

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Große Beschlusskammer  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

Per E-Mail an: [gbk@bnetza.de](mailto:gbk@bnetza.de)

50HERTZ TRANSMISSION GMBH  
Heidestraße 2  
10557 Berlin  
Telefon: 030 5150-0  
Telefax: 030 5150-4673  
E-Mail: [info@50hertz.com](mailto:info@50hertz.com)  
[www.50hertz.com](http://www.50hertz.com)  
Sitz der Gesellschaft: Berlin  
Amtsgericht: Charlottenburg  
Handelsregisternr.: HR B 84446  
USt.-ID: DE813473551  
Geschäftsführung:  
Stefan Kapferer (Vorsitz),  
Dr. Dirk Biermann,  
Sylvia Borchering  
Vorsitzende des Aufsichtsrates:  
Catherine Vandendorpe

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 30.06.2025 | Seite 1 von 3

## ALLGEMEINE NETZENTGELTSYSTEMATIK (AGNES) - STELLUNGNAHME DER VIER ÜNB

AMPRION GMBH  
Robert-Schuman-Straße 7  
44263 Dortmund  
Telefon: 0231 5849-0  
Telefax: 0231 5849-14188  
E-Mail: [info@amprion.net](mailto:info@amprion.net)  
[www.amprion.net](http://www.amprion.net)  
Sitz der Gesellschaft: Dortmund  
Amtsgericht: Dortmund  
Handelsregisternr.: HR B 15940  
USt.-ID: DE 8137 61 356  
Geschäftsführung:  
Dr. Christoph Müller (Vorsitz),  
Dr. Hendrik Neumann,  
Peter Rüth  
Vorsitzender des Aufsichtsrates:  
Uwe Tigges

Sehr geehrte Damen und Herren,

am 12.05.2025 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) ein Diskussionspapier zur Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) veröffentlicht. Das Diskussionspapier setzt erste Denkanstöße für einen durch die Energiewende geänderten Rahmen und eine in die Zukunft gerichtete Ausgestaltung der Netzentgelte. Enthalten sind weiterhin erste Fragen zur Erörterung im Rahmen des Verfahrens.

Die vier Übertragungsnetzbetreiber begrüßen, dass die BNetzA frühzeitig und in einem breiten Stakeholder-Prozess eine umfassende Diskussion um zukunftsgerichtete Netzentgelte angeregt hat. Erste Antworten auf die im Papier zu erörternden Fragen haben wir im vorgesehenen Format der BNetzA ausgearbeitet.

Die Antworten hängen teilweise von der gesamthaften Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik ab. Daher möchten wir nochmals **unsere grundsätzlichen Prioritäten in der Ausgestaltung** darlegen:

### Allgemein

- Die Netzentgelte müssen die Refinanzierung der beim Netzbetreiber anfallenden Netzkosten sicherstellen und dürfen kein betriebswirtschaftlicher Risikofaktor werden.
- Sie müssen kostenreflexiv und für alle Netznutzer diskriminierungsfrei ausgestaltet sein.
- Lenkende bzw. anreizsetzende Elemente – wie z.B. Kapazitätsentgelte, dynamische Netzentgelte, flexible Anschlussverträge, regional differenzierte Baukostenzuschüsse

TENNET TSO GMBH  
Bernecker Straße 70  
95448 Bayreuth  
Telefon: 0921 50740-0  
Telefax: 0921 50740-4095  
E-Mail: [info@tennet.eu](mailto:info@tennet.eu)  
[www.tennet.eu](http://www.tennet.eu)  
Sitz der Gesellschaft: Bayreuth  
Amtsgericht: Bayreuth  
Handelsregisternr.: HR B 4923  
Geschäftsführung:  
Tim Meyerjürgens (Vorsitz),  
Dr. Markus Binder  
Vorsitzende des Aufsichtsrates:  
Manon van Beek

TRANSNET BW GMBH  
Heilbronner Straße 51 – 55  
70191 Stuttgart  
Telefon: 0711 21858-0  
E-Mail: [info@transnetbw.de](mailto:info@transnetbw.de)  
[www.transnetbw.de](http://www.transnetbw.de)  
Sitz der Gesellschaft: Stuttgart  
Registergericht: Stuttgart  
Handelsregisternr.: HR B 740510  
USt.-ID: DE 191008872  
Geschäftsführung:  
Dr. Werner Götz (Vorsitz),  
Michael Jesberger, Dr. Rainer Pflaum  
Vorsitzender des Aufsichtsrates:  
Dirk Güsewell

(BKZ) für Einspeiser oder das Einspeiseentgelt sowie spezielle Regelungen wie z.B. Netzentgeltrabatte für Speicher müssen in erster Linie an ein netzdienliches Verhalten (Verortung und Fahrweise) gekoppelt sein und idealerweise kurzfristig umsetzbar sein.

- Nicht netzdienlich begründbare Privilegierungen sollten nicht über die Netzentgelte erfolgen, sondern anderweitig über z.B. Zuschüsse, Umlagen etc.

### **Neue Entgeltkomponenten**

Der steigende Netzausbaubedarf erfordert künftig einen deutlich effizienteren Umgang mit vorhandenen Netzkapazitäten. Die Einführung eines Kapazitätspreises anstelle des bisherigen Leistungspreises im Übertragungsnetz ist daher eine vielversprechende Lösung. Allerdings wird sich die Kostenverteilung voraussichtlich stark verändern (Kunden mit geringeren Benutzungsstunden zahlen höhere Preise).

Neben dem Kapazitätspreis ist wie bisher ein ergänzender Arbeitspreis geeignet, der ggf. künftig dynamisch ausgestaltet werden könnte, um netzdienliche Signale zu setzen.

Aufgrund weniger entnahmeunabhängiger Kosten im Übertragungsnetz ist ein Grundpreis im Übertragungsnetz nicht zielführend. Wir empfehlen: Maximal zwei Entgeltkomponenten, um die Komplexität niedrig zu halten und die Verständlichkeit zu gewährleisten.

### **Einführung von Einspeiseentgelten**

Im Übertragungsnetz treibt die Einspeisung in vielen Teilen den Netzausbau und ist verantwortlich für die Engpassmanagement-/ Systemkosten. Daher begrüßen wir grundsätzlich die angemessene Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten.

Baukostenzuschüsse sind eine bewährte und einfach umzusetzende Beteiligungsform, auch für Einspeiser.

### **Speichernetzentgelte**

Speicher nutzen wie andere Netzkunden das Netz und verursachen Netzausbaukosten. Daher sprechen wir uns für die Anwendung der allgemeinen Netzentgeltsystematik auch auf Speicher aus. Durch ihre spezifischen Eigenschaften sind Speicher bei entsprechender Beanregung in der Lage, netzdienlich zu agieren und einen Beitrag zur Erhöhung des Systemnutzens zu leisten. Dies könnte z.B. mit einem Rabatt auf das Netznutzungsentgelt bei (begrenzten) Eingriffen des Netzbetreibers in den Anlagenbetrieb über die Etablierung des flexiblen Netzanschlussvertrags oder über dynamische Entgeltkomponenten angereizt werden.

### **Dynamische Netzentgelte**

Perspektivisch können dynamische Netzentgelte ggf. einen Beitrag zur effizienten Nutzung der Verteilnetze leisten. Um auch eine signifikante

#### **50HERTZ TRANSMISSION GMBH**

Heidestraße 2  
10557 Berlin  
Telefon: 030 5150-0  
Telefax: 030 5150-4673  
E-Mail: [info@50hertz.com](mailto:info@50hertz.com)  
[www.50hertz.com](http://www.50hertz.com)  
Sitz der Gesellschaft: Berlin  
Amtsgericht: Charlottenburg  
Handelsregisternr.: HR B 84446  
USt.-ID: DE813473551  
Geschäftsführung:  
Stefan Kapferer (Vorsitz),  
Dr. Dirk Biermann,  
Sylvia Borcharding  
Vorsitzende des Aufsichtsrates:  
Catherine Vandendorre

#### **AMPRION GMBH**

Robert-Schuman-Straße 7  
44263 Dortmund  
Telefon: 0231 5849-0  
Telefax: 0231 5849-14188  
E-Mail: [info@amprion.net](mailto:info@amprion.net)  
[www.amprion.net](http://www.amprion.net)  
Sitz der Gesellschaft: Dortmund  
Amtsgericht: Dortmund  
Handelsregisternr.: HR B 15940  
USt.-ID: DE 8137 61 356  
Geschäftsführung:  
Dr. Christoph Müller (Vorsitz),  
Dr. Hendrik Neumann,  
Peter Rüth  
Vorsitzender des Aufsichtsrates:  
Uwe Tigges

#### **TENNET TSO GMBH**

Bernecker Straße 70  
95448 Bayreuth  
Telefon: 0921 50740-0  
Telefax: 0921 50740-4095  
E-Mail: [info@tennet.eu](mailto:info@tennet.eu)  
[www.tennet.eu](http://www.tennet.eu)  
Sitz der Gesellschaft: Bayreuth  
Amtsgericht: Bayreuth  
Handelsregisternr.: HR B 4923  
Geschäftsführung:  
Tim Meyerjürgens (Vorsitz),  
Dr. Markus Binder  
Vorsitzende des Aufsichtsrates:  
Manon van Beek

#### **TRANSNET BW GMBH**

Heilbronner Straße 51 – 55  
70191 Stuttgart  
Telefon: 0711 21858-0  
E-Mail: [info@transnetbw.de](mailto:info@transnetbw.de)  
[www.transnetbw.de](http://www.transnetbw.de)  
Sitz der Gesellschaft: Stuttgart  
Registergericht: Stuttgart  
Handelsregisternr.: HR B 740510  
USt.-ID: DE 191008872  
Geschäftsführung:  
Dr. Werner Götz (Vorsitz),  
Michael Jesberger, Dr. Rainer Pflaum  
Vorsitzender des Aufsichtsrates:  
Dirk Güsewell

Wirkung auf Engpässe im Übertragungsnetz zu erzielen, müssten dynamische Übertragungsnetzentgelte auch an Kunden im Verteilnetz weitergegeben werden.

Ein möglicher Einstieg sollte schrittweise z.B. in Kombination mit einem zunächst hohen Anteil des Kapazitätspreises an den Erlösen verbunden sein. Auch gilt es vorab Erfahrungen mit dem flexiblen Kundenverhalten zu sammeln und die technische Umsetzung in Pilotprojekten zu erproben.

Die Einführung dynamischer Entgelte erfordert eine aufwendige technische Infrastruktur und administrative Prozesse, was zusätzliche Kosten und Komplexität mit sich bringt. Wir empfehlen die Beauftragung einer quantitativen Studie zur Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte und stehen für eine aktive Mitwirkung gerne zur Verfügung.

Mit der Festlegung auf eine grundsätzliche Neuausrichtung der Netzentgeltsystematik bedarf es der nicht minder herausfordernden Ausarbeitungen zu den „Details“. Hier unterstützen wir gerne mit Vorschlägen und ggf. quantitativen Analysen und freuen uns auf die weitere Gestaltung im Rahmen des AgNes Prozesses.

Mit freundlichen Grüßen

**50HERTZ TRANSMISSION GMBH**

**AMPRION GMBH**

**TENNET TSO GMBH**

**TRANSNET BW GMBH**

**50HERTZ TRANSMISSION GMBH**

Heidestraße 2  
10557 Berlin  
Telefon: 030 5150-0  
Telefax: 030 5150-4673  
E-Mail: [info@50hertz.com](mailto:info@50hertz.com)  
[www.50hertz.com](http://www.50hertz.com)  
Sitz der Gesellschaft: Berlin  
Amtsgericht: Charlottenburg  
Handelsregisternr.: HR B 84446  
USt-ID: DE813473551  
Geschäftsführung:  
Stefan Kapferer (Vorsitz),  
Dr. Dirk Biermann,  
Sylvia Borchering  
Vorsitzende des Aufsichtsrates:  
Catherine Vandendorre

**AMPRION GMBH**

Robert-Schuman-Straße 7  
44263 Dortmund  
Telefon: 0231 5849-0  
Telefax: 0231 5849-14188  
E-Mail: [info@amprion.net](mailto:info@amprion.net)  
[www.amprion.net](http://www.amprion.net)  
Sitz der Gesellschaft: Dortmund  
Amtsgericht: Dortmund  
Handelsregisternr.: HR B 15940  
USt-ID: DE 8137 61 356  
Geschäftsführung:  
Dr. Christoph Müller (Vorsitz),  
Dr. Hendrik Neumann,  
Peter Rüth  
Vorsitzender des Aufsichtsrates:  
Uwe Tigges

**TENNET TSO GMBH**

Bernecker Straße 70  
95448 Bayreuth  
Telefon: 0921 50740-0  
Telefax: 0921 50740-4095  
E-Mail: [info@tennet.eu](mailto:info@tennet.eu)  
[www.tennet.eu](http://www.tennet.eu)  
Sitz der Gesellschaft: Bayreuth  
Amtsgericht: Bayreuth  
Handelsregisternr.: HR B 4923  
Geschäftsführung:  
Tim Meyerjürgens (Vorsitz),  
Dr. Markus Binder  
Vorsitzende des Aufsichtsrates:  
Manon van Beek

**TRANSNET BW GMBH**

Heilbronner Straße 51 – 55  
70191 Stuttgart  
Telefon: 0711 21858-0  
E-Mail: [info@transnetbw.de](mailto:info@transnetbw.de)  
[www.transnetbw.de](http://www.transnetbw.de)  
Sitz der Gesellschaft: Stuttgart  
Registergericht: Stuttgart  
Handelsregisternr.: HR B 740510  
USt-ID: DE 191008872  
Geschäftsführung:  
Dr. Werner Götz (Vorsitz),  
Michael Jesberger, Dr. Rainer Pflaum  
Vorsitzender des Aufsichtsrates:  
Dirk Güsewell

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart 30.06.2025 | Seite 1 von 12

## DISKUSSIONSPAPIER „ALLGEMEINE NETZENTGELTSYSTEMATIK STROM“ (AGNES)

*Antworten der 4 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) auf die Fragen der Bundesnetzagentur im Diskussionspapier zur Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)*

### 1. Einführung von Einspeiseentgelten

**Ist Netzeinspeisung eine Form der Netznutzung, die mit Einspeiseentgelten an der Finanzierung der Netzkosten beteiligt werden sollte?**

Einspeiser sind in vielen Netzen Treiber des Netzausbaus. Nach dem Prinzip der Kostenreflexivität könnte eine Netzkostenbeteiligung der Einspeiser die Netzkosten verursachungsgerechter verteilen.

**Welche Auswirkungen auf den Strommarkt werden gesehen?**

Der Strompreis erhöht sich in Abhängigkeit der Art und Höhe der Netzentgelte für Einspeiser sowie des betroffenen Kreises an Technologien. Bei einer Ausgestaltung als Arbeitspreis verteuern sich u. a. der Bezug von (Groß-)kunden mit hohem Verbrauch. Bei einer Ausgestaltung als Leistungspreis/Kapazitätspreis besteht die Tendenz zu temporären Preisspitzen in Knappheitszeiten. Beispiel: Ein Gas-Peaker-Kraftwerk hat seit Jahresbeginn noch nicht eingespeist. Bei einer Dunkelflaute Mitte Dezember eines Jahres würde ein Leistungspreis folglich in die Grenzkosten des Kraftwerks einfließen und könnte so die hohen Strompreise zur Dunkelflaute noch erhöhen.

Im Übertragungsnetz haben sie insbesondere auch Auswirkungen auf den innereuropäischen Handel und die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Stromerzeugung. Dies könnte zu einer Reduktion der deutschen Nettoposition führen (Verzerrungen der Erzeugerpreise führen zu geringeren Exporten und höheren Importen). Ein Erzeugernetzentgelt führt, sofern Deutschland nach Einführung eines Erzeugernetzentgelts weiterhin Strom exportiert, zu einer Beteiligung an einem Teil der Netzkosten durch unsere europäischen Nachbarn.. Die Senkung der Netzentgelte erfolgt lokal.

**Wären Einspeiseentgelte auch ein geeignetes Instrument der Standortsteuerung?**

Deutschlandweit einheitliche Einspeisenentgelte haben keine oder nur geringe Auswirkungen auf Standortentscheidungen. Dies könnte lediglich mit lokal differenzierten Erzeugungsnetzentgelten erreicht werden, die bspw. den langfristig notwendigen Übertragungsnetzausbau reflektieren. Aufgrund der jährlichen Neubestimmung der Erzeugernetzentgelte bieten diese für eine Investitionsentscheidung

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart 30.06.2025 | Seite 2 von 12

vor allem langfristig wenig Sicherheit und würden kaum eine Rolle bei der Standortentscheidung spielen.

Die Potenziale von Einspeisenentgelten liegen aus unserer Sicht (neben einer sachgerechten Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten) eher beim Setzen sinnvoller Anreize im Betrieb. Für eine Standortsteuerung käme hingegen eher ein Baukostenzuschuss (BKZ) für Einspeiser in Frage.

**Welche Ausgestaltungsvariante für Einspeiseentgelte (Arbeitspreis, Leistungspreis, Kapazitätspreis, Grundpreis) wären vorzugswürdig, um die Ziele der Finanzierungs- oder der Steuerungsfunktion bestmöglich zu erfüllen und gleichzeitig marktverzerrende Wirkungen zu begrenzen?**

Für eine stabile Finanzierung der Netzkosten eignen sich grundsätzlich alle vorgeschlagenen Komponenten, wobei der Grundpreis und der Kapazitätspreis die höchste Planungssicherheit hinsichtlich der zu erzielenden Einnahmen bietet. Mit Blick auf die Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten ist jedoch die Erhebung eines BKZ der einfachste Ansatz.

Eine Steuerungsfunktion hinsichtlich der Fahrweise ergibt sich jedoch in erster Linie über einen Arbeitspreis. Im Sinne einer Spitzenkappung ergibt sich eine Steuerungsfunktion auch über einen Kapazitätspreis und/oder Leistungspreis.

**Arbeitspreis:** Mit regional leicht unterschiedlichen Arbeitspreisen für Erzeuger können zukünftig Anreize für einen aus Netzsicht sinnvollen Dispatch gesetzt werden. Bei statisch oder situativ leicht höheren Einspeiseentgelten im Norden als im Süden wären die Grenzkosten für nördliche Anlagen leicht höher, sodass diese bei niedrigen Strompreisen etwas früher vom Netz gehen als Anlagen weiter im Süden. Das könnte zukünftig Dispatchentscheidungen beeinflussen, damit Redispatchmengen reduzieren und so die Systemkosten als Ganzes reduzieren. Eine solche Komponente könnte zu Beginn statisch sein und perspektivisch zeitvariabel bzw. volldynamisch werden.

**Kapazitätspreis/ Leistungspreis:** Ein Kapazitäts- oder Leistungspreis schafft Anreize zur Vermeidung von Einspeisespitzen durch Abregelung, Speicherung oder Eigenverbrauch. Insbesondere in erzeugungstarken Netzen liefern solche Komponenten sinnvolle Anreize, sofern keine ausreichende Lastflexibilität vorhanden ist. Peaker-Kraftwerke mit wenigen Vollbenutzungsstunden könnten dadurch hingegen aus dem Markt gedrängt werden. Dies könnte jedoch durch eine dynamische Ausgestaltung einer solchen Komponente verhindert werden, würde jedoch umgekehrt die Planungssicherheit hinsichtlich der Finanzierung reduzieren.

**An welchen Kosten sollten sich Einspeiser über Einspeiseentgelte beteiligen?**

Die Höhe der Kostenbeteiligung sehen wir eher als eine politische Entscheidung an. Die Einnahmen sollten (gemeinsam mit den Anreizen) den Aufwand für die Erhebung der Einspeisenentgelte rechtfertigen. Je höher das Entgelt, desto größer werden die Auswirkungen auf den Strommarkt. Bei Einführung von Einspeisenentgelten besteht der Wunsch, die heutige Wälzung von EE-bedingten Mehrkosten abzuschaffen.

## **Baukostenzuschüsse (BKZ) für Einspeiser**

### **Wären Baukostenzuschüsse eine geeignete Ergänzung oder eine sinnvolle Alternative der Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzkosten?**

Die Erhebung eines Baukostenzuschusses (BKZ) für Entnahmen im Übertragungsnetz war ein wichtiger erster Schritt. Das Netz wird jedoch nicht nur für Lasten, sondern auch für Einspeiser ausgebaut. Daher befürworten wir einen BKZ auch für Einspeiser.

### **Welche Auswirkungen auf den Strommarkt werden gesehen?**

Als einmalige Investitionsabgabe hat ein BKZ keine unmittelbaren Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz im Strommarkt, da er lediglich in der Planungs- und Investitionsphase anfällt und keine variablen Betriebskosten beeinflusst. Im besten Fall entfaltet der BKZ jedoch eine steuernde Wirkung auf die Standortwahl neuer Erzeugungsanlagen, indem er Anreize für Investitionen an netzdienlichen Standorten setzt. Dies könnte perspektivisch zu einem geringeren Redispatch-Bedarf führen und damit die Systemeffizienz erhöhen. Ob eine solche Lenkungswirkung tatsächlich eintritt, kann derzeit noch nicht abschließend bewertet werden und hängt maßgeblich von der konkreten Ausgestaltung und praktischen Umsetzung des Instruments ab.

Im ungünstigen Fall besteht das Risiko, dass der BKZ als zusätzliches Investitionshemmnis wirkt und den Ausbau erneuerbarer Energien verlangsamt.

### **Wären Baukostenzuschüsse auch ein geeignetes Instrument der Standortsteuerung?**

Ein BKZ könnte grundsätzlich ein geeignetes Instrument zur Standortsteuerung darstellen. Generell setzt ein BKZ zwar einen Standortanreiz, dieser kann jedoch durch andere Einflussfaktoren (z.B. eingeschränkte Flächenverfügbarkeit) überlagert werden. Seine Wirksamkeit ist auf Basis einer differenzierten Ausgestaltung zu bewerten: Die Höhe des Zuschusses könnte sich an der Netzdienlichkeit des gewählten Netzverknüpfungspunktes orientieren. Bis zur Erreichung des Zielnetzes könnte auf diese Weise ein ökonomischer Anreiz für Projektierer und Betreiber entstehen, ihre Anlagen bevorzugt an Standorten zu errichten, die aus netztechnischer Sicht bereits besser erschlossen sind. Eine bessere Standortwahl kann langfristig zur Entlastung der Netze beitragen, den Bedarf an kostenintensiven Redispatch-Maßnahmen senken und damit die Systemeffizienz erhöhen. Langfristig wird jedoch aufgrund der begrenzten Potenzialflächen insbesondere bei Wind, ein Zubau an allen geeigneten Standorten erforderlich sein. Eine abschließende Bewertung, ob Baukostenzuschüsse ein geeignetes Instrument für die Standortsteuerung von Erzeugern darstellen, bleibt weiteren Untersuchungen vorbehalten.

### **Was wären geeignete Bemessungsgrundlagen für die Quantifizierung von Baukostenzuschüssen?**

Für Einspeiser im Übertragungsnetz ist die verbindlich beantragte Anschlussleistung eine geeignete Bemessungsgrundlage für die Quantifizierung von BKZ. Die Berechnung der BKZ sollte auf Grundlage dieser Leistung erfolgen. Dadurch entsteht ein finanzieller Anreiz, die beantragte Anschlussleistung nicht zu überdimensionieren. Um diesen Anreiz zu erreichen müsste es für jeden Standort einen Bezugs- und einen Einspeise-BKZ geben.

### **Sollten Baukostenzuschüsse für Einspeiser in Anlehnung an die sogenannte EE-Kostenwälzung auf Netzgebiete beschränkt werden, in denen die Einspeisung der wesentliche Treiber für Netzausbaukosten ist?**

Der BKZ für Einspeiser sollte nicht auf Netzgebiete mit „sogenannter EE-Kostenwälzung“ beschränkt werden. Im Übertragungsnetz sollte ein BKZ diskriminierungsfrei über alle Netzgebiete hinweg für Einspeiser angewendet werden.

## **2. Neue Entgeltkomponenten**

### **Einführung eines verpflichtenden Grundpreises**

#### **Die Nutzerstruktur gilt als ein wesentlicher Treiber der Netzkosten. Wäre eine Grundpreiskomponente ein Instrument, um die strukturbedingten Kosten besser zu reflektieren?**

In höheren Spannungsebenen reflektiert ein Kapazitätspreis die strukturbedingten Kosten besser. Ein Grundpreis ist ggf. in unteren Spannungsebenen sinnvoll. Die gleichzeitige Anwendung eines Grund- und Leistungspreises zusätzlich zum Arbeitspreis halten wir für nicht sinnvoll, da zu viele Komponenten die Transparenz und Umsetzbarkeit reduzieren.

#### **Wie kann bei der Einführung von Grundpreisen ein angemessenes Verhältnis zwischen Kostentragfähigkeit und Kostenreflexivität erreicht werden?**

Eine sachgerechte Wahl der Höhe eines Grundpreises ist im Übertragungsnetz angesichts der ungleichen Kundenstruktur (große Flächen-Verteilnetzbetreiber (VNB), große Industriekunden, kleinere Erzeuger) nahezu unmöglich, da entweder keine ausreichende Erlösfunktion bestünde oder andernfalls Marktteilnehmer ausgeschlossen würden.

#### **Wird ein höherer Grundpreis für Eigenverbraucher und Prosumer als geeignetes Mittel angesehen, diese stärker an den Netzkosten zu beteiligen?**

Mit Blick auf die geringe Beteiligung von Prosumern an der Finanzierung der Netzkosten und mit Blick auf die steigende Zahl von Prosumern halten wir es für dringend geboten, die Privilegierung von

Eigenverbrauchs zu reduzieren. Auch für Prosumer muss die Netzinfrastruktur jederzeit bereitgestellt werden, unabhängig von ihrer aktuellen Einspeise- oder Bezugsleistung. Die damit verbundenen Kosten werden derzeit überwiegend von anderen Netznutzern getragen. Um Investitionen in erneuerbare Energien durch Bürgerinnen und Bürger wie durch Unternehmen vor Ort dennoch auch in Zukunft attraktiv zu gestalten und somit eine aktive Partizipation an der Energiewende zu ermöglichen, müssen solche Effekte durch andere, flankierende Maßnahmen außerhalb der Netzentgelte aufgefangen werden. Für das Übertragungsnetz sprechen wir uns anstelle eines Grundpreises jedoch für die Einführung einer neuen Entgeltkomponente für die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität aus.

## **Ersatz des Leistungspreises durch einen Kapazitätspreis**

**Wird ein Kapazitätspreis als geeignete Alternative zu einem Leistungspreis gesehen, um die anschlussbedingten Netzkosten zu reflektieren und das etwaige Flexibilitätshemmnis eines Leistungspreises zu mildern?**

Das Stromnetz muss dauerhaft vorgehalten werden – auch für Netznutzer, die es nur gelegentlich oder als Backup nutzen (z. B. Prosumer). Diese Backup-Funktion des Netzes wird im derzeitigen Regulierungssystem jedoch weder angemessen anerkannt noch bepreist. Insbesondere das aktuelle System der Jahresleistungspreise kann dabei kontraproduktiv wirken: Es setzt falsche Anreize und kann flexible Lastanpassungen hemmen – etwa dann, wenn gegen Jahresende zusätzliche Lastspitzen vermieden werden, um keine neue entgeltrelevante Höchstlast zu erzeugen.

Eine Bepreisung der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität (in kW) würde die reine Bereitstellung des Stromnetzes als Dienstleistung abbilden und gleichzeitig dem Fixkostencharakter der Netzinfrastruktur gerecht werden. Ein solches Modell würde die Nutzung des Netzes als Backup – insbesondere durch Prosumer – angemessener bepreisen als das derzeitige System. Fraglich ist in diesem Zusammenhang, ob die technische Anschlusskapazität als Ausgangsbasis herangezogen werden soll (analog der BKZ-Bestimmung) oder eine gepoolte Anschlusskapazität bzw. bei Prosumern die technische Einspeiseleistung berücksichtigt wird.

Um dennoch Flexibilität im Verbrauchsverhalten zu ermöglichen, könnte die temporäre Überschreitung der vereinbarten Anschlusskapazität differenziert behandelt werden. So wäre es denkbar, ein definiertes Flexibilitätsband zuzulassen, dessen Nutzung gegen Zahlung eines zusätzlichen, monatlich abgerechneten Entgelts (z. B. im Rahmen eines Bestelleistungssystems) erfolgen kann. Alternativ könnten zeitlich befristete Überschreitungen unter bestimmten Bedingungen auch ohne Mehrkosten gestattet werden, etwa in netzdienlichen Zeiten.

Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass die maximal technisch mögliche Anschlussleistung nicht überschritten wird, um die physikalische Belastbarkeit des Netzes nicht zu gefährden. Damit ließe sich ein ausgewogenes Verhältnis zwischen einer verursachergerechten Netzkostenverteilung und einem flexiblen, zukunftsfähigen Netznutzungssystem erreichen.

Daher plädieren wir für die Einführung einer neuen Entgeltkomponente zur Bepreisung der Netzanschlusskapazität und eine Abkehr vom Jahresleistungspreissystem (inkl. g-Funktion).

Sollte man an einem Leistungspreis bzw. der g-Funktion festhalten wollen, ist im Übertragungsnetz der Wegfall des Knickpunktes bei 2.500 h sinnvoll, da bei den angeschlossenen VNB aufgrund der immer dezentraleren Erzeugung die Arbeitsmenge sinkt. Die Kapazität des Netzes muss aber ähnlich wie bei den Prosumern weiter vorgehalten werden.

### **Nach welchen Maßstäben sollten Netzbetreiber die zur Absicherung eines Kapazitätspreises notwendige Pönale bemessen?**

Grundsätzlich sollte die Pönale so ausgestaltet sein, dass sie eine verlässliche und realistische Dimensionierung der Anschlusskapazität durch die Netznutzer sicherstellt. Das bedeutet: Die Pönale muss spürbar höher sein als der reguläre Kapazitätspreis, um einen wirksamen Anreiz zu schaffen, die vereinbarte Leistung nicht zu überschreiten.

Je höher die Pönale angesetzt wird, desto stärker ist der Anreiz für Netznutzer, ausreichend hohe Sicherheitspuffer einzuplanen und die vereinbarte Kapazität nicht zu überschreiten. Allerdings besteht bei zu hohen Pönalen die Gefahr, dass Netznutzer aus Vorsicht überdimensionierte Kapazitäten reservieren, was wiederum dazu führt, dass kaum Anschlusskapazität gegenüber dem Status quo freigegeben wird. In einem solchen Fall wäre das Ziel einer effizienteren Netzauslastung verfehlt.

Ist die Pönale hingegen zu niedrig oder entfällt sie ganz, verliert der Kapazitätspreis seine Lenkungswirkung und ähnelt dem heutigen Leistungspreissystem – mit entsprechend geringeren Effizienzgewinnen.

### **Welche Herausforderung würden sich bei einer Einführung ergeben?**

Vor einer Einführung müssen Fragen zur Festlegung der Kapazität, zu Unter- und Überschreitungen bei (gewünschter) Flexibilität und zu Anpassungen der Netzanschlusskapazität beantwortet werden. Eine Kapazität ist dann auch vertraglich im Netznutzungsvertrag zu vereinbaren. Eine Reduktion des Kapazitätspreises sollte im Falle einer netzdienlichen Flexibilitätserbringung (bspw. die Beteiligung an „Nutzen statt Abregeln“ nach § 13k EnWG, und/oder den Abschluss flexibler Netzanschlussverträge) ermöglicht werden, zumindest solange kein weiteres Instrument (wie ein dynamisches Netzentgelt) enthalten ist, das Flexibilität anreizt.

### **Wie groß ist der Abstand zwischen tatsächlicher in Anspruch genommener und vertraglich vereinbarter sowie technisch möglicher Netzanschlusskapazität sowie der individuellen Jahreshöchstlast großer Verbraucher in Ihrem Netz?**

Im Übertragungsnetz sind die großen Verbraucher überwiegend weiterverteilende VNB und stromintensive Letztverbraucher. Bei nachgelagerten VNB ist der Abstand sehr hoch, da das Netz n-1-sicher ausgelegt wird, der auslegungsrelevante n-1-Fall jedoch fast nie eintritt. Da das Kapazitätsentgelt – wie

auch die Leistung bisher – gepoolt verrechnet werden würde, ist die tatsächliche Summe der Kapazitäten an den Übergabestellen sicher höher.

### 3. Dynamische Netzentgelte

#### **Welchen Grad der Dynamisierung von Netzentgelten sehen sie als sinnvoll an?**

Sofern dynamische Netzentgelte für Kunden im Übertragungsnetz gelten und dortige Engpässe reduzieren sollen, müssen sie langfristig volldynamisch sein. Zwischenschritte mit weniger granularen Ausprägungen bzgl. des Preisniveaus und zeitlicher Variation sind ebenso möglich wie eine anfängliche Fokussierung auf eine einzelne Kundengruppe (z.B. Großindustrie, Großspeicher, P2H-Anlagen). Allein die Adressierung der an das Höchstspannungsnetz angeschlossenen Letztverbraucher erschließt nicht die nötige Entnahmemenge, um Engpassmanagement signifikant zu reduzieren. Eine Umsetzung ist deshalb nur zusammen mit den VNB sinnvoll, die ein dynamisches Übertragungsnetzentgelt an ihre Kunden weiterreichen müssen. Generell wird die Implementierung eines dynamischen Netzentgeltes aufwendig (Ermittlung Preisverlauf, Abrechnung, Prognosen etc.) sowie zeitintensiv und ist seitens der Netzbetreiber mit stärkeren Erlösrisiken verbunden. Ob und wie dynamische Netzentgelte im Übertragungsnetz gestaltet werden können, muss im Laufe des AgNeS-Prozesses intensiv und in enger Abstimmung geprüft werden.

Für die Industriekunden haben die ÜNB bereits einen Vorschlag zur Ausgestaltung der Netzentgelte der BNetzA unterbreitet, der einer Art Dynamisierung gleichkommt.

#### **Soll die Dynamisierung von Netzentgelten allein der verbesserten Nutzung vorhandener Netzkapazitäten dienen oder sollen sie auch eine Option sein, Anreize zur Vermeidung von zusätzlichem Netzausbau sein?**

Seitens der ÜNB wurde noch nicht geprüft, ob dynamische Netzentgelte einen Beitrag dazu leisten können, den Übertragungsnetzausbau langfristig zu reduzieren. Die größeren Potenziale zur Vermeidung von Netzausbau vermuten wir bei den VNB. Aus ÜNB-Sicht sollten dynamische Übertragungsnetzentgelte primär die Kosten für Engpassmanagement reduzieren. Volldynamische Netzentgelte können jedoch auch Anreize zur Lokalisierung neuer standortvariabler Lasten setzen. So könnte sich ggf. mittel-/langfristig Netzausbau reduzieren.

#### **Wie können Netzregionen für eine örtliche Dynamisierung des Leistungspreises sinnvoll bestimmt werden?**

Für das Übertragungsnetz bietet sich die Verwendung der 22 Regionen an, die die ÜNB bereits im Rahmen des wöchentlichen Prozesses zur Engpassprognose (WAPP) nutzen. Ggf. ist auch eine Zusammenfassung von einigen Regionen sinnvoll.

**Welchen zeitlichen Vorlauf benötigen welche Akteure, um auf dynamische Netzentgelte zu reagieren?**

Die Frage richtet sich in erster Linie an unsere Netzkunden. Aus Netzbetreibersicht schlagen wir bei Einführung eines möglichen dynamischen Übertragungsnetzentgelts eine Veröffentlichung zur DA-Auktion vor. Eine frühere Veröffentlichung erscheint uns nicht nötig, bei einem höheren Vorlauf steigt jedoch die Prognoseunsicherheit an, sodass das Signal den tatsächlichen Netzzustand schlechter abbilden kann. Ein großer Teil der Engpässe im Übertragungsnetz ergibt sich jedoch erst im Intraday-Zeitraum.

**Wie lassen sich dynamisierte Netzentgelte mit bundesweiten Geschäftsmodellen harmonisieren?**

Die Frage richtet sich in erster Linie an Netzkunden und nicht an Netzbetreiber. Die Frage der Schwelle für einen Anreiz aus Kundensicht ist zu untersuchen und ggf. in Piloten noch auszutesten.

**Mit welchem Modell lässt sich Netzausbau sparen?**

Im Übertragungsnetz sollte das Ziel dynamischer Entgelte zunächst auf der Beseitigung der bestehenden Engpässe liegen.

**Sinkt der Grenznutzen zusätzlicher Dynamisierung und wie stark?**

Der Hauptnutzen für Engpassmanagement im Übertragungsnetz entsteht, wenn dynamische Netzentgelte das aktuelle Wettergeschehen möglichst kurzfristig berücksichtigen (Day-Ahead- oder Intraday-Prognosen). Eine Veröffentlichung vor Day-Ahead-Closure erscheint noch möglich. Eine kurzfristigere Anpassung in Richtung Intraday wäre zwar aus Netzbetreiberperspektive sinnvoll, hätte aber eine höhere Komplexität und geringere Möglichkeiten der Reaktion von Marktteilnehmern zur Folge, sodass der Grenznutzen abnehme.

**Wie kann eine gute Verzahnung mit dem Redispatch-Prozess gelingen? Wie kann im Ausgestaltungsvariante (3) Increase-Decrease-Gaming ausgeschlossen werden, bei dem Nutzer zunächst eine geringe Entnahme als Fahrplananmeldung abgeben und nach Entgeltsignal des Netzbetreibers dann ein normales, aber nunmehr kostenfreies Nutzungsverhalten zeigen.**

Als Datengrundlage für die dynamischen Netzentgelte bieten sich die Betriebsplanungsprozesse an. Dadurch hätten dynamische Netzentgelte und Redispatch-Bemessung die gleiche Datengrundlage bzw. die gleichen Prozesse.

#### **4. Bundeseinheitliche Netzentgelte**

**Sollten Ihrer Meinung nach die 866 Verteilernetzbetreiber weiterhin eigene Netzentgelte je Netz- und Umspannebene bilden – damit regionale, strukturelle Besonderheiten im Netzentgelt des jeweiligen Verteilernetzbetreibers sichtbar sind?**

Nach Verteilung der EE-bedingten Mehrkosten und einheitlicher ÜNB-Entgelte wäre eine Vereinheitlichung der VNB-Entgelte ein logischer nächster Schritt zu einer gleichmäßigen Netzkostenbelastung. Der Mechanismus zur Wälzung der EE-bedingten Mehrkosten würde durch eine Vereinheitlichung obsolet (was jedoch auch durch Erzeugernetzentgelte gegeben wäre). Eine einheitliche Verteilung der Verteilernetzkosten könnte zudem (trotz aller Umverteilungseffekte) als fair empfunden werden. Allerdings ist der Umsetzungsaufwand enorm.

**Wird die Kostenverantwortung der Netzbetreiber durch die Bildung eigener Netzentgelte gestärkt?**

Entscheidend ist es in erster Linie, eine effiziente Erlösobergrenze durch Festlegung der BNetzA zu erzielen. Die Netzentgeltbildung unterliegt oft externen wenig beeinflussbaren Faktoren (Einspeiser, energieintensive Betriebe, viele Netzentgeltbefreite Kunden usw.), sodass sich nach ÜNB-Erfahrungen durch eine Vereinheitlichung der Blick auf die eigene Kostenverantwortung nicht verschlechtert.

**Wie schätzen Sie den administrativen Aufwand eines zu installierenden Ausgleichssystems ein? Wer sollte den Ausgleichsmechanismus durchführen? Wie hoch müsste ein Liquiditätspuffer eines Ausgleichsmechanismus sein?**

Die ÜNB schätzen den Aufwand zur Einführung eines solchen Systems als sehr hoch ein. Zunächst muss – zusätzlich zur individuellen Erlösobergrenze – das einheitliche Netzentgelt ermittelt werden, dann die Ausgleichsbeträge zur individuellen Erlösobergrenze und die Zahlungen abgewickelt werden. Nachträgliche Anpassungen der Erlösobergrenze bei einzelnen Netzbetreibern müssen ggf. bei allen VNBs wieder richtiggestellt werden. Für die Abwicklung benötigt es einen externen, außenstehenden Akteur, da dieser Einblick in die Erlösstrukturen der VNB erhält. Die notwendige Höhe des Liquiditätspuffers dürfte je nach konkreter Ausgestaltung des Mechanismus sehr unterschiedlich ausfallen, von daher ist eine pauschale Quantifizierung ohne Kenntnis des Mechanismus nicht möglich. Jedenfalls müsste der Liquiditätspuffer so ausgestaltet sein, dass der zentrale Akteur selbst kein Zwischenfinanzierungsrisiko hätte.

**Wie beurteilen Sie die Interdependenzen einheitlicher Netzentgelte mit dem Bestreben, regionale zeitlich dynamische Netzentgelte einzuführen?**

In seiner Wirkung wäre eine Kombination aus einheitlichem Verteilernetzentgelt und dynamischem Netzentgelt wohl sehr geeignet, um Netzdienlichkeit in den Netzentgelten abzubilden. Die kombinierte Umsetzung wäre jedoch noch komplexer als die beiden Anpassungsoption ohnehin schon allein sind. Es

setzt auch voraus, dass die ausführende Stelle vollständige Kenntnisse über den jeweiligen Belastungszustand des gesamten deutschen Stromnetzes hat.

## 5. Speichernetzentgelte

### **[Sehen] Sie eine besondere Behandlung von Speichern in der Netzentgeltsystematik als gerechtfertigt an? Was sind die Gründe?**

Nach unserem Verständnis ist es derzeit das primäre betriebswirtschaftliche Ziel von Speicherbetreibern, die Betriebsweise des Speichers an Preisdifferenzen auszurichten, die an den verschiedenen Strommärkten im Zeitverlauf entstehen. Ein Stromspeicher kann das Stromdargebot zeitlich verschieben, was über Markterlöse honoriert wird, für das Gesamtsystem vorteilhaft ist und somit volkswirtschaftlich generell wünschenswert ist.

Da allerdings die Betriebsweise maßgeblich von marktlichen Parametern abhängt, die wiederum den Netzzustand nicht abbilden, kann mit der erwarteten Betriebsweise der Speicher nicht sichergestellt werden, dass in jedem Fall das Netz entlastet wird und die einhergehenden Netzkosten reduziert werden. Aus unserer Sicht besteht kein Anlass für eine gesonderte Behandlung von Speichern. Demzufolge wären Speicher in der neuen Netzentgeltsystematik gleichermaßen wie auch andere Netznutzer mit Netzentgelten zu belasten. Eine pauschale Befreiung, wie derzeit in § 118 Abs. 6 EnWG definiert, sehen wir nicht mehr als gerechtfertigt an.

Speicher können aufgrund ihrer Eigenschaften jedoch sehr gut netz- oder systemdienlich agieren. Um bei Speichern ein entsprechendes Verhalten anzureizen, sind Rabatte auf das allgemeine Netzentgelt oder dynamische Netzentgeltkomponenten denkbar (z.B. bei engpassreduzierender Zuschaltung Nullentgelt, bei engpassverschärfender Zuschaltung hohes Entgelt).

Sofern sich die BNetzA allerdings für die Einführung von Einspeiseentgelten und/ oder eines BKZs für Einspeiser entscheidet, sollte eine Doppelbelastung von Stromspeichern auf der Entnahme- und Einspeiseseite sowohl beim Netzanschluss als auch bei der Netznutzung vermieden werden und eine Sonderregelung für Speicher geschaffen werden.

### **Ist die Verbindung mit einem flexiblen Netzanschlussvertrag geeignet, eine netzneutrale Einbindung sicherzustellen?**

In jedem Fall sollte eine zukünftige Netzentgeltsystematik für Speicher auch die Möglichkeit bieten, eine nachweislich netzneutrale oder netzdienliche Betriebsweise zu honorieren. Hierfür sehen wir die Nutzung flexibler Netzanschlussverträge in Kombination mit einer abgestuften Rabattierung der Netznutzungsentgeltkomponenten als eine geeignete Option an, die es aus unserer Sicht zu stärken gilt.

Wichtig ist es, die einzelnen regulatorischen Parameter aufeinander abzustimmen, nicht zu komplex zu verwirklichen sowie die marktliche Wirkung im Blick zu behalten. Denn sowohl der BKZ, flexible Netzanschlussverträge als auch dynamische oder rabattierte Netzentgelte haben mit ihrer Anreizwirkung einen Einfluss auf den Business-Case. Es scheint zeitgemäß, bei Speichern Netzentgelte zu erheben, jedoch sollte dies den Speicherhochlauf nicht zu stark begrenzen und netzdienliches Verhalten belohnen, um die dringend benötigte Flexibilität zu befördern.

### **Gibt es andere Vorschläge, wie ein geeignetes Netzentgeltregime für Speicher aussehen könnte?**

Aus Sicht der ÜNB gibt es zwei denkbare, generelle Varianten:

- 1) Volle Netzentgelte mit Rabatt für verpflichtende Eingriffe des Netzbetreibers bei Engpasssituationen (ähnlich zu Redispatch, jedoch mit einem Rabatt auf die Netzentgelte für die (begrenzten) Eingriffe in die Ein- und Ausspeisung anstelle einer Kostenvergütung). Der Rabatt könnte ggf. auch abhängig von der Höhe der gewünschten Eingriffstiefe ausgestaltet werden.
- 2) Dynamische Netzentgelte für Großspeicher. Entscheidend ist eine adäquate Dimensionierung der Netzentgelte, damit die gewünschte netzdienliche Fahrweise tatsächlich angereizt wird. Aus Netzbetreibersicht besteht ein gewisses (Rest-)Risiko, ob der Kunde tatsächlich dann auch in kritischen Situationen teilnimmt.

Durch die erweiterte Diskussion in den letzten Monaten wurde deutlich, dass bei Speichern insbesondere die Betriebsweise und weniger der Standort Einfluss auf die Netzdienlichkeit hat, weshalb die Systematik zur Berechnung der Regionalisierungsfaktoren des BKZ überprüft werden sollte, um eine systemisch vorteilhafte Gleichverteilung von Speichern in Deutschland stärker zu befördern.

## **6. Weitere Anpassungsoptionen**

### **Zusammenfassung von Netz- und Umspannebenen**

#### **Ist es auch zukünftig ein erstrebenswertes Ziel, Netzentgeltanomalien zu vermeiden?**

Grundsätzlich bleibt es auch künftig ein erstrebenswertes Ziel, Netzentgeltanomalien zu vermeiden. Ob und in welchem Umfang dieses Ziel jedoch realistisch und sinnvoll erreichbar ist, hängt maßgeblich von der Ausgestaltung der zukünftigen Netzentgeltsystematik ab.

#### **Wird die Zusammenfassung von Netzebenen als geeignete Lösung betrachtet?**

Die Zusammenfassung von Netzebenen könnte zwar einige Probleme zu Netzanschluss- und Netznutzungsfragen lösen. Dennoch können Netzentgeltanomalien dadurch nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Zudem sehen wir eine Zuordnung von unterspannungsseitig angeschlossenen Netzkunden an

die nachgelagerte Netzebene entsprechend der bezogenen Spannung als problematisch an. Dies dürfte in vielen Fällen dazu führen, dass Netzkunden einem neuen Netzbetreiber zugewiesen werden und hebt z.T. die freie Wahl des Netzbetreibers rückwirkend aus. Zusammenfassend sehen wir diese Möglichkeit nicht als geeignet an, um Netzentgeltanomalien zu vermeiden.

## **Bidirektionale Kostenwälzung**

### **Erachten Sie es als notwendig, neben der EE-Wälzung oder einer eventuellen Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte, zusätzlich die bidirektionale Kostenwälzung umzusetzen?**

Der derzeitige (historische) Wälzungsmechanismus der Kosten „von höheren Spannungsebenen nach unten“ kommt durch die dezentrale Einspeisung und Lastflüssen „von unten nach oben“ zunehmend an die Grenzen, insb. in den Verteilnetzebenen. Eine konkrete Lösung ist stark von der Ausgestaltung der künftigen Netzentgeltkomponenten (Einspeiserentgelte, Kapazitätsentgelte usw.) abhängig.

### **Erachten Sie die Einführung einer bidirektionaler Kostenwälzung als praktikabel umsetzbar?**

Die ÜNB teilen die Bedenken der Bundesnetzagentur. Wir sind der Ansicht, dass eine schnelle Umstellung auf eine bidirektionale Kostenwälzung angesichts der Komplexität und zahlreicher Wechselwirkungen nicht sinnvoll wäre. Dies gilt insbesondere, wenn diese parallel zu anderen möglichen Anpassungen der Netzentgeltsystematik erfolgen soll.