird gewährleistet, dass sowohl die VERBUND - Austrian Power

Grid AG sowie die angeführten Unternehmen Klarheit über die zu leistenden Beträge und Zahlungsmodalitäten erhalten.

Zu § 18 Bestimmung der Tarife für das Netzbereitstellungsentgelt:

Für die Netzebene 1 und Netzebene 2 wird ein Netzbereitstellungsentgelt eingeführt (vgl. Erläuterungen zu § 3 Abs. 1). Entnehmer der Netzebene 1 und 2 haben nunmehr Netzbereitstellungsentgelt mit Abschluss bzw. Änderung des Netzzugangsvertrages zu entrichten. Da keine Rückwirkung dieser Regelung angeordnet wird, kann Netzbereitstellungsentgelt daher nur für ab Inkrafttreten dieser Regelung abgeschlossene Netzzugangsverträge oder vereinbarte Leistungserhöhungen verrechnet werden.

Ausgenommen von der Entrichtung des Netzbereitstellungsentgelts sind Betreiber jener Anlagen, für die bis zum 31.12.2008 alle für die Errichtung der Anlage notwendigen behördlichen Genehmigungen in erster Instanz vorliegen. Damit werden jene Projekte, die sich bereits in einem sehr fortgeschrittenen Stadium befinden, bei denen jedoch eine Unterzeichnung des Netzzugangsvertrages bis 31.12.2008 nicht mehr möglich ist, von der Verpflichtung zur Leistung von Netzbereitstellungsentgelt ausgenommen. Für Fälle der Erhöhung des Ausmaßes der Netznutzung oder des Wechsels der Netzebene nach 31.12.2008 wird klargestellt, wie - sofern vertraglich nicht anders vereinbart - das vor dem 1.1.2009 erworbene Ausmaß der Netznutzung ermittelt wird.

Um eine österreichweite Harmonisierung der Verrechnungspraxis zu erreichen, wird das Netzbereitstellungsentgelt für die Netzbereiche Steiermark und Graz erhöht und an die anderen Netzbereiche angepasst. Die Verrechnung von Netzzutrittsgeld in diesen Bereichen unterscheidet sich von der Verrechnung in anderen Netzbereichen erheblich. Eine genaue Abgrenzung der den Kunden zuzurechnenden Kosten war in den Netzbereichen Steiermark und Graz kaum möglich. Dies führte zu einer Ungleichbehandlung von Kunden. In den Netzbereichen Steiermark und Graz wird für nach dem Inkrafttreten des § 18 Abs. 3 abgeschlossene Netzzugangsverträge oder vereinbarte Leistungserhöhungen Netzbereitstellungsentgelt für Entnehmer verrechnet werden. Für Fälle der Erhöhung des Ausmaßes der Netznutzung oder des Wechsels der Netzebene wird in den Bereichen Steiermark und Graz klargestellt, wie - sofern vertraglich nicht anders vereinbart - das vor dem 1.7.2009 erworbene Ausmaß der Netznutzung zu ermitteln ist. Bei leistungsgemessenen Kunden entspricht dies entweder dem vor dem 19.2.1999 erworbenen Ausmaß der Netznutzung in kW oder dem arithmetischen Mittelwert der höchsten einviertelstündlichen monatlichen Durchschnittsbelastung des angegebenen Durchrechnungszeitraumes, je nachdem, welcher Wert höher ist. Diese Regelung ermöglicht eine realitätsgetreue Abbildung der zum 30.6.2009 (vgl. § 23 Abs. 5 zweiter Satz der Novelle) bestehenden Verhältnisse. Mit einem Beobachtungszeitraum von Oktober 2007 bis September 2008 wird vermieden, dass in den Monaten Oktober bis Dezember 2008 gezielte Leistungserhöhungen erfolgen, um das vor dem 1.7.2009 erworbene Ausmaß der Netznutzung zu erhöhen. Falls über das Ausmaß der Netznutzung weder eine vertragliche Vereinbarung getroffen wurde, noch Leistung im Durchrechnungszeitraum bezogen wurde, bleibt die Möglichkeit, bis 30.6.2009 eine entsprechende vertragliche Vereinbarung zu treffen, um das erworbene Ausmaß der Netznutzung festzulegen. Für nicht leistungsgemessene Kunden gilt, sofern vertraglich nicht anders vereinbart, eine Leistung von 4 kW als erworben.

Zu § 19 Abs. 1 Z 2 und Abs. 2:

Es wird auf die Erläuterungen zu § 17 Z 2 Verbund-Austrian Power Grid verwiesen.

§ 19 Abs. 2 in der Fassung vor der Novelle 2009 sah für die Steiermark eine Spezialregelung für die Verrechnung der Systemnutzungstarife im Sommerhalbjahr vor. Während des Sommerhalbjahrs war an Sonntagen durchgängig der Niedertarif zu verrechnen. Diese aus netztechnischen Gründen vorgesehene Spezialregelung aus Zeiten vor der Liberalisierung ist aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen nicht mehr aufrecht zu erhalten und daher ersatzlos zu beheben. Eine ausdrückliche diesbezügliche Novellierungsanordnung kann unterbleiben, weil der gesamte § 19 (also auch dessen alter Abs. 2) durch eine neue Bestimmung ersetzt wird. Auch für den Bereich Steiermark und Graz gilt daher an jedem Wochentag (auch an Sonntagen) und zu jeder Jahreszeit der Hochtarif von 6 bis 22 Uhr.

Zu § 20 Netzverlustentgelt:

Aufgrund steigender Netzverluste werden sämtliche Verursacher von Netzverlusten, somit Entnehmer und Einspeiser verpflichtet Netzverlustentgelte zu bezahlen (vgl. Erläuterungen zu § 6 Abs. 1). Die Systematik der Ermittlung angemessener Netzverlustkosten wurde unter Berücksichtigung aktueller Marktentwicklungen auf Basis der SNT-VO 2006 angewandt und kann wie folgt zusammengefasst werden.

Ermittlung Netzverlustkosten der Netzebene 1 und Netzebene 2

	Börsenpreis in EUR/MWh	Gewichtung Base/Peak	Gewichtung Beschaffung	gewichteter Preis in EUR/MWh	Preis gemäß Industriepreiserhebung abzgl. Mehrbelastung § 19 ÖSG in EUR/MWh	Abweichung in %
Beschaffung 2004:						
Jahresmittelwert 2002 F1 BY 04	24,29	75%	30%	5,46		
Jahresmittelwert 2002 F1 PY 04	35,99	25%	30%	2,70		
Jahresmittelwert 2003 F1 BY 04	27,96	75%	70%	14,68		
Jahresmittelwert 2003 F1 PY 04	43,53	25%	70%	7,62		
Summe				30,46	28,25	7,25%
Beschaffung 2005:						
Jahresmittelwert 2003 F1 BY 05	28,53	75%	30%	6,42		
Jahresmittelwert 2003 F1 PY 05	44,39	25%	30%	3,33		
Jahresmittelwert 2004 F1 BY 05	33,49	75%	70%	17,58		
Jahresmittelwert 2004 F1 PY 05	49,13	25%	70%	8,60		
Summe				35,93	34,70	3,42%
Beschaffung 2006:						
Jahresmittelwert 2004 F1 BY 06	34,10	75%	30%	7,67		
Jahresmittelwert 2004 F1 PY 06	51,10	25%	30%	3,83		
Jahresmittelwert 2005 F1 BY 06	41,26	75%	70%	21,66		
Jahresmittelwert 2005 F1 PY 06	56,34	25%	70%	9,86		
Summe				43,03	43,00	0,06%
Beschaffung 2007:						
Jahresmittelwert 2005 F1 BY 07	39,94	75%	30%	8,99		
Jahresmittelwert 2005 F1 PY 07	54,38	25%	30%	4,08		
Jahresmittelwert 2006 F1 BY 07	55,01	75%	70%	28,88		
Jahresmittelwert 2006 F1 PY 07	81,02	25%	70%	14,18		
Summe				56,13	53,40	4,86%
Beschaffung 2008:						
Jahresmittelwert 2006 F1 BY 08	54,87	75%	30%	12,35		
Jahresmittelwert 2006 F1 PY 08	80,12	25%	30%	6,01		
Jahresmittelwert 2007 F1 BY 08	54,84	75%	70%	28,79		
Jahresmittelwert 2007 F1 PY 08	78,59	25%	70%	13,75		
Summe				60,90	59,20	2,79%
Beschaffung 2009:						
Jahresmittelwert 2007 F1 BY 09	55,40	75%	30%	12,47		
Jahresmittelwert 2007 F1 PY 09	79,46	25%	30%	5,96		
Jahresmittelwert 2008 F1 BY 09	72,20	75%	70%	37,90		
Jahresmittelwert 2008 F1 PY 09	101,83	25%	70%	17,82		
Zwischensumme				74,15		2,57%
abzüglich Abschlag aus Mittelwert 2006, 2007 und 2008				2,57%		
Zwischensumme				72,24		
Ausgleichsenergiekosten 2008				0,71		
Netzverlustbepreisung 2009				72,96		

Tabelle 1: Berechnung Netzverlustbepreisung (NE 1-2); Quelle: E-Control

Ermittlung Netzverlustkosten ab Netzebene 3

	Börsenpreis in EUR/MWh	Gewichtung Base/Peak	Gewichtung Beschaffung	gewichteter Preis in EUR/MWh	Preis gemäß Industriepreiserhebung abzgl. Mehrbelastung § 19 ÖSG in EUR/MWh	Abweichung in %
Beschaffung 2004:						
Jahresmittelwert 2002 F1 BY 04	24,29	67%	30%	4,88		
Jahresmittelwert 2002 F1 PY 04	35,99	33%	30%	3,56		
Jahresmittelwert 2003 F1 BY 04	27,96	67%	70%	13,11		
Jahresmittelwert 2003 F1 PY 04	43,53	33%	70%	10,05		
Summe				31,61	28,95	8,42%
Beschaffung 2005:						
Jahresmittelwert 2003 F1 BY 05	28,53	67%	30%	5,73		
Jahresmittelwert 2003 F1 PY 05	44,39	33%	30%	4,39		
Jahresmittelwert 2004 F1 BY 05	33,49	67%	70%	15,71		
Jahresmittelwert 2004 F1 PY 05	49,13	33%	70%	11,35		
Summe				37,19	34,56	7,06%
Beschaffung 2006:						
Jahresmittelwert 2004 F1 BY 06	34,10	67%	30%	6,85		
Jahresmittelwert 2004 F1 PY 06	51,10	33%	30%	5,06		
Jahresmittelwert 2005 F1 BY 06	41,26	67%	70%	19,35		
Jahresmittelwert 2005 F1 PY 06	56,34	33%	70%	13,01		
Summe				44,28	43,65	1,42%
Beschaffung 2007:						
Jahresmittelwert 2005 F1 BY 07	39,94	67%	30%	8,03		
Jahresmittelwert 2005 F1 PY 07	54,38	33%	30%	5,38		
Jahresmittelwert 2006 F1 BY 07	55,01	67%	70%	25,80		
Jahresmittelwert 2006 F1 PY 07	81,02	33%	70%	18,72		
Summe				57,93	53,60	7,47%
Beschaffung 2008:						
Jahresmittelwert 2006 F1 BY 08	54,87	67%	30%	11,03		
Jahresmittelwert 2006 F1 PY 08	80,12	33%	30%	7,93		
Jahresmittelwert 2007 F1 BY 08	54,84	67%	70%	25,72		
Jahresmittelwert 2007 F1 PY 08	78,59	33%	70%	18,15		
Summe				62,84	59,20	5,79%
Beschaffung 2009:						
Jahresmittelwert 2007 F1 BY 09	55,40	67%	30%	11,14		
Jahresmittelwert 2007 F1 PY 09	79,46	33%	30%	7,87		
Jahresmittelwert 2008 F1 BY 09	72,20	67%	70%	33,86		
Jahresmittelwert 2008 F1 PY 09	101,83	33%	70%	23,52		
Zwischensumme				76,39		4,89%
abzüglich Abschlag aus Mittelwert 2006, 2007 und 2008				4,89%		
Zwischensumme				72,65		
Ausgleichsenergiekosten 2008				0,71		
Netzverlustbepreisung 2009				73,36		

Tabelle 2: Berechnung Netzverlustbepreisung (NE 3-7); Quelle: E-Control

Zu § 21 lit a, b und c Systemdienstleistungsentgelt:

Durch das Systemdienstleistungsentgelt werden die Kosten zur Erbringung der für den Betrieb der Regelzonen erforderlichen Sekundärregelleistung abgedeckt. Zur Erbringung der Regelleistung schließt der Regelzonenführer Verträge mit Kraftwerksbetreibern. Diese beinhalten die Bereithaltung der notwendigen Leistung und deren Bepreisung. Aufgrund des weiterhin hohen Marktniveaus für die Leistungsbereitstellung und der entsprechenden Entwicklung der Erzeugungsmengen, ist eine neuerliche Anpassung des Systemdienstleistungsentgeltes erforderlich. Die Behörde hat sowohl die Höhe der bereitgehaltenen Leistung als auch den Preis auf Angemessenheit überprüft und diese Kosten nach dem Grundsatz der Kostenverursachung auf das Systemdienstleistungsentgelt umgelegt.

Weiters wird darauf hingewiesen, dass auf Basis mehrjähriger Diskussionen mit den Regelzonenführern und Marktteilnehmern und aufbauend auf einer von der Firma KEMA Consulting durchgeführten Studie, eine stärker marktbasierende Lösung für die Beschaffung von Sekundärregelleistung erarbeitet wird. Ein Umsetzungszeitpunkt dafür ist derzeit noch nicht fixiert. Es kann jedoch in Aussicht gestellt werden, dass im Jahr 2010 ein marktbasierendes Modell für die Beschaffung der Sekundärregelung angewandt wird. Dieses soll eine möglichst regelzonenüberschreitende Beschaffung für die Regelzonen Verbund APG und TIWAG Netz und damit eine erweiterte Teilnahmemöglichkeit für Erzeugungsunternehmen vorsehen.

Zu § 22:

Der Höchstpreis des für Smart Meter zu leistenden Messentgelts richtet sich nach der Funktion, die der Smart Meter erfüllt. Jedenfalls darf das Entgelt für Smart Meter derzeit nicht das bisher zur Verrechnung gelangte Messentgelt übersteigen.

Zu § 23:

Da mit der Wiedereinführung des Netzbereitstellungsentgelts in den Netzbereichen Steiermark und Graz eine Systemumstellung erforderlich wird, sollen die § 18 Z 8 und 9 und Abs. 3 erst mit 1.7.2009 in Kraft treten.