

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

**E.ON SE**  
Grid Economics  
Energy Networks Germany  
Brüsseler Platz 1  
45131 Essen  
www.eon.com

16. Januar 2026  
Seite: 1 / 7

### **Stellungnahme zum Verfahren der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) GBK-25-01-1#3**

Sehr geehrte Damen und Herren,

am 20. November 2025 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Orientierungspunkte zum Grundmodell der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) veröffentlicht. Für die nachstehend genannten Verteilnetzbetreiber des E.ON-Konzerns nehmen wir im Folgenden Stellung:

- **Avacon Netz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt**
- **Bayernwerk Netz GmbH, Lilienthalstr. 7, 93049 Regensburg**
- **ELE Verteilnetz GmbH, Ebertstrasse 30, 45879 Gelsenkirchen**
- **energis-Netzgesellschaft mbH, Heinrich-Böcking-Straße 10-14, 66121 Saarbrücken**
- **E.DIS Netz GmbH, Langewahler Str. 60, 15517 Fürstenwalde/Spree**
- **Leitungspartner GmbH, Arnoldsweilerstr. 60, 52351 Düren**
- **LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg**
- **Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal**
- **NEW Netz GmbH, Nikolaus-Becker-Straße 28-34, 52511 Geilenkirchen**
- **Schleswig-Holstein Netz GmbH, Schleswig-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn**
- **Syna GmbH, Ludwigshafener Straße 4, 65929 Frankfurt**
- **Westnetz GmbH, Florianstr. 15-21, 44139 Dortmund**

Die genannten E.ON Verteilnetzbetreiber (VNB) begrüßen das Vorhaben der BNetzA zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Unser Anspruch ist es, durch das Grundmodell Kontinuität, Stabilität, Planungssicherheit und Kosten-Reflektivität zu gewährleisten. Wir sind überzeugt, dass eine Netzentgeltsystematik auf Basis von Kapazitäten eine sinnvolle Möglichkeit darstellt, um die zuverlässige und vorausschauende Finanzierung der Netzkosten und damit den sicheren Betrieb der Netze zu ermöglichen. Zu beachten ist, dass jegliche Änderung in der Netzentgeltsystematik zu Kostenveränderungen durch Anpassungen in der Branche führen kann.

Besonders adressiert dieses System die Herausforderung, alle Netznutzer angemessen an den Netzkosten zu beteiligen. Im bestehenden System ist der Beitrag von Netznutzern mit Eigenverbrauch durch die Reduzierung ihres Energiebezugs deutlich zurückgegangen, obwohl die netzrelevante Leistungsbeanspruchung unverändert bleibt. Dadurch müssen andere Netznutzer einen größeren Anteil der Netzkosten tragen. Das Modell des Kapazitätspreises sorgt bei sachgerechter Ausgestaltung und Parametrierung dafür, dass unter

Vorsitzender des Aufsichtsrats:  
Erich Clementi

Vorstand:  
Leonhard Birnbaum  
(Vorsitzender)  
Nadia Jakobi  
Thomas König  
Victoria Ossadnik  
Marc Spieker

Sitz: Essen  
Amtsgericht Essen  
HRB 28196

anderem Netznutzer mit dezentralen Eigenerzeugungsanlagen wieder stärker an den Netzentgelten beteiligt werden und damit die Verursachungsgerechtigkeit gestärkt wird.

Zusätzlich ist der Erlösanteil des Kapazitätspreises sehr gut planbar, sofern die Bestellkapazität eines Netznutzers für ein Jahr festgelegt ist. Um Erlösabweichungen zu minimieren, sollte die Kapazität für das jeweilige Jahr bereits vor der Kalkulation der vorläufigen Netzentgelte im Vorjahr zu einem festgelegten Termin durch den Netznutzer bestimmt werden. Dem Netzbetreiber ist die Möglichkeit einzuräumen, die Einstufung der bestellten Kapazität anhand einer branchenweiten Vorgabe (z.B. als prozentualer Anteil von der Jahreshöchstleistung des Vorjahres oder der vereinbarten Netzanschlusskapazität) selbst festzulegen, sofern der Netznutzer keine eigene Festlegung vorgenommen hat.

Das Ziel von Kapazitätsentgelten ist es Flexibilitätshemmnisse abzubauen, indem kurzfristige Überschreitungen der Kapazität nicht zu sprunghaft höheren Netzentgelten führen. Wird die Jahreshöchstlast als Maßstab gewählt, bleibt der Anreiz bestehen, diese möglichst niedrig zu halten, wodurch Flexibilitätshemmnisse nur unzureichend beseitigt werden. Die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität (NAK) bleibt hingegen über einen längeren Zeitraum konstant und bietet dem Netznutzer den Anreiz, diese bei Neuanschlüssen adäquat zu wählen.

Das Kapazitätsmodell soll die Finanzierung der Netzentgelte sicherstellen und als Verteilungsschlüssel für die Netzkosten dienen. In diesem Zuge möchten wir einige grundsätzliche Überlegungen zur Parametrierung der Netzentgeltkomponenten Kapazitätsentgelt, AP1 und AP2 darlegen, die aus unserer Sicht zu berücksichtigen sind.

Die einzelnen Komponenten sind stabil zu gestalten, so dass es für Netznutzer keinen wirtschaftlichen Anreiz gibt, die Höhe ihrer Kapazität jährlich grundlegend zu verändern. Darüber hinaus sollten nach dem Prinzip der Kostenverursachungsgerechtigkeit die Komponenten so ausgerichtet werden, dass höhere Netzentgelte anfallen, wenn sich ein Netznutzer nicht systemdienlich verhält.

Die für die Netzkunden vorgehaltene Kapazität hat unabhängig von deren tatsächlicher Inanspruchnahme einen Wert. Sie ist entscheidend für die Auslegung der Netze und sollte als fester Bestandteil des Netzentgelts in Form eines Mindestbestellwerts zwingend berücksichtigt werden. Aus unserer Sicht muss die Parametrierung sicherstellen, dass ein Netznutzer keine Kapazität von null Kilowatt (kW) bestellen kann. Diese Situation könnte in dem Fall auftreten, wenn der AP2 einen geringen Abstand zu AP1 hätte oder wenn der Netznutzer eine Anlage mit hohem Eigenverbrauch besitzt und die Netzkapazität nur in wenigen Zeitabschnitten des Jahres benötigt. In solchen Situationen könnte der Netznutzer den Kapazitätspreis einsparen, wodurch kein Anreiz mehr besteht, sich auf eine bestimmte Kapazität festzulegen.

#### **Antworten der E.ON-VNB auf zentrale Fragestellungen der BNetzA**

Im weiteren Verlauf werden die von der BNetzA aufgeführten Fragestellungen aus Sicht der E.ON-VNB beantwortet.

#### **Finanzierungsfunktion**

##### **1. Ab MS/NS-Ebene und NS-Kunden > 100.000 kWh**

Gibt es eine geeignetere Möglichkeit, Überschreitungen der bestellten Kapazität zuzulassen?

Wichtig ist dabei, dass Überschreitungen der bestellten Kapazität niemals die vertraglich vereinbarte NAK übersteigen dürfen. Ein „Recht auf Überschreitung“ (der NAK) kann es auch mit einem Kapazitätsentgelt nicht geben. Überschreitungen sollten vielmehr über die im

Modell vorgesehene Signale aus der Dynamisierung und Flexibilisierung berücksichtigt werden, sodass sowohl ein netzdienliches Verhalten als auch die Erlössicherung gewährleistet bleiben.

Wie sollte die Parametrierung ausgestaltet werden? Wie kann der Erlösanteil aus Kapazitätsbestellung begründet werden?

Eine Parametrierung des Kapazitätsmodells, welche sich eng an der aktuellen Erlösstruktur orientiert, könnte die Überführung in das neue Modell für alle Netznutzer erleichtern, ist jedoch hinsichtlich weiterer Einflussfaktoren neu zu bewerten. In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass sich die aktuelle Aufteilung auf LP- und AP-Erlöse bei den Netzbetreibern je nach Versorgungsaufgabe sehr heterogen verteilt. Darüber hinaus sehen wir bei der Erlösaufteilung Anknüpfungspunkte zum Workshop-Thema Kostenwälzung, insbesondere in Hinblick auf mögliche Wälzschlüssel. Deshalb sollte die Parametrierung der Kostenanteile für KP und AP im Zusammenhang mit der Kostenwälzung und insbesondere mit dem Ziel einer diskriminierungsfreien und kostenreflexiven Behandlung aller Netzkunden weiter untersucht werden. Zur Sicherstellung der diskriminierungsfreien Behandlung aller Netzkunden empfiehlt sich eine bundeseinheitliche Vorgabe durch die BNetzA, die sowohl die Berechnungsmethodik für den Arbeits- als auch für den Kapazitätsanteil regelt. Dies verhindert regionale Unterschiede und gewährleistet einen einheitlichen Rahmen für die Netzentgeltkalkulation. Die Berücksichtigung der Bestellkapazitäten muss vor der eigentlichen Kalkulation erfolgen (z.B. zum 31.08.), um eine verursachungsgerechte und transparente Netzentgeltkalkulation zu ermöglichen. Hierzu sind historische Prognoseverfahren unverzichtbar, da sie auf Basis vergangener Leistungsanspruchnahmen eine belastbare Schätzung der künftigen Kapazitätsbedarfe liefern. Diese Prognosen bilden die Grundlage für die Festlegung der Kapazitätsentgelte und unterstützen zugleich die wirtschaftliche Optimierung auf Kundenseite. Durch die Möglichkeit, die bestellte Kapazität an den tatsächlichen Bedarf anzupassen, können Kunden ihre Kosten für die Netznutzung gezielt beeinflussen und Anreize für ein netzdienliches Verhalten entstehen.

Welche verbindlichen Vorgaben in der Festlegung werden für so ein Modell gebraucht – wo darf es Spielräume geben?

Es sollten für ein Kapazitätsmodell verbindliche Vorgaben gelten, die insbesondere die Festlegung eines Mindestbestellwerts der Kapazität umfassen, der sich an der NAK orientiert. Dies gewährleistet eine sachgerechte Beteiligung der Netzkunden an der Finanzierung und verhindert eine zu geringe Kapazitätsbestellung, die zu Lasten des Netzes und anderer Nutzer gehen könnte. Zudem ist die Parametrierung des Modells entscheidend. Der Abstand zwischen AP1 und AP2 muss ausreichend groß sein. Ein hoher Abstand zwischen AP1 und AP2 sorgt dafür, dass eine wirtschaftlich unsachgemäße Optimierung auf Kundenseite unterbunden wird und somit keine Nachteile entstehen. Verbindlich geregelt werden sollte außerdem die Verfahrensweise, falls ein Kunde die Meldung der Bestellkapazität nicht fristgerecht vornimmt. In solchen Fällen ist ein standardisiertes Vorgehen notwendig, beispielsweise die Annahme eines Mindestwerts oder eines historischen Kapazitätswerts. Ebenfalls sollte die Ausweisung der Bestellkapazität im Vorfeld der Entgeltkalkulation verpflichtend erfolgen, um Transparenz und eine verursachungsgerechte Kostenallokation sicherzustellen.

Spielräume können hingegen bei der konkreten Ausgestaltung der Parametrierung gewährt werden, etwa bei der Anpassung des Mindestbestellwerts an besondere Netz- oder Kundensituationen. Auch die methodischen Details zur Prognose der Kapazitätsbedarfe und die Flexibilität bei der Anpassung der Kapazitätskomponenten im Zeitverlauf sollten den Verteilnetzbetreibern überlassen bleiben, solange die übergeordneten Anforderungen der Angemessenheit und Diskriminierungsfreiheit eingehalten werden.

Braucht es in diesem Modell Vorgaben zur Bestellung einer Mindestkapazität, um bei allen adressierten Verbrauchern auch eine Beteiligung über die Kapazitätspreiskomponente sicherzustellen?

Ja, es braucht in diesem Modell Vorgaben zur Bestellung einer Mindestkapazität, um sicherzustellen, dass alle adressierten Verbraucher tatsächlich über die Kapazitätspreiskomponente an der Netzfinanzierung beteiligt werden. Die Mindestkapazität sollte mindestens 70 bis 80 % der vertraglich festgelegten NAK betragen, um Überkapazitäten zu vermeiden und eine angemessene Kostenverteilung sicherzustellen. Ohne eine solche Vorgabe könnten insbesondere Kunden mit hoher Eigenerzeugung das Modell so optimieren, dass sie kein Kapazitätsnetzentgelt zahlen, sondern nur den Arbeitspreis 2 (AP2), was die intendierte Beteiligung über den Kapazitätspreis unterläuft.

Wäre eine andere als die hier vorgeschlagene mengenbezogene Abgrenzung (100.000 kWh) für die Anwendung dieses Modells sachgerechter?

Eine andere als die bisher vorgeschlagene mengenbezogene Abgrenzung von 100.000 kWh für die Anwendung des Modells ist erforderlich. Um eine verursachungsgerechte Kostenverteilung und ein einfaches Netzentgeltsystem zu entwickeln, sind alle Kunden inkl. der Niederspannung in das neue Entgeltsystem zu überführen – grundsätzlich sollte das Kapazitätsentgelt also für alle gelten. Wie bereits in unserer E.ON-Stellungnahme vom 30.06.2025 dargestellt, ist es notwendig, zunächst technisch fortgeschrittene Kundengruppen mit hohem Eigenverbrauch (wie Prosumer) auch im Niederspannungsnetz zu integrieren. Sukzessive sind alle Kunden einzubinden. Kundengruppen, die auch ohne ein Kapazitätsmodell verursachungsgerecht an den Netzkosten beteiligt werden können (z.B. Niederspannungskunden mit Standardlastprofilen ohne Eigenerzeugung), können vor dem Hintergrund einer Aufwand-Nutzen-Abwägung ggf. ausgenommen werden. Die gesetzlichen Kundengruppen im Smart-Meter-Pflicht-Roll-Out sind insbesondere solche Netzkunden mit Prosumer-Eigenschaften und einem überdurchschnittlichen Energieverbrauch. Daher ist eine Koppelung des neuen Netzentgeltsystems an die verbaute Technologie (iMsys) sinnvoll. Infolgedessen ergibt sich ein kontinuierlicher Hochlauf bzw. ein Transformationspfad der Kundengruppen in das neue Entgeltsystem mit transparenten und nachvollziehbaren Fristen. In diesem Fall könnte das alte Preissystem mit dem Rolloutplan sukzessive abgeschafft werden.

## **2. Kunden in der Niederspannung <100.000 kWh**

Welches Modell ist aus Ihrer Sicht geeignet, um Prosumer an der Netzfinanzierung adäquat zu beteiligen, ohne dabei neue Nachteile zu schaffen?

Ein geeignetes Modell zur adäquaten Beteiligung von Prosumern an der Netzfinanzierung sollte darauf abzielen, sowohl die Netznutzung als auch die Überschusseinspeisung fair zu berücksichtigen und eine verursachungsgerechte Netzkostenbeteiligung sicherzustellen. Zentrale Komponente sollte der Kapazitätspreis sein, weil dieser die tatsächliche Netzbeanspruchung besser widerspiegelt als ein einzig mengenbezogener Arbeitspreis. Damit wird das Verhalten von Prosumern berücksichtigt, die das Netz vor allem punktuell und mit hoher Leistung, aber insgesamt geringerer Nutzungsdauer in Anspruch nehmen. Prosumer sind nach gängiger Definition Personen, die das Netz sowohl durch Einspeisung als auch durch Entnahme nutzen.

Wäre eine direkte Netzabrechnung mit Haushalten trotz des für die Netzbetreiber damit verbundenen Zusatzaufwandes wünschenswert, damit die Regelungen auch bei den Haushalten ankommen?

Nein, es wäre nicht wünschenswert, eine direkte Netzabrechnung mit Haushalten einzuführen. Eine solche direkte NNE-Abrechnung würde zu einer deutlichen Kostensteigerung führen, wie bereits bei Selbstzahlern von Messentgelten zu beobachten ist. Kommt es zu einer direkten Netzabrechnung mit Haushaltskunden, müssten diese jährlich schriftlich über Preisanpassungen informiert werden (aufgrund der Anforderungen des AGB-Rechts). Zudem wäre der Aufbau einer eigenen Vertragsbetreuung und eines CRM-Systems erforderlich, was zusätzlichen organisatorischen und finanziellen Aufwand für die Netzbetreiber bedeuten würde.

Obwohl eine direkte Abrechnung aus Sicht der Netzbetreiber und Kunden mehr Transparenz schaffen könnte, ist der damit verbundene Mehraufwand erheblich. Daher überwiegen die Nachteile der Kostensteigerung und des zusätzlichen Aufwands, sodass eine direkte Netzabrechnung mit Haushalten nicht als wünschenswert angesehen wird.

Welche Einführungsdauer wird gesehen, wenn alle Fragen geklärt sind?

Die Einführungsdauer für das neue Modell wird so eingeschätzt, dass eine Umsetzung bis spätestens zum 01.01.2029 erfolgen könnte. Dabei ist zu beachten, dass die Änderungen erhebliche Anpassungen sowohl in den EDM- und Abrechnungssystemen als auch in der elektronischen Marktkommunikation erfordern. Eine dauerhafte Übergangsphase ("Dauerbaustelle NE-Systematik") sollte vermieden werden, da sie kontinuierlich Ressourcen bindet und die Planungssicherheit beeinträchtigt. Äußerungen, die eine Anpassung von Bestandteilen bis weit in die 2030er Jahre vorsehen, werden daher kritisch betrachtet.

Mindestens sollte das Grundmodell bis zum 01.01.2029 eingeführt werden. Modelle mit zusätzlicher Anreizwirkung, wie beispielsweise die Dynamisierung der Netzentgelte, könnten hingegen abhängig vom technologischen Fortschritt (insbesondere dem Digitalisierungsgrad) sukzessive über einen längeren Zeitraum weiterentwickelt werden, ähnlich dem Vorgehen nach § 14a-EnWG Modul 3.

Soll der Verteilnetzbetreiber das Verhältnis von Grund- und Arbeitspreis abgesehen von generellen, aber unbestimmten Anforderungen der Angemessenheit und der Diskriminierungsfreiheit frei bestimmen dürfen?

Aus Sicht von E.ON sollte die dem Grundmodell der Finanzierung über Kapazitätspreis (KP) und Arbeitspreis (AP) zugrundeliegende Kostenaufteilung auch bei den allgemeinen SLP-Kunden konsequent in eine Aufteilung auf Grundpreis (GP) und Arbeitspreis (AP) übertragen werden. Der Grundpreis stellt hierbei eine Art fiktiven Kapazitätspreis für nicht leistungsgemessene Kunden dar und fungiert somit als Pauschale, die die Netzinanspruchnahme unabhängig von der tatsächlichen Leistungsentnahme abbildet. Dies gewährleistet eine verursachungsgerechte und faire Kostenverteilung, indem auch SLP-Kunden entsprechend ihrem Beitrag zur Netzauslastung beteiligt werden.

## **Anreizfunktion**

### **1. Anreize für das Nutzungsverhalten**

Ist es zutreffend, dass in engpassbelasteten Netz(-bereichen) in den Netzebenen 1-3 die Voraussetzungen zur Engpassprognose gegeben sind? Wie sieht es in der Ebene 4 (HS/MS) aus?

In den Netzebenen 1 bis 3 ist es grundsätzlich zutreffend, dass die Voraussetzungen für eine Engpassprognose gegeben sind. Engpässe können dort mithilfe der vorhandenen Mess- und Steuerungstechnik prognostiziert werden, was für die Systemführung eine wichtige

Grundlage darstellt. Diese Netzebenen sind nahezu vollständig fernüberwacht, sodass relevante Daten zeitnah zur Verfügung stehen.

In Netzebene 4 (Hochspannung/Mittelspannung) ist die Fernüberwachung ebenfalls weitgehend umgesetzt, allerdings sind die Möglichkeiten zur Engpassprognose und zur Ableitung konkreter Handlungsoptionen bei drohenden Engpässen noch nicht in vollem Umfang gegeben.

Weitere Einzelheiten zu dynamischen Netzentgelten werden in einer kommenden Stellungnahme auf Basis des Orientierungspapiers erläutert.

## **2. Anreize für Investitionsentscheidungen**

### Sollte den Netzbetreibern die Erhebung von Baukostenzuschüssen freigestellt bleiben oder sollte die Erhebung von BKZ verpflichtend werden?

Es wird befürwortet, die Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Netzbetreiber verpflichtend vorzuschreiben, wobei eine Mindesthöhe vorgegeben werden sollte. Hintergrund dieser Empfehlung ist, dass der BKZ künftig in die Kostenprüfung und -genehmigung einfließen wird, weiterhin nach der Konzessionsabgabeverordnung (KAV) als Bestandteil der Konzessionsvergabe relevant bleibt und gegebenenfalls auch bei der Kostenbeteiligung von Einspeisern berücksichtigt wird. Eine verpflichtende Erhebung schafft zudem Planungssicherheit und Transparenz für alle Beteiligten und stellt sicher, dass die Interessen der Netzbetreiber und der Netznutzer gleichermaßen berücksichtigt werden. Ergänzend sollte die Bundesnetzagentur klar definieren, bis zu welcher Anschlussleistung in der Niederspannung eine Freigrenze vom BKZ gilt. Gemäß NAV beträgt diese derzeit 30 kW, in der Praxis weichen einzelne Netzbetreiber jedoch hiervon ab und gewähren höhere Freigrenzen. Dies führt zu Intransparenz und einer uneinheitlichen Anwendung. Eine bundesweit verbindliche und einheitliche Festlegung der Freigrenze würde Rechtssicherheit schaffen und eine konsistente Regulierungspraxis gewährleisten.

### Wird eine Orientierung und Bemessung an im Einzelfall zu ermittelnden Netzausbaukosten oder eine pauschale Bemessung von Baukostenzuschüssen bevorzugt?

Eine pauschale Bemessung von Baukostenzuschüssen (BKZ) wird klar bevorzugt und entspricht auch der aktuellen Praxis aller Netzbetreiber. Unter den Gesichtspunkten Einfachheit, Transparenz, Nachvollziehbarkeit und praktischer Umsetzbarkeit bietet die pauschale BKZ-Bemessung erhebliche Vorteile gegenüber einer individuellen Ermittlung der Netzausbaukosten im Einzelfall. Aktuell erfolgt die Pauschalierung gemäß dem BK8-Positionspapier auf Basis eines Leistungspreises von mehr als 2.500 h/a. In Zukunft könnte sich diese Bemessung auch am Kapazitätspreis der jeweiligen Netz- oder Umspannebene orientieren.

### Nach welchen Maßstäben sollte eine Parametrierung erfolgen?

Die Parametrierung sollte sich auch weiterhin am bestehenden VDN-Zwei-Ebenen-Modell orientieren, wie es im Geltungsbereich der NAV aktuell praktiziert wird. Falls im zukünftigen NNE-Modell der bisherige Leistungspreis entfällt, ist es aus Sicht der Praxis sinnvoll, ein ebenso einfaches und transparentes Verfahren zu etablieren, das dem jetzigen geglätteten Leistungspreis entspricht. Ein solches Verfahren gewährleistet sowohl Nachvollziehbarkeit als auch eine einfache Handhabung für Netzbetreiber und Netznutzer und trägt damit zur Akzeptanz und effizienten Umsetzung der Netzentgeltsystematik bei.

Sollten Baukostenzuschüsse (auch) zur Allokationssteuerung eingesetzt werden? Sollten dazu innerhalb eines Netzgebiet räumliche Differenzierungen von BKZ vorgesehen oder möglich werden?

Eine regionale Differenzierung von Baukostenzuschüssen (BKZ) zur Allokationssteuerung wird grundsätzlich befürwortet, solange die Umsetzung freiwillig erfolgt. Insbesondere in der Hochspannungsebene (HS) kann eine solche Abstufung sinnvoll sein, um gezielt Investitionen und Netzanschlüsse zu steuern. In den darunterliegenden Netzebenen hingegen erscheint eine räumliche Differenzierung nicht praktikabel, da die Komplexität dort deutlich höher ist und eine transparente sowie effiziente Umsetzung erschwert würde. Daher sollte die Möglichkeit einer regionalen Allokationssteuerung über BKZ primär auf die Hochspannungsebene begrenzt bleiben.

Freundliche Grüße

