

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.09.2026

KONSULTATIONSBEITRAG ZUM FESTLEGUNGSENTWURF DER BNETZA ZUR ALLGEMEINEN NETZENTGELTSYSTEMATIK (AGNES)

Die BNetzA hat mit dem AgNes-Prozess einen offenen und transparenten Stakeholderprozess etabliert, welcher gut geeignet ist, im Branchendialog in der notwendigen Detailtiefe über Inhalte zu diskutieren und damit eine zukunftsweisende Netzentgeltsystematik auszuarbeiten. Aus Sicht der 4ÜNB ist positiv hervorzuheben, dass Anregungen der Netzbetreiber in den Festlegungsentwurf eingeflossen sind. Gleichzeitig sehen die 4ÜNB weiterhin Bedarf für Anpassungen. Darüber hinaus bleiben verschiedene Fragestellungen offen oder bedürfen zusätzlicher Klarstellungen durch die BNetzA beziehungsweise kleinerer Änderungen.

Zusätzlicher Umsetzungsaufwand für die Netzbetreiber:

Aus Sicht der ÜNB sind die mit der neuen Netzentgeltsystematik verbundenen zusätzlichen Anforderungen herausfordernd zu bewerten. Der Festlegungsentwurf sieht unter anderem vor, dass die ÜNB ein bundeseinheitliches kapazitätsbasiertes Einspeiseentgelt ermitteln und abwickeln, eine gemeinsame Plattform zur Kommunikation dynamischer Preissignale aufbauen und betreiben sowie zusätzliche Transparenzpflichten erfüllen. Darüber hinaus sollen die ÜNB prüfen, ob die endgültige Investitionsentscheidung der Netzkunden getroffen wurde. Die hierfür erforderlichen Prozesse sind mit erheblichen Herausforderungen verbunden und binden Kapazitäten. Dabei sollte sichergestellt werden, dass die hierfür erforderlichen Daten möglichst effizient, standardisiert und automatisiert erhoben und verarbeitet werden können und die Anforderungen an Datenumfang, -qualität und -bereitstellung frühzeitig hinreichend konkret feststehen, damit diese rechtzeitig in den erforderlichen IT-Systemen und -Prozessen umgesetzt werden können.

Hinzu kommen operative Aufgaben im Zusammenhang mit der Festlegung und Nutzung der bestellten Netzanschlusskapazität. So sollte beispielsweise die vom Kunden zu bestimmende Netzanschlusskapazität innerhalb einer klar definierten Frist verbindlich mitgeteilt werden müssen; andernfalls sollte nicht zulasten des Netzbetreibers eine zusätzliche Ermittlung bzw. Annahme des „optimalen“ Werts erforderlich werden. Grundsätzlich sollte die neue Systematik daher darauf ausgerichtet sein, Netzbetreiber dort von zusätzlichen Prozess- und Nachweispflichten zu entlasten bzw. nicht weiter zu belasten, wo dies sachgerecht möglich ist.

Kostenwälzung

Die von der BNetzA vorgesehene, zukünftige Kostenwälzung zwischen den Netzbetreibern und Netzebenen anhand des netzbezogenen Letztverbrauchs wird von den 4ÜNB unterstützt. Insbesondere im Zuge zunehmender Rückspeisungen aus den unterlagerten Netzebenen kann hierdurch eine angemessene Beteiligung der niedrigeren Netzebenen an den Kosten des Übertragungsnetzes sichergestellt werden. Die Ermittlung des netzbezogenen Letztverbrauchs durch die ÜNB sollte sich an dem bestehenden Verfahren zur Ermittlung des Aufschlages für besondere Netznutzung orientieren, um insgesamt den Erhebungsaufwand zu minimieren und eine einheitliche Bestimmung des Letztverbrauchs aller Netzbetreiber sicherzustellen.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.09.2026

Neue Entgeltkomponenten

Die 4ÜNB halten es für sinnvoll, den Leistungspreis zukünftig durch einen Kapazitätspreis zu ersetzen. Abweichend von den bisherigen Überlegungen der BNetzA hatten sich die 4ÜNB für eine Kopplung der Bestellkapazität an die Netzanschlusskapazität oder alternativ für eine hohe Mindestbestellkapazität ausgesprochen. Der nun auch von der BNetzA beschrittene Weg zur Einführung einer Mindestkapazität ist aus Sicht der 4ÜNB richtig. Jedoch ist die geplante Mindestkapazität von 10 % der Jahreshöchstlast des vorangegangenen Jahres deutlich zu gering. Auch bei dieser Mindestkapazität werden Kunden mit niedrigen Volllaststunden gegenüber dem Status quo weiterhin entlastet. Das Netz muss jedoch auch für diese Kunden vorgehalten werden z.B. bei Kunden mit Eigenerzeugung. Die 4ÜNB sprechen sich für eine weitere Anhebung der Mindestkapazität aus und schlagen weiterhin einen deutlich höheren Wert von mindestens 50 % vor.

Einspeisenentgelte

Das Stromnetz muss für Einspeiser vorgehalten und ausgebaut werden. Entsprechend ist die Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten aus Sicht der Kostenreflexivität sachgerecht und im Grundsatz richtig. Gleichzeitig muss bei der Einführung eines Einspeiseentgelts sichergestellt werden, dass verzerrende Wirkungen auf Strommärkte begrenzt bleiben und gleichzeitig weiterhin Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazitäten bestehen. Der Vorschlag der BNetzA zur Einführung eines moderaten Kapazitätspreises erscheint aus Sicht der 4ÜNB geeignet, diese Zielsetzungen miteinander zu verbinden. Darüber hinaus sollte an der Einführung eines Baukostenzuschusses für Erzeuger festgehalten werden.

Speichernetzentgelte

Auch für Speicher muss das Stromnetz vorgehalten und ausgebaut werden. Somit ist auch die Beteiligung von Speichern an den Netzkosten im Grundsatz richtig. Ein moderater Kapazitätspreis kann einen sinnvollen Ausgleich zwischen dem Bedürfnis, Speicher nach dem Grundsatz der Kostenreflexivität an den Netzkosten zu beteiligen und der Kostentragfähigkeit der Speicherbetreiber schaffen. Das Kapazitätsentgelt für Speicher ist jedoch nur bei Sicherstellung eines netzdienlichen und stromsystemdienlichen Verhaltens kostenreflexiv. Dies kann nur über Eingriffsmöglichkeiten für Netzbetreiber garantiert werden, so dass die Gewährung des Speicher Kapazitätspreises strikt daran geknüpft werden sollte.

Elektrolyseurentgelte

Die Beteiligung von Elektrolyseuren an den Netzkosten ist im Grundsatz richtig. In der geplanten Netzentgeltsystematik für Elektrolyseure fehlen jedoch gezieltere Anreize für eine Ansiedlung in tendenziell netzengpassentlastenden Regionen (insbesondere in Küstennähe). Nur bei einer entsprechenden Ansiedlung und anschließend netzdienlicher Betriebsweise ist das gewährte Sondernetzentgelt kostenreflexiv. Als Lasten sind Elektrolyseure derzeit noch nicht von den Verpflichtungen zur Teilnahme am Redispatch eingeschlossen. Die 4ÜNB schlagen vor, das Sondernetzentgelt für Elektrolyseure an die Integration in die Redispatch-Prozesse und die Erbringung der nötigen Datenlieferungen in der geforderten Qualität zu knüpfen.

Sondernetzentgelt für besonders flexible Verbraucher (z.B. Power-to-Heat)

Aus Sicht der 4ÜNB sollte ein technologieneutrales Sondernetzentgelt für flexible Verbraucher jenseits der Niederspannung eingeführt werden. Neben Elektrolyseuren könnten z.B. flexible Power-to-Heat-Anlagen ein solches Sondernetzentgelt nutzen. Die Gewährung sollte dabei an die Integration dieser flexiblen Verbraucher in die Redispatch-Prozesse und die Erfüllung der damit einhergehenden Verpflichtungen geknüpft sein. Das Sondernetzentgelt würde

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.09.2026

dabei nur gewährt werden, wenn Anlagen ihren Verbrauch auf Anforderung der Netzbetreiber vollflexibel anpassen. Eine mögliche finanzielle Kompensation für den Redispatch sollte eine nachfolgende Verordnung konkret regeln. Ein entsprechendes Sondernetzentgelt kann neben dem Zubau von Elektrolyseuren unter anderem den Zubau von Anlagen zur Elektrifizierung der Wärmeversorgung stärken. Gleichzeitig kann dadurch deren netzdienliche Einbindung in das Stromnetz sichergestellt werden, sodass ein entsprechendes Sondernetzentgelt kostenreflexiv und damit gerechtfertigt ist.

Dynamische Netzentgelte

Dynamische Netzentgelte gehen nicht nur mit einem hohen Umsetzungsaufwand und Liquiditätsbedarf sowie größeren Verteilungswirkungen für die betroffenen Netzkunden einher, sondern können auch größere Auswirkungen auf die Netzstabilität haben. Vor einer Entscheidung, ob und wie dynamische Netzentgelte eingeführt werden sollen, sind deshalb weitergehende Analysen hinsichtlich des Kosten-Nutzen-Verhältnisses und der Risiken nötig. Deshalb begrüßen die 4ÜNB den Umstand, dass die Einführung dynamischer Netzentgelte nicht direkt innerhalb der AgNes-Festlegung erfolgt. In Anbetracht der im Prozess geschilderten Herausforderungen stehen die 4ÜNB dynamischen Netzentgelten weiterhin skeptisch gegenüber. Auf eine Verpflichtung zur Einführung von dynamischen Netzentgelten sollte im Festlegungsentwurf verzichtet und stattdessen lediglich die *Möglichkeit* zu deren Einführung formuliert werden. So können die Ergebnisse der Kosten-/Nutzen Analyse genutzt werden, um die Auswirkungen und Herausforderungen der dynamischen Netzentgelte besser einzuschätzen und darauf entsprechend zu reagieren. In dieser Analyse sollten neben dem Umsetzungsaufwand auch Aspekte wie Prognosefehler bei Engpässen, multiple Engpasslagen, Unter- bzw. Überreaktionen von Marktteilnehmern und die Wirkung von dynamischen Netzentgelten in Extremsituationen betrachtet werden.

50HERTZ TRANSMISSION GMBH

AMPRION GMBH

TENNET TSO GMBH

TRANSNET BW GMBH

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.09.2026

Stellungnahme

Tenorziffer 5.7 Kostenwälzung

Weitere Auswahl (optional): Satz 1 und 2

Thema (optional): Regelung unklar

Stellungnahme:

¹Der Wälzungsschlüssel für das Betrachtungsjahr t ist jährlich auf Basis von Ist-Werten des netzbezogenen Letztverbrauchs aus dem vorletzten Kalenderjahr (t-2) zu ermitteln. ²Abweichend hiervon sind in besonderen Härtefällen aktualisierte Werte des netzbezogenen Letztverbrauchs heranzuziehen, wenn gesicherte Erkenntnisse über Sachverhalte vorliegen, die dauerhaft zu einer erheblichen Änderung des Wälzungsschlüssels im Kalenderjahr t führen.

Warum werden nicht die Werte aus dem Letztverbrauchstestat für den Aufschlag zur besonderen Netznutzung und die dort vorhandenen Prozesse herangezogen? Erfolgt eine Nachverrechnung, wenn keine Testatswerte verwendet werden?

Vorschlag: Die Letztverbrauchstestate t-2 und die Prozesse des Aufschlages zur besonderen Netznutzung sollten Grundlage der Letztverbrauchsmenge sein, ggf. erfolgt hier noch eine Mengenaufteilung zu den vorgelagerten Netzbetreibern. Sofern eine nachträgliche Änderung der (testierten) Mengen erfolgt, sollte keine Nachverrechnung erfolgen.

Tenorziffer 5.9 Kostenwälzung

Weitere Auswahl (optional): Satz 1

Thema (optional): Klarstellung Datum

Stellungnahme: Die Betreiber von Verteilnetzen haben die Daten zum netzbezogenen Letztverbrauch bis zum 30.09. der BNetzA elektronisch zu übermitteln. In den erläuterten Gründen Satz 237 wird als Datum der 31.08 genannt, was im Hinblick auf die Klärung von Unstimmigkeiten vor der Netzentgeltermittlung sinnvoller wäre.

Tenorziffer 8.4 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch

Weitere Auswahl (optional):

Thema (optional): Regelung unklar

Stellungnahme: Gilt diese Preisstellung auch für die Entnahme bei Erzeugungsanlagen (Eigenbedarf) bzw. wenn Erzeugungsanlagen unter den Vertrauensschutz fallen, zahlen sie dann keine Netzentgelte?

Vorschlag: Die Einspeisung von Erzeugungsanlagen wird nach Ziffer 9 abgerechnet. Zusätzlich wird der Energiebezug einer Erzeugungsanlage nach Ziffer 8 abgerechnet.

Tenorziffer 8.4 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch

Weitere Auswahl (optional): Satz 4

Thema (optional): Änderungsvorschlag

Stellungnahme: Verbraucher **können** dem jeweiligen Netzbetreiber [...] ihre Bestellkapazität mitteilen (Satz 4).

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.09.2026

Nur der Verbraucher kennt seine zukünftiges Verbrauchsverhalten. Daher sollte er stärker in die Pflicht zur Mitteilung genommen werden.

Vorschlag: Das "können" sollte durch ein "haben" ersetzt werden. Ebenso sollte die Bestellung der Kapazität mit einer Frist verbunden sein. Die default Lösung über eine rückwirkende Betrachtung und Festlegung durch den Netzbetreiber sollte eher die Ausnahme bleiben.

Tenorziffer 8.4 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch

Weitere Auswahl (optional):

Thema (optional): Regelung unklar

Stellungnahme: Wie errechnet sich der Kapazitätspreis bei unterjähriger Inbetriebnahme?

Vorschlag: Die Berechnung der Kapazitätskosten errechnen sich tagesanteilig.

Tenorziffer 8.4 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch bei Kundenanlagen

Weitere Auswahl (optional):

Thema (optional): Regelung unklar

Stellungnahme: Die Entgeltermittlung für Kundenanlagen, für die es bereits bestehende Netznutzungsverträge gibt, ist nach wie vor unklar und muss durch die BNetzA, ggf. in Zusammenarbeit mit dem Gesetzgeber, geklärt werden.

Tenorziffer 8.5 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch

Weitere Auswahl (optional):

Thema (optional): Regelung unklar

Stellungnahme: Gilt diese Preisstellung auch für die Entnahme bei Erzeugungsanlagen (Eigenbedarf) bzw. wenn Erzeugungsanlagen unter den Vertrauensschutz fallen, zahlen sie dann keine Netzentgelte?

Vorschlag: Die Einspeisung von Erzeugungsanlagen wird nach Ziffer 9 abgerechnet. Zusätzlich wird der Energiebezug einer Erzeugungsanlage nach Ziffer 8 abgerechnet.

Tenorziffer 8.5 Ermittlung der Finanzierungsentgelte für den Verbrauch

Weitere Auswahl (optional): Satz 4

Thema (optional): Berechnung AP2-Menge

Stellungnahme: Wie werden die Arbeitsmengen oberhalb der Kapazität genau ermittelt?

Satz aus Festlegungsentwurf: Soweit die Entnahmelast die Bestellkapazität übersteigt, ist das zu zahlende Arbeitsentgelt das Produkt aus dem jeweiligen AP2 und der im Abrechnungsjahr jeweils **unter** Überschreitung der Bestellkapazität entnommenen elektrischen Arbeit in Kilowattstunden.

Vorschlag: Den Anteil der Arbeit, die die $\frac{1}{4}$ h Bestellkapazität überschreitet, wird mit dem AP2 abgerechnet.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.09.2026

Beispielrechnung:

- Bestellte /festgelegte Kapazität = 100 kW
- $\frac{1}{4}$ h Leistungswert = 104 kW
- AP1 Menge = 25 kWh
- AP2-Menge = $(104 \text{ kW} - 100\text{kW}) / 4 = 1 \text{ kWh}$

Tenziffer 9.1 Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen

Weitere Auswahl (optional): 9.2 – 9.5

Thema (optional): inhaltliche Kritik, Änderungsvorschlag

Stellungnahme:

Die 4ÜNB begrüßen die Einführung eines moderaten Kapazitätspreises als Mittel zur angemessenen Finanzierungsbeteiligung von Einspeisern. Neben einer Grundkomponente soll das zukünftige Erzeugernetzentgelt auch die hälftigen Kosten für Regelernergie und ÜNB-Netzverluste beinhalten. Da diese jährlich stark schwanken können, ist das Heranziehen des arithmetischen Mittels von fünf Jahren ein sinnvoller Ansatz, um starke jährliche Unterschiede zu vermeiden.

Investitionen in Erzeugungsanlagen erfolgen jedoch meist mit einem deutlich längeren Planungshorizont von mehr als 20 Jahren. Der Kapazitätspreis wird für zukünftige Erzeuger ein relevanter Kostenfaktor sein. Die Entwicklung der zugrunde liegenden Kosten ist abhängig von zahlreichen Faktoren und lässt sich für einen Zeitraum von 20 Jahren jedoch nicht seriös prognostizieren, sodass hier entsprechend große Risikoaufschläge vorgenommen werden müssen. Diese können zu höheren Finanzierungskosten und damit zu einer Erhöhung der Förderkosten auf Kosten der Gesellschaft führen.

Um dies zu vermeiden, plädieren die 4ÜNB dafür, dass die Höhe und insb. die Schwankung der Einspeisenentgelte zukünftig in den EEG-Auktionen Berücksichtigung findet.

Tenziffer 9.3 Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen

Weitere Auswahl (optional):

Thema (optional): Regelung unklar

Stellungnahme:

Die (hälftigen) Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie im Übertragungsnetz sind Teil der Ermittlung der Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen (und Speicheranlagen/Elektrolyseure). Laut Anlage 2 Kostenträger wird die Verlustenergie Offshore zusätzlich auch in die Berechnung der Offshore-Netzumlage einbezogen. Ist dies so gewollt?

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.09.2026

Tenorziffer 9.4 Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen

Weitere Auswahl (optional): Satz 1 bis 4

Thema (optional): Regelung lückenhaft

Stellungnahme: ¹Die Abrechnung des Entgelts erfolgt auf Basis der vertraglich vereinbarten Einspeisekapazität. ²Die Erhebung des Entgelts gegenüber dem Anlagenbetreiber erfolgt durch den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber, in dessen Netz die Anlage physikalisch angeschlossen ist. ³Die Anschlussnetzbetreiber führen die vereinnahmten Entgelte an die Übertragungsnetzbetreiber ab. ⁴Die vereinnahmten Entgelte sind kostenmindernd in der Kalkulation der bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelte zu berücksichtigen.

Eine zusätzliche Regelung ist notwendig, wie die Entgelte genau erhoben werden (monatlich oder jährlich) und wie mit unterjährigen Inbetriebnahmen/Aufstockungen umgegangen wird.

Vorschlag: Unser Vorschlag ist eine monatliche Abrechnung vom Anschlussnetzbetreiber und die Weitergabe der Entgelte an den ÜNB spätestens einen Monat verzögert. Bei unterjährigen Inbetriebnahmen/Aufstockungen sollten die Entgelte tageweise ermittelt werden.

Tenorziffer 9.5 Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen

Weitere Auswahl (optional): Satz 1

Thema (optional): Regelung lückenhaft

Stellungnahme: ¹Anschlussnetzbetreiber auf der Verteilernetzebene müssen dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber bis zum 30. Juni eines Kalenderjahres die für die Kalkulation der kapazitätsbasierten Einspeiseentgelte erforderlichen Daten des **Vorvorjahres** übermitteln.

Vorschlag: Im Satz 1 müsste es „des Vorjahres“ heißen anstatt „des Vorvorjahres“.

Initial und einmalig sind neben dem Vorjahr auch die vorhergehenden vier Jahr zu übermitteln, damit der rollierende 5 Jahreswert ermittelt werden kann.

Tenorziffer 10.1 Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen

Weitere Auswahl (optional): Satz 1

Thema (optional): Regelung lückenhaft

Stellungnahme: ¹Die Betreiber netzgekoppelter Stromspeicheranlagen haben ein jährliches Kapazitätsentgelt auf ihre vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität zu entrichten. ²Der Kapazitätspreis entspricht in der Höhe dem nach Maßgabe von Ziffer 9 ermittelten kapazitätsbasierten Einspeiseentgelt.

Was passiert, wenn zusätzliche Speichermodule am selben Netzanschlusspunkt nach dem 04.08.2029 in Betrieb genommen werden und die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität sich nicht verändert?

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.09.2026

Tenorziffer 10.1 Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen

Weitere Auswahl (optional): 11.1

Thema (optional): inhaltliche Kritik, Änderungsvorschlag

Stellungnahme: Die 4ÜNB schlagen folgende Alternativformulierung vor:

“¹Die Betreiber rein netzgekoppelter Stromspeicheranlagen, die an den Redispatch-Prozessen der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen nach Maßgabe der nachfolgenden Sätze 3 bis 7 mitwirken, haben ein jährliches Kapazitätsentgelt auf ihre vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität zu entrichten. ²Der Kapazitätspreis entspricht in der Höhe dem nach Maßgabe von Ziffer 9 ermittelten kapazitätsbasierten Einspeiseentgelt. ³Voraussetzung für die Anwendung des Kapazitätsentgelts nach Satz 1 ist die Mitwirkung des Betreibers der Stromspeicheranlage an den Redispatch-Prozessen der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen. ⁴Der Betreiber der Stromspeicheranlage hat den jeweils zuständigen Netzbetreibern sowie dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber die für die Durchführung des Redispatch erforderlichen Daten sowie das vollständige technische Redispatchpotential rechtzeitig, vollständig und in der erforderlichen Qualität zur Verfügung zu stellen. ⁵Erfüllt der Betreiber einer Stromspeicheranlage die Voraussetzungen nach Satz 3 oder Satz 4 nicht, sind für den jeweiligen Kalendermonat die Entgelte nach den einschlägigen Regelungen der Ziffer 8 anzuwenden. ⁶Der regelzonenverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber stellt fest, ob die Voraussetzungen nach den Sätzen 3 und 4 im jeweiligen Kalendermonat erfüllt worden sind. ⁷Liegen die Voraussetzungen nach den Sätzen 3 und 4 für einen Kalendermonat nicht vor, ist die Anwendung des Kapazitätsentgelts nach Satz 1 für diesen Kalendermonat ausgeschlossen. ⁸Über die Anwendung des Kapazitätsentgelts hinausgehende Regelungen zur Vergütung von Maßnahmen oder Leistungen im Rahmen von Redispatch-Prozessen bleiben einer gesonderten Regelung vorbehalten.“

Begründung: Aus Sicht der 4ÜNB sollte das Sondernetzentgelt für Speicher strikt an das Kriterium der Netzdienlichkeit geknüpft werden. Nur dann ist ein stark reduziertes Entgelt aufgrund entsprechend geringerer Netzkosten kostenreflexiv und damit gerechtfertigt. Ein entsprechendes netzdienliches Verhalten kann im derzeitigen Marktdesign ausschließlich durch Eingriffsrechte für die betroffenen Netzbetreiber sichergestellt werden. Speicher sind grundsätzlich bereits nach § 13a EnWG verpflichtet, an den Prozessen des Engpassmanagements teilzunehmen. In der Praxis stellen sich hinsichtlich der Prozesse und Daten jedoch zahlreiche Herausforderungen. Für eine sinnvolle Einbindung in die Prozesse ist zudem eine hohe Qualität der gesendeten Prognosedaten sowie die Übermittlung des vollständigen technischen Redispatchpotentials nötig. Die Knüpfung des Sondernetzentgelts an die Mitarbeit in diesen Prozessen sehen die 4ÜNB deshalb als Hebel, die Datenqualität sukzessive zu verbessern und somit einen netzdienlichen Einsatz von Speichern sicherzustellen.

Tenorziffer 10.2 Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen

Weitere Auswahl (optional):

Thema (optional): Regelung unklar

Stellungnahme: Satz 2 und 3 aus dem Festlegungsentwurf:

²Soweit über die mit der Stromspeicheranlage gekoppelte Anlage hinaus weitere Letztverbrauchs- und / oder Erzeugungsanlagen an denselben Netzanschluss angeschlossen sind, gilt Satz 1 mit der Maßgabe, dass die Entnahmestellen der Stromspeicheranlage und der mit ihr gekoppelten Anlage zur Netzentgeltermittlung gemeinsam betrachtet werden. ³Mengen, die eine anlagengekoppelte Stromspeicheranlage aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezieht und darin wieder zurückspeist, sind von den Arbeitspreisen nach Ziffer 8.2. Sätze 1 und 2 und Ziffer 8.4. befreit, soweit eine Abgrenzung dieser Mengen messtechnisch möglich ist.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.09.2026

Wie erfolgt genau die Berechnung und messtechnische Abgrenzung, wenn ein Speicher mit einer Verbrauchsanlage und zusätzlich einer Erzeugungsanlage gekoppelt ist? Welche Entgeltkomponente bezahlt die Anlage dann?

Vorschlag: Die Erzeugungsanlage bezahlt ein Einspeisenentgelt nach Ziffer 9. Für die Entnahme gilt Ziffer 8 Satz 3.

Tenorziffer 11.1 Finanzierungsentgelte für Elektrolyse

Weitere Auswahl (optional): 11.2

Thema (optional): inhaltliche Kritik, Änderungsvorschlag

Stellungnahme: Unter der Maßgabe, dass sich die BNetzA der Forderung nach einer Erweiterung des Sondernetzentgelts auf flexible Verbraucher nicht anschließt, schlagen die 4ÜNB folgende Ergänzung zu den Elektrolyseentgelten vor:

„¹Elektrolyseure, die grünen oder kohlenstoffarmen Wasserstoff herstellen und an den Redispatch-Prozessen der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen nach Maßgabe der Sätze 6 bis 10 mitwirken, zahlen ein Sondernetzentgelt, welches aus einem reinen Kapazitätspreis in Euro pro Kilowatt besteht. ²Dieser ist auf die vertragliche Netzanschlusskapazität zu zahlen. ³Arbeitspreise werden nicht erhoben. ⁴Die Höhe des Entgelts entspricht den Finanzierungsentgelten für Erzeugungsanlagen im Sinne der Ziffern 9.2 und 9.3. ⁵Betreiber von Elektrolyseuren haben dem zuständigen Netzbetreiber die Zertifizierung zur Herstellung von grünem oder kohlenstoffarmem Wasserstoff nach Satz 1 bei Inbetriebnahme vorzulegen sowie Änderungen unverzüglich anzuzeigen.

⁶Voraussetzung für die Inanspruchnahme des Sondernetzentgelts ist die Mitwirkung des Betreibers des Elektrolyseurs an den Redispatch-Prozessen der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen. ⁷Der Betreiber des Elektrolyseurs hat den jeweils zuständigen Netzbetreibern sowie dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber die für die Durchführung des Redispatch erforderlichen Daten rechtzeitig, vollständig und in der erforderlichen Qualität zur Verfügung zu stellen. ⁸Erfüllt der Betreiber eines Elektrolyseurs die Voraussetzungen nach Satz 6 oder Satz 7 nicht, sind für den jeweiligen Kalendermonat die Entgelte nach Ziffer 8.4 ff. anzuwenden. ⁹Der regelzonenverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber stellt fest, ob die Voraussetzungen nach den Sätzen 6 und 7 im jeweiligen Kalendermonat erfüllt worden sind. ¹⁰Liegen die Voraussetzungen nach den Sätzen 6 und 7 für einen Kalendermonat nicht vor, ist die Inanspruchnahme des Sondernetzentgelts für diesen Kalendermonat ausgeschlossen. ¹¹Über die Anwendung des Sondernetzentgelts hinausgehende Regelungen zur Vergütung von Maßnahmen oder Leistungen im Rahmen von Redispatch-Prozessen bleiben einer gesonderten Regelung vorbehalten.“

Begründung: Aus Sicht der 4ÜNB sollte ein reduziertes Sondernetzentgelt an dieser Stelle nur gewährt werden, wenn sich aus dem Verhalten des entsprechenden Akteurs tatsächlich kostenreflexiv geringere Netzkosten ergeben. Die Anforderungen an den Strombezug zur Produktion von grünem oder kohlenstoffarmem Wasserstoff allein stellen nicht in jedem Fall eine Kostenreflexivität sicher. Je nach Standort des Elektrolyseurs können diese mit ihrem Strombezug Engpass ent- oder -belastend wirken. Nur durch Einbindung von Elektrolyseuren als neue, flexible Lasten in die Prozesse des Engpassmanagements (Redispatch) kann sichergestellt werden, dass sich ein netzdienliches Verhalten einstellt und das gewährte Sondernetzentgelt mit Blick auf Kostenreflexivität gerechtfertigt ist. Nur in diesem Fall und nur bei entsprechender Mitwirkung des Anlagenbetreibers sollte das entsprechende Sondernetzentgelt auch gewährt werden.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.09.2026

Tenorziffer 12.2 Entgelte mit Anreizfunktion

Weitere Auswahl (optional):

Thema (optional): inhaltliche Kritik

Stellungnahme: Die 4ÜNB hatten bereits in ihren vergangenen Stellungnahmen im Rahmen von AgNes auf die Herausforderungen bei der Einführung von dynamischen Netzentgelten hingewiesen. An dieser Stelle sei nochmal auf diese Punkte verwiesen. Dynamische Netzentgelte können die Herausforderungen in der Systemführung nicht hinreichend zuverlässig adressieren. Eine Einführung sollte nur dann und an den Stellen erfolgen, an denen sich ein positiver Nettonutzen ergibt. Insbesondere bei Erzeugern, die heute bereits effizient in die bestehenden Redispatch-Prozesse eingebunden sind, lehnen die 4ÜNB ein dynamisches Netzentgelt deshalb ab. Bei Speichern und flexiblen Verbrauchern ist zu prüfen, ob dynamische Netzentgelte tatsächlich einen positiven Nettonutzen erzielen und die in den bisherigen Stellungnahmen adressierten Herausforderungen sinnvoll gelöst werden können. Die 4ÜNB plädieren deshalb für einen ergebnisoffenen Prozess zur Entwicklung eines dynamischen Netzentgelts. Dieser kann explizit auch zur Folge haben, dass dynamische Netzentgelte nicht bzw. nicht für alle bisher geplanten Kundengruppen eingeführt werden. Mit dem Aufbau der dazugehörigen Plattform ist aus Sicht der ÜNB außerdem ein erheblicher zusätzlicher Ressourcenbedarf verbunden, welcher dringend für andere Prozesse und Themen benötigt wird. Dies betrifft sowohl personelle und finanzielle Ressourcen als auch den Aufwand für die Harmonisierung der erforderlichen Datenformate, insbesondere wenn die Plattform perspektivisch auch für VNB nutzbar gemacht werden soll.

Tenorziffer 12.2 Entgelte mit Anreizfunktion

Weitere Auswahl (optional): Satz 4

Thema (optional): inhaltliche Kritik

Stellungnahme: Eine entsprechende Plattform zur Kommunikation von regionalen Preissignalen, welche sich wiederum aus den prognostizierten Netzengpässen ergeben, würde sicherheitsrelevante, derzeit als vertraulich einzustufende Informationen zum Netzzustand möglicherweise frei zugänglich machen. Aus regionalen Preissignalen kann in Kombination mit weiteren, öffentlich zugänglichen Informationen abgeleitet werden, an welchen Netzelementen die 4ÜNB in ihren Planungsprozessen einen Netzengpass prognostizieren. Damit könnten potenzielle Angriffe auf die Stromnetzinfrastruktur gezielt auf Zeiten gelegt werden, in denen infolge der Preissignale mit einer erhöhten Kritikalität zu rechnen ist. Diese zusätzliche Transparenz sollte im Zuge der derzeitigen Diskussionen zur inneren Sicherheit bedacht, auch wenn diese durch die Herausforderungen in der Engpassprognose abgemildert werden.

Die Einführung der Plattform sollte ebenfalls an die aufschiebende Bedingung(en) unter 12.3 geknüpft sein.

Begründung: Ohne Festlegung einer konkreten Methodik zu den dynamischen Netzentgelten durch die BNetzA und Einführung entsprechender Tools zur Bestimmung der kurzfristigen Preissignale durch die verantwortlichen Netzbetreiber können die Netzbetreiber auch nicht die langfristigen Effekte bestimmen und darzustellen. Zudem wäre eine solche Plattform ohne einen Nutzen für die Kunden.

Tenorziffer 12.3 Entgelte mit Anreizfunktion

Weitere Auswahl (optional):

Thema (optional): Inhaltliche Kritik, Änderungsvorschlag

Stellungnahme: Die 4ÜNB schlagen vor, folgenden Passus am Ende zu ergänzen:

„Ziffer 12.2 steht unter der aufschiebenden Bedingung, dass ein unabhängiges Gutachten mittels einer Kosten-Nutzen-Analyse einen nachweislich positiven Nettonutzen der dynamischen Netzentgelte für die betroffenen Kundengruppen

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.09.2026

ausweist. Die Einführung ist auf diejenigen Kundengruppen zu beschränken, für die die Kosten-Nutzen-Analyse einen nachweislich positiven Nettonutzen ausweist. Für alle übrigen Kundengruppen findet Ziffer 12.2 keine Anwendung.“

Begründung: Die Einführung dynamischer Netzentgelte gehen nicht nur mit einem hohen Umsetzungsaufwand und Liquiditätsbedarf wie auch größeren Verteilungswirkungen für die betroffenen Netzkunden einher, sondern können auch größere Auswirkungen auf die Netzstabilität haben. Vor einer Entscheidung, ob und wie dynamische Netzentgelte eingeführt werden sollen, sind deshalb weitergehende Analysen hinsichtlich des Nutzens und der Risiken nötig. Die 4ÜNB plädieren dafür, dynamische Netzentgelte nur dort einzuführen, wo eine durchzuführende Kosten-Nutzen-Analyse für eine Kundengruppe positiv ausfällt. In diese Analyse sollten neben dem Umsetzungsaufwand auch Aspekte wie Prognosefehler bei Engpässen, Unter- bzw. Überreaktionen von Marktteilnehmern und die Wirkung von dynamischen Netzentgelten in Extremsituationen betrachtet werden. Die entsprechende Erweiterung der Tenorziffer schafft Spielräume für den weiteren Prozess.

Tenorziffer 15.1 Aufschlag für besondere Netznutzung

Weitere Auswahl (optional): 15.1, 15.2, 15.5, 15.6

Thema (optional):

Stellungnahme: Die ÜNB begrüßen, dass sich die vorgesehene Ausgestaltung der Umlagesystematik des Aufschlags für besondere Netznutzung (AbN) eng an den Regelungen des EnFG orientiert. Dadurch wird das Umlagesystem insgesamt vereinheitlicht, vereinfacht und entbürokratisiert. Zu den Regelungen im Einzelnen:

Zu Tenorziffer 15.1:

Die Ausführungen verweisen auf § 47 Abs. 1 und Abs. 2 EnFG sowie auf § 59 EnFG. Die entsprechende Anwendung des § 47 Abs. 1 EnFG dürfte nach dem derzeitigen Wortlaut eine Pflicht für ein separates Konto für den Aufschlag für besondere Netznutzung begründen. Die ÜNB sprechen sich dafür aus, dass für die Abwicklung der Umlagezahlungen des AbN weiterhin die jeweiligen Geschäftskonten (bzw. separate Unterkonten) – analog wie für die Offshore-Netzumlage – genutzt werden können. Die Transparenz über die Kostenseite kann wie bisher über die regelmäßigen Datenmeldungen gegenüber der BNetzA sowie Testierung durch Wirtschaftsprüfer sichergestellt werden. Ein zusätzliches Bankkonto würde zusätzlichen bürokratischen Aufwand für alle Beteiligten und, damit einhergehend, Mehrkosten mit sich bringen. In diesem Fall wären Anpassungen der Tenorziffer 15.1 zur Berechnung des Finanzierungsbedarfs unter Berücksichtigung unterschiedlicher Wälzungswege für Plan-Ist-Differenzen (u. a. Verrechnung im AbN oder auf Regulierungskonten der VNB) sowie weitere Regelungen analog zur Anlage 1 des EnFG notwendig. Darüber hinaus müssten weitere Maßnahmen zur Sicherstellung der Liquidität (bspw. Liquiditätspuffer) implementiert werden.

Zudem wäre aus Sicht der ÜNB ein Verweis auf den § 40 EnFG sinnvoll, in dem die Antragstellung und Entscheidungswirkung des BAFA geregelt ist. Ebenfalls wünschenswert ist ein Verweis auf § 57 Satz 1 Nr. 2 EnFG, wonach das BAFA den ÜNB die Prognosen der Antragsteller unverzüglich mitteilen muss.

Die ÜNB begrüßen, dass die Veröffentlichung aller Umlagen inkl. des Aufschlags für besondere Netznutzung weiterhin gemeinsam zum 25.10. (§ 11 EnFG) erfolgt. Allerdings schlagen die ÜNB die folgende Ergänzung vor:

„Eine Anpassung des Aufschlags für besondere Netznutzung nach dem 25.10. kann in Abstimmung mit der BNetzA bis zum 15. Dezember erfolgen, falls sich die der Berechnung zugrundeliegenden Umstände in erheblichem Maße ändern. Unter den zugrundeliegenden Umständen werden insbesondere gesetzliche, verordnungsrechtliche oder regulatorische Vorgaben verstanden.“

Hintergrund: Etwaige Korrekturen der Umlagen nach dem 25.10. führen zu Rechtsunsicherheiten, sodass die Umlagezahlungen von den VNB und BesAR-Kunden unter Vorbehalt gestellt werden. Im schlimmsten Fall besteht das

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.09.2026

Risiko, dass die Umlage gar nicht oder in ursprünglicher Höhe gezahlt wird. Daher sollte Rechtssicherheit für eine Anpassung der Umlagen nach dem 25.10. aufgrund etwaiger gesetzlicher oder regulatorischer Änderungen wie beispielsweise Bundeszuschüsse geschaffen werden.

Die ÜNB verstehen Ziffer 1.2 so, dass die gesamte AgNes-Festlegung ab dem 1.1.2029 gelten soll. Ziffer 15.1 regelt die Angleichung der AbN-Abwicklung an das EnFG-Regime. Zudem umfasst Ziffer 15.1 Kosten, die sich aus Festlegungen, die auf Grundlage von § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 i EnWG erlassen wurden, d.h. insbesondere die Festlegung BK8-24-001-A. Bis zum 31.12.2028 soll die Abwicklung des AbN einschließlich der EE-bedingten Mehrkosten gemäß der derzeit gültigen StromNEV erfolgen. Nach diesem Verständnis bedarf es einer Folgeanpassung der Festlegung BK8-24-001-A mit Wirksamkeit ab dem 1.1.2029, da dort in den Ziffern 6 und 7 bezüglich der Wälzung der EE-bedingten Mehrkosten auf die StromNEV verwiesen wird.

Die ÜNB weisen im Übrigen darauf hin, dass der in Ziffer 15.1 Satz 2 intendierte Ausgleich der Förderkosten systematisch obsolet ist, da durch den später folgenden Verweis auf den ÜNB-Ausgleich gem. § 15 EnFG bereits ein horizontaler Ausgleich erfolgt. Zur Vermeidung von Unklarheiten bzw. Redundanzen sollte die Regelung daher entfallen.

Zu Tenorziffer 15.2:

Die ÜNB begrüßen die Entkopplung des Aufschlags für besondere Netznutzung von den anderen im EnFG geregelten Umlagen über die Regelungen zur CAP-Begrenzung und Mindestumlage ausdrücklich. Eine Entkopplung der Umlagen vermindert das Risiko von finanziellen Wechselwirkungen zwischen den Umlagen sowie ggf. kurzfristige Erfordernisse von Neuberechnungen aller Umlagen insbesondere aufgrund von nach der Veröffentlichungsfrist erteilten Bundeszuschüssen, die mit hohen Aufwänden für alle betroffenen Marktteilnehmer einhergehen. Zudem ist die Berechnung entkoppelter Umlagesysteme weniger fehleranfällig und risikoärmer für den Fall einer rechtlichen Überprüfung einer der Umlagen.

Zu Tenorziffer 15.5:

In Nr. 486 auf S. 181 wird zwar auf die Mitteilungspflichten gem. § 50 EnFG verwiesen, dennoch sollte zur Klarstellung in der Tenorziffer 15.5 ein expliziter Verweis auf § 50 EnFG aufgenommen werden. Dies schafft Klarheit und Rechtssicherheit.

Zu Tenorziffer 15.6:

Der unter 1. vorgenommene Verweis auf 15.4 scheint nicht korrekt zu sein. Nach unserer Auffassung dürfte Ziffer 15.5 gemeint sein.

Bei den unter Tenorziffer 15.6 Nr. 2 b) aa) genannten Zahlungen soll es sich vermutlich um die Jahresendabrechnungsdaten der Kostenseite handeln. Demnach ist der Satz wie folgt zu formulieren: "aa) die Endabrechnung für die Zahlungen nach Ziffer 15.1 Satz 1 und"

Tenorziffer 17.2 Übergangsvorschriften

Weitere Auswahl (optional): 17.1.

Thema (optional): Änderungsvorschlag

Stellungnahme: Die Berechnung der individuellen Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 – 4 StromNEV ist auch nach Einführung von der neuen Netzentgeltsystematik (AgNes) bis Kalenderjahr 2031 durchzuführen. In Anlehnung an Tenorziffer 17.1. sollte auch für diese Kunden keine Berechnung durchgeführt und eine Fortschreibung der Reduktion umgesetzt werden. Der physikalische Pfad als Grundlage der Abrechnung der individuellen Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV wird unter Berechnung der Briefmarke und daher unter Nutzung der prognostizierter Jahreshöchstlast errechnet. Dadurch kann der Preis der Reservenetzkapazität ermittelt werden, welcher für die Berechnung notwendig ist. Die prognostizierte Jahreshöchstlast ist ab 2029 nicht mehr Bestandteil der Netzentgeltkalkulation und liegt nicht vor.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.09.2026

Die Lösung der Fortschreibung der individuellen Netzentgelte auch bei diesen Kunden ist daher sinnvoll und löst dieses Problem.

Tenorziffer 17.4 Übergangsvorschriften (Erzeuger/Speicher)

Weitere Auswahl (optional): 17.5

Thema (optional): Regelung unklar, inhaltliche Kritik

Stellungnahme: Satz 3 aus dem Festlegungsentwurf:

“³Anlagenbetreiber, die eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen haben, müssen diesen Umstand in geeigneter Weise bis zum 31.03.2027 dem zuständigen Netzbetreiber nachweisen.” (-siehe auch- Verweis auch auf 22.2 - Endgültige Investitionsentscheidung Randziffer 498 ff)

Hinsichtlich des Vertrauensschutzes und der Anknüpfung an eine FID besteht aus unserer Sicht weiterer Konkretisierungsbedarf. Für eine einheitliche Anwendung sollten die Nachweis- und Prüfanforderungen eindeutig festgelegt werden. Andernfalls sind unterschiedliche Auslegungen durch die Netzbetreiber und damit eine uneinheitliche Behandlung vergleichbarer Sachverhalte denkbar. Durch aufwändige Prüfprozesse darf kein weiterer Aufwand für die Netzbetreiber entstehen.

Offene Fragen:

- Welche konkreten Unterlagen werden als Nachweis anerkannt?
- Wie ist das relevante Investitionsvolumen zu bestimmen?
- Wie sind erhebliche finanzielle Nachteile bzw. Folgeschäden nachzuweisen?
- Reichen z. B. Lieferverträge, Anzahlungen, Finanzierungsvereinbarungen oder ähnliche Verpflichtungen als Nachweis aus?
- Welche Prüfungstiefe haben die Netzbetreiber anzuwenden?
- Wie werden eine bundesweit einheitliche Auslegung und Anwendung sichergestellt?

Darüber hinaus ist die Prüfung des Vorliegens einer FID zum Stichtag 31.03.2027 mit zusätzlichem administrativem und fachlichem Aufwand für die Netzbetreiber verbunden.

Vorschlag: Weitere Konkretisierung der Begriffe zur FID bzw. Prüfung der FID zur Entgeltbefreiung nach einheitlichen Kriterien und aufwandsarmen standardisiertem Vorgehen oder Prüfung durch die BNetzA.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.09.2026

Tenorziffer Anlage 1 und 2

Weitere Auswahl (optional): Anlage 2 d

Stellungnahme: Die gemeinsamen Kosten der Höchstspannungsebene der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung ergeben sich aus der Addition ihrer jeweiligen Kosten nach Buchstabe a) abzüglich der **Kosten** nach den Buchstaben b) und c) nach Maßgabe des § 24 Absatz 3 des EnWG.

- Die Kosten nach Punkt b) werden nicht komplett erlöst (wegen Anlagen mit Vertrauensschutz) sondern ÜNB erhalten die tatsächlichen Erlöse aus Anlagen ohne Vertrauensschutz. Zudem widersprechen sich Aufbau der Kostenstellen und Aufbau der Kostenträger systematisch. Die Kostenstellen bilden die jährlich anzusetzenden Plankosten ab, während der Kostenträgerunter Punkt b) die Durchschnittskosten der letzten 5 Jahre zeigt. Eine konsistente Kostendeckung kann mit der vorliegenden Kostenstellen- und Kostenträgersystematik nicht gewährleistet werden.
- Nach Punkt b) und c) werden die Offshore Verlustenergiekosten mehrfach verrechnet (in der Offshore Umlage und über das Einspeiser-/Speicher/Elektrolyseure über das Kapazitätsentgelt).
- Die bisherige Kostenstelle Systemführung entfällt. Dort wurden bislang wesentliche Kosten der FSV, insbesondere energiewirtschaftliche Sachverhalte, zugeordnet. Die künftige Zuordnung, speziell im Zusammenhang mit Redispatch, ist unklar.
- Netzverluste werden im Entwurf der Höchstspannung zugeordnet. Bisher wurden Netzverluste auch anteilig der Umspannungsebene zugeordnet. Fraglich ist, ob eine ausschließliche Zuordnung zur Höchstspannung verursachungsgerecht ist.

Vorschlag: Zu 1) Die gemeinsamen Kosten der Höchstspannungsebene der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung ergeben sich aus der Addition ihrer jeweiligen Kosten nach Buchstabe a) abzüglich der Kosten nach Buchstabe c) nach Maßgabe des § 24 Absatz 3 des EnWG sowie abzüglich der **Erlöse** nach den Buchstaben b). Sachgerecht erscheint ebenfalls eine nachgelagerte Gegenrechnung der Erlöse bzw. Gegenfinanzierung, vergleichbar mit der Behandlung eines Zuschusses.

Zu 2) Klarstellung im Hinblick auf die Verrechnung der Offshore-Verlustenergie.

Zu 3) Klarstellung im Hinblick auf die Zuordnung der energiewirtschaftlichen Kosten oder Beibehaltung der Kostenstelle Systemführung

Zu 4) Die Zuordnung der Netzverluste sollte verursachungsgerecht nach Netz- bzw. Umspannebene erfolgen. Bei nachgelagerter Behandlung der Einspeiseentgelte (analog Bundeszuschuss) könnten Netzverluste wieder zwischen Höchstspannung und Umspannung differenziert werden.