

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

# NETZENTGELTKOMPONENTEN

KONSULTATIONSBEITRAG DER 4ÜNB ZUM SACHSTANDSPAPIER  
DER BNETZA

STAND: JANUAR 2026

## GLIEDERUNG

1. ANFORDERUNGEN AN DIE GRUNDKOMPONENTEN
2. DARSTELLUNG DES BNETZA-VORSCHLAGS
3. BEWERTUNG DES BNETZA-VORSCHLAGES
4. KONKRETE 4ÜNB-VORSCHLÄGE
5. BEANTWORTUNG DER FRAGEN AUS DEN ORIENTIERUNGSPUNKTEN
6. WEITERE HINWEISE

## 1. Anforderungen an die Grundkomponenten

Die vier Übertragungsnetzbetreiber sehen wie die BNetzA vier zentrale Ziele, die Netzentgeltkomponenten erfüllen sollen:

1. Finanzierungswirkung
2. Anreizwirkung
3. Kostenreflexivität
4. Umsetzbarkeit

Die neue Netzentgeltsystematik sollte alle vier der beschriebenen Zieldimensionen berücksichtigen. Neben einem Abbau des heutigen Flexibilitätshemmnisses „Leistungspreis“ muss die Erlösstabilität der Netzbetreiber gestärkt, die Kostenbeteiligung von Kunden mit geringen Volllaststunden erhöht werden und ein System geschaffen werden, das für alle Akteure verständlich, planbar und umsetzbar ist.

### Finanzierungswirkung/-verteilung:

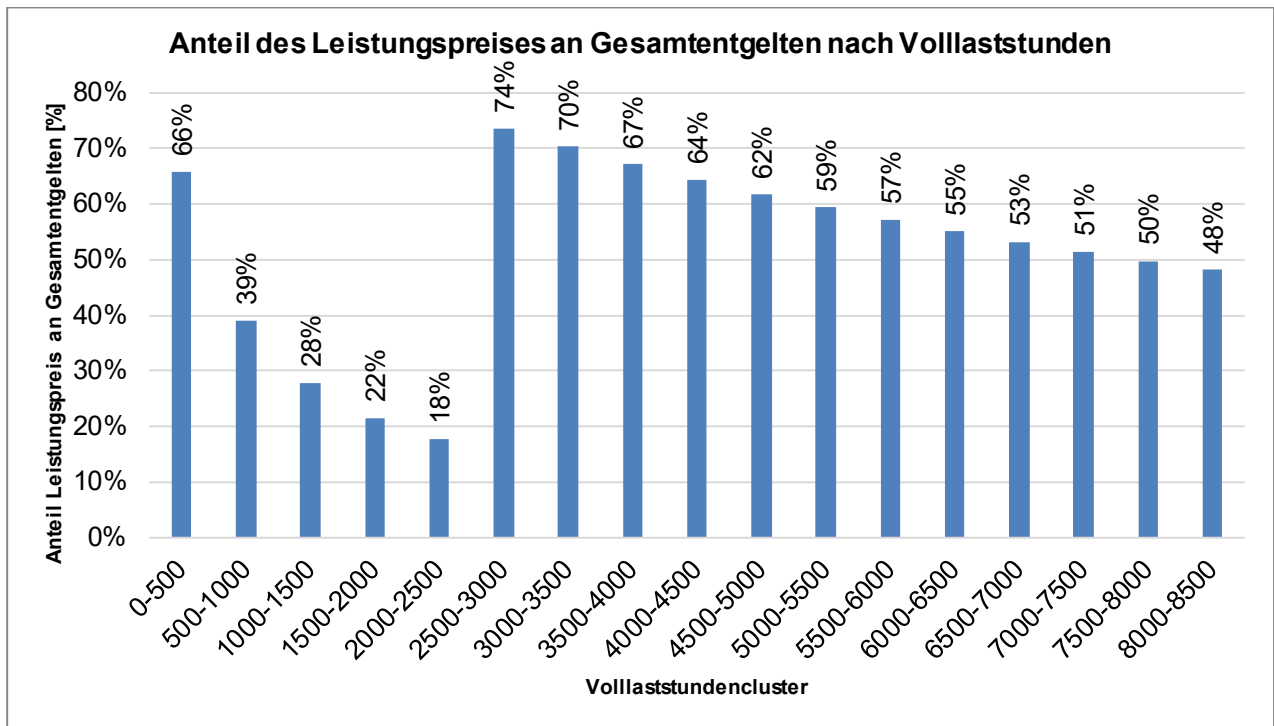
Netzentgelte sichern die Finanzierung von Ausbau, Betrieb und Modernisierung der Stromnetze und stellen damit die zuverlässige Stromversorgung in allen Spannungsebenen sicher. Grundlage dafür ist die genehmigte Erlösobergrenze, aus der die Höhe der Netzentgeltkomponenten wie Arbeits- und Leistungspreise abgeleitet

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

werden. Entscheidend dafür, ob sich die nötige Finanzierungswirkung einstellt, ist die Frage der Erlösstabilität und der Planbarkeit der Erlöse.

Bei Übertragungsnetzbetreibern stammen derzeit rund 70 % der Erlöse aus dem leistungsorientierten Entgelt, das traditionell das stabile Fundament der Erlöse bildet, während der arbeitspreisbasierte Teil witterungs- und verbrauchsbedingt deutlich stärker schwankt.

Die untenstehende Grafik zeigt die derzeitigen Anteile des Leistungspreises nach Verbrauchsklustern im Übertragungsnetz (Annahmen: Netzentgelte für 2026, HöS)



Gleichzeitig tragen heute vor allem VNB und Lastkunden die Finanzierung des Netzes, während stromintensive Industriekunden durch Sonderregelungen nach § 19 Abs. 2 StromNEV („Bandlastprivileg“) entlastet werden. Zusätzlich bestehen Entgeltbefreiungen nach § 118 Abs. 6 EnWG für bestimmte Kundengruppen (Pumpspeicherkraftwerke, Elektrolyseure, Stromspeicher), deren Kosten nicht über Umlagen ausgeglichen werden und somit vollständig von den übrigen Netznutzern getragen werden. Diese Ausnahmen verschieben die Belastung auf die verbleibenden Netznutzer und erhöhen den Druck auf die Netzentgelte. Planbare und stabile Netzentgelte sind nicht nur für Netzbetreiber essenziell, sondern auch für Unternehmen und Haushalte, die auf verlässliche Rahmenbedingungen für ihre wirtschaftlichen Entscheidungen und langfristigen Investitionsplanungen angewiesen sind.

Das Übertragungsnetz verzeichnet zudem einen starken Anstieg von Netzanschlussanfragen und damit verbundenen Netzausbau (Ausbau der Verteilnetze, Zunehmende EE Rückspeisung, neue Großkunden wie Batterien, Elektrolyseure, Rechenzentren usw.). Ca. 90 % der Kosten werden auf ÜNB-Ebene derzeit durch die Verteilnetzbetreiber gedeckt. Durch die dezentrale Energiewende sinken auf ÜNB-Ebene die

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

kalkulationsrelevanten Entnahmemengen und die Erlöse aus der Arbeit. Gleichzeitig steigt die Volatilität bei den Leistungsmengen („Prosumereffekt“), auch in Einspeiserichtung. Die steigende Volatilität der Erlöse sollte daher künftig zunehmend über höhere feste Entgeltkomponenten erwirtschaftet werden. Der Anteil des Kapazitätsentgeltes an den Erlösen sollte im Durchschnitt über alle Kunden folglich mindestens so hoch sein wie die heutigen Erlöse aus dem Leistungspreis.

### **Anreizwirkung:**

Als Folge der nötigen Finanzierungswirkung verursachen arbeitspreisabhängige Netzentgelte zusätzliche Kosten für den Verbrauch von Strom, wirken damit auf das marktliche Geschehen an den Strombörsen und setzen (Fehl-)Anreize. Eine neue Netzentgeltstruktur soll das marktliche Verhalten von Stromerzeugern und -verbrauchern möglichst nur dann beeinflussen, wenn das Netz physikalisch nicht in der Lage ist, Marktergebnisse innerhalb der Gebotszone zu transportieren und zu verteilen. Eine entsprechende Anreizwirkung kann von den diskutierten Anreizkomponenten (Arbeitspreis 3, dynamische Netzentgelte) ausgehen. Die Grundstruktur der Netzentgelte hat hingegen in erster Linie die Aufgabe, möglichst geringe Fehlanreize zu setzen.

Der heutige Leistungspreis stellt ein Hemmnis für Verbraucher dar, in Zeiten mit einem hohen Dargebot an Strom und daraus resultierend geringen Marktpreisen mit einer Verbrauchserhöhung zu reagieren. Zwar könnte an den Strombörsen zu bestimmten Zeiten günstig Strom bezogen werden, jedoch entstehen in der heutigen Netzentgeltssystematik dadurch ggf. neue Leistungsspitzen. Der Bezug von mehr Strom in diesen Zeiten wird damit finanziell stark bestraft und wirkt flexibilitätshemmend. Die heutige Logik reizt also einen gleichmäßigen Stromverbrauch ohne Spitzen an und steht damit einer effizienten Nutzung von erneuerbarem Strom im Wege. Gleichzeitig schafft die Bestrafung der individuellen Leistungsspitze – unabhängig davon, ob diese mit der Leistungsspitze im Netz einhergeht, keine sinnvollen Anreize für das Stromsystem.

Eine Bepreisung der Kapazität kann zudem Anreize setzen, seine vertragliche Netzanschlusskapazität (NAK) auf ein sachgerechtes Maß anzupassen. Dies kann aus Sicht der ÜNB nur über finanzielle Anreize, also über die Netzentgeltssystematik erfolgen. Regelungen/ Anreize außerhalb der Netzentgelte zur Rückgabe nicht benötigter NAK bzw. für eine sachgerechte Wahl der Höhe der NAK sind nicht praktikabel. In der Regel ist die Höhe der NAK in Verträgen zwischen Netzkunden und Netzbetreiber geregelt. Externe Eingriffe bzw. Vorgaben bzgl. der Höhe der NAK sind nicht umsetzbar bzw. möglich. Letztlich haben Kunden in der Vergangenheit ggf. bereits einen BKZ gezahlt. Ein Netzanschluss kann oft auch schon seit über 40 Jahren bestehen und Betriebsmittel sind bereits abgeschrieben oder wurden ggf. schon erneuert. Bei einem Ersatzneubau der Betriebsmittel erfolgt die Refinanzierung beim Netzbetreiber über die Netzentgelte – entsprechend sollte der Kunde über eine Bepreisung der NAK sich an diesen Kosten beteiligen und Anreize erhalten seine NAK an der tatsächlichen Inanspruchnahme zu orientieren.

Deshalb begrüßen die 4ÜNB die Initiative der BNetzA, das heutige Leistungspreissystem zu reformieren und anstelle eines Leistungspreises einen Kapazitätspreis einzuführen. Sowohl der Leistungspreis als auch der Kapazitätspreis bepreisen grundsätzlich die gleiche physikalische Größe, nämlich die Leistung eines Stromverbrauchers, während der Leistungspreis sich jedoch aus der individuellen Jahresspitzenleistung innerhalb des Abrechnungszeitraums ergibt, wird die für den Kapazitätspreis zugrunde liegende Kapazität ex ante vor Beginn des Abrechnungszeitraums gewählt.

Zudem kann ein Kapazitätspreis (im Unterschied zum Leistungspreis) entweder ein zeitweises Überschreiten der gewählten Kapazität ermöglichen (z.B. gegen ein erhöhtes Entgelt) und geringer pönalisieren als der heutige

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

Leistungspreis oder er kann, wie eine fixe, nahezu unveränderliche Komponente wirken und dadurch möglichst wenig verzerren.

### **Kostenreflexivität:**

Eine zukünftige Netzentgeltstruktur muss nicht nur eine stabile Finanzierungsgrundlage sichern und Fehlanreize vermeiden, sondern mit Blick auf die Fairness die generelle Kostenverteilung zwischen Kundengruppen in den Fokus stellen. Kostenreflexivität bedeutet hierbei, dass Kunden über die Netzentgelte in ungefähr dem Maße an den Netzkosten beteiligt werden, die sie verursachen. Eine direkte 1 zu 1 Übersetzung von verursachten Kosten zu Netzentgelten ist jedoch nahezu unmöglich, da die Kosten von sehr vielen Faktoren wie der Netzstruktur, der Entwicklung von Lasten und Erzeugungskapazitäten, gesetzlichen Entgeltreduzierungen und Engpassmanagementkosten abhängen. Generell lässt sich jedoch festhalten, dass die Nutzung des Netzes in Zeiten der höchsten Netzauslastung eine starke Korrelation zu den verursachten Netzkosten aufweist.<sup>1</sup>

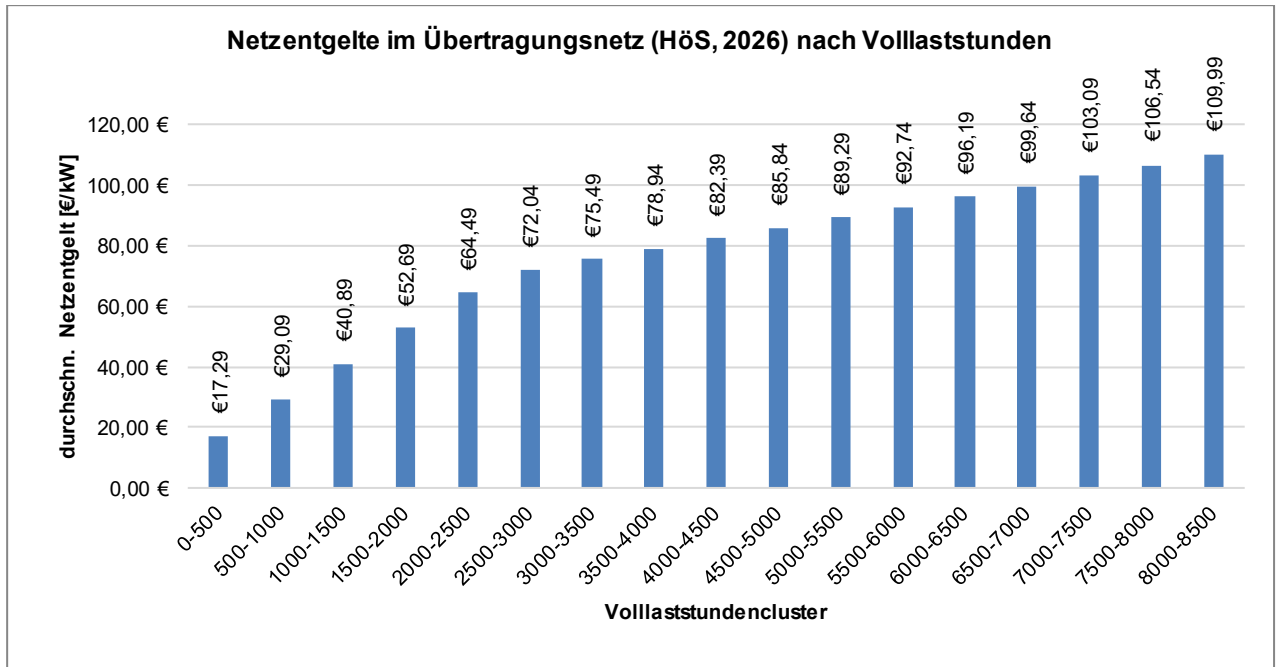
Wir beobachten zunehmend Kunden im unteren Benutzungsbereich. Im Übertragungsnetz handelt es sich dabei häufig um Erzeugungsanlagen, die in Zeiten ohne Einspeisung ihren Kraftwerkseigenverbrauch aus dem Netz decken. Hinzu kommt eine wachsende Zahl von Prosumern, auch im industriellen Bereich, die sich über weite Teile des Jahres (mindestens teilweise) selbst versorgen, häufig in kritischen Stunden jedoch auf das Netz angewiesen sind. Zudem reduziert sich die Benutzungszahl von Verteilnetzbetreibern wegen der Zunahme dezentraler Erzeugung. Das Netz muss folglich auf diese Netznutzer ausgelegt sein und auch für diese Akteure stets vorgehalten werden, während diese Verbraucher jedoch nur einen geringen Beitrag zur Kostendeckung leisten. Die untenstehende Grafik zeigt die durchschnittlichen Netzkosten je vorgehaltenem kW im Übertragungsnetz für das Jahr 2026 und den entsprechend steilen Anstieg der Kosten mit steigenden Volllaststunden<sup>2</sup>. Eine deutlich flacher verlaufende Kurve wäre mit Blick auf die Kostenreflexivität wünschenswert.

---

<sup>1</sup> Siehe, z.B. Passey et Al., „[Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges](#)“ Energy Policy, 2017 und Hennig et Al., ["What is a good distribution network tariff?—Developing indicators for performance assessment"](#), Applied Energy, 2022

<sup>2</sup> Kunden über 7.000 Volllaststunden zahlen in der Praxis zwar das volle Entgelt, allerdings wird aufgrund der Bandlastregelung (§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV) ein Rabatt von bis zu 90 % gewährt und ein entsprechender Betrag rückerstattet.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026



Diese Entwicklungen führen dazu, dass die Finanzierung der Netzinfrastruktur zunehmend von Kunden mit hohen Volllaststunden getragen wird, während Kunden mit geringen Volllaststunden, die das Netz in kritischen Stunden jedoch genauso stark belasten, vergleichsweise wenig beitragen. Der Anstieg der Netzentgelte in den letzten Jahren hat den Zubau von Eigenerzeugung und die Nutzung des Eigenverbrauchsprivileg noch verstärkt. Diese Optimierung von Einzelkunden bringt für das gesamte Netz jedoch keinen nennenswerten Vorteil und geschieht somit auf Kosten der übrigen Netzkunden.

Aus unserer Sicht ist es daher angemessen, Kunden mit niedrigen Volllaststunden künftig deutlich stärker an den Netzkosten zu beteiligen und dadurch die Netzkosten nach dem Verursacherprinzip kostenreflexiv zu verteilen. Entsprechende Umverteilungseffekte sind sachgemäß und dringend anzustreben.

#### Umsetzbarkeit:

Eine Netzentgeltstruktur muss für Kunden wie Netzbetreiber in ihrer Wirkung einfach zu verstehen und zu berechnen sein. Kunden müssen insbesondere nachvollziehen können, wie sich eine bestimmte Änderung ihres Strombezugs auf ihre Netzentgelte auswirkt. Netzbetreiber hingegen müssen in der Lage sein, auch mit einem neuen System einfach die aus der genehmigten Erlösobergrenze resultierenden Netzentgelte schnell und unkompliziert zu bestimmen und anschließend eine stabile und planbare Erlössicherung zu gewährleisten. Darüber hinaus muss eine neue Netzentgeltmethodik für die Bundesnetzagentur transparent, konsistent und ohne unverhältnismäßigen Prüfaufwand nachvollziehbar sein. Die zugrunde liegenden Berechnungslogiken und Parameter müssen eine zügige regulatorische Prüfung sowie eine eindeutige Bewertung der Kostenorientierung und Angemessenheit der Entgelte ermöglichen.

Die heutige Logik mit einem Leistungspreis und einem Arbeitspreis ist dabei mit Blick auf das Verständnis und die Umsetzbarkeit einfach zu verstehen und abzurechnen. Jeder Kunde hat einen Leistungspreis und einen Arbeitspreis und alle Kunden mit der gleichen Stromabnahme und Leistungsspitze zahlen das gleiche Entgelt.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

Die heute angewandte Systematik der Netzentgelte ist etabliert, allgemein bekannt und in ihrer Wirkung transparent. Sowohl für Kunden als auch für Netzbetreiber sind die Entgelte auf dieser Grundlage eindeutig nachvollziehbar und schnell berechenbar.

Eine Kapazitätspreislogik kann diesen Prozess je nach Ausgestaltung hingegen deutlich verkomplizieren – insbesondere in dem Fall, wenn ein Kunde seine Kapazität überschreiten darf und dafür einen zweiten, höheren Arbeitspreis zahlt. Die für einen Kunden optimale Wahl der zu buchende Kapazität hängt dabei vom individuell zu erwartenden Verbrauchsprofil bzw. der Jahresdauerlinie eines Kunden ab. Änderungen der generellen Verbrauchsmuster sind für den Kunden mit Risiken hinsichtlich der richtigen Wahl des Kapazitätspreises verbunden.

In dieser Logik ist es auch für Netzbetreiber nur durch Lösung eines Optimierungsproblems für jeden einzelnen Kunden möglich, die Erlöse aus den verschiedenen Komponenten zu kalkulieren und deren Höhe passend zur Erlösobergrenze festzulegen. Die Vielzahl der Komponenten mit drei Arbeitspreisen und einem Kapazitätspreis erhöht zusätzlich die Komplexität der Kalkulation. Während ein solches Verfahren für die 4ÜNB aufgrund der homogenen Gruppe der Verteilnetzbetreiber sicherlich eine lösbare Aufgabe darstellt, sehen wir insbesondere kleinere Verteilnetzbetreiber hier vor großen Herausforderungen.

## 2. Darstellung des BNetzA-Vorschlages

In diesem Kapitel soll unser Verständnis des BNetzA-Vorschlages dargestellt und die praktischen Auswirkungen erläutert werden.

Das von der BNetzA vorgeschlagene neue Netzentgeltsystem basiert auf einer Kombination mehrerer Komponenten: Ein Kapazitätspreis (KP) und zwei Arbeitspreise (AP1 und AP2) sollen zur Finanzierung der Erlösobergrenze dienen. Ergänzt werden soll das System durch eine dritte Arbeitspreiskomponente (AP3), welche Anreize für einen netzdienlichen Strombezug schaffen und im Bereich der dynamischen Netzentgelte betrachtet werden soll.

Wir verstehen diesen Ansatz dahingehend, dass die Anschlussnetzbetreiber wie bisher Anfang des vierten Quartals des Vorjahres ein Preisblatt mit den für das folgende Jahr gültigen Preisen für den KP, AP1 und AP2 je Netzebene veröffentlichen sollen. Zudem melden große Netznutzer, welche Kapazität sie für ihren Netzanschluss konkret buchen wollen. Diese gebuchte Kapazität ist frei wählbar, darf jedoch weder die technische NAK noch die vertraglich vereinbarte NAK überschreiten. Anhand dieser gebuchten Kapazität wird der individuell zu bezahlende Kapazitätspreis berechnet. Unklar bleibt für die ÜNB, ob im BNetzA-Vorschlag zuerst die Netznutzer ihre Kapazität melden (ohne dann die künftigen Preise zu kennen) oder zuerst die Netzbetreiber ihre Preisblätter veröffentlichen (ohne, dass die Netzbetreiber die preisoptimierte gebuchte Kapazität der Netznutzer kennen).

Für den Strombezug unterhalb der gebuchten Kapazität gilt der Arbeitspreis AP1. Bei einem Bezug oberhalb der gebuchten Kapazität wird der höhere Arbeitspreis AP2 angewendet. Der AP2 soll dabei nicht als Strafmehanismus verstanden werden – die Überschreitung der gebuchten Kapazität ist ausdrücklich erlaubt und erwünscht. Ziel ist vielmehr, durch den AP2 eine realistische Wahl der Kapazität zu erreichen. Dieser ist bei einer freien Wahl der Kapazität dringend nötig, denn ohne diesen Anreiz würde jeder Kunde die gebuchte Kapazität auf null setzen, womit die Finanzierungswirkung des Kapazitätspreises entfiel.

Während eine Überschreitung der gebuchten Kapazität durch den AP2 explizit gewünscht ist, gelten die vertragliche und technische Netzanschlusskapazität weiterhin als fixe Grenzen, welche nicht (regelmäßig und

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

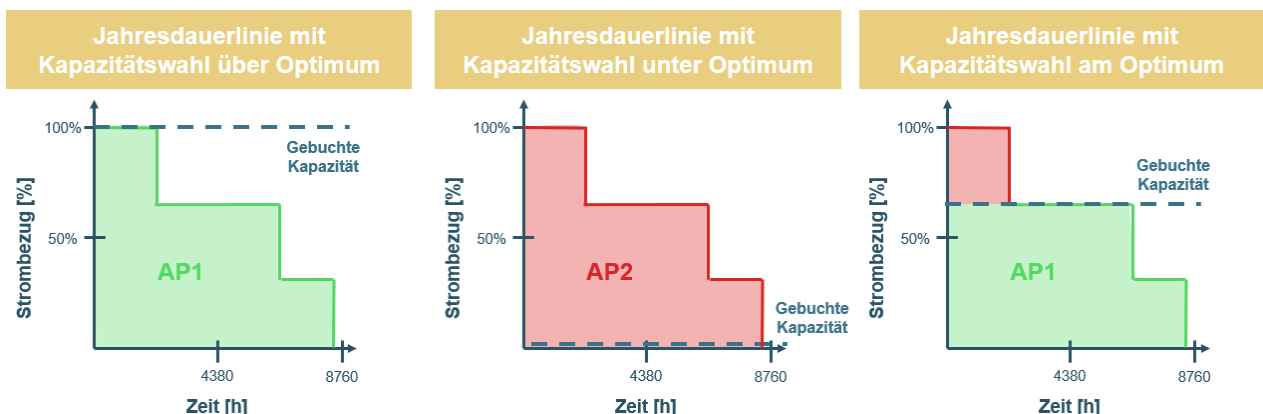
geplant) überschritten werden dürfen. Eine solche Überschreitung würde die Zahlung eines Baukostenzuschusses und eine Erhöhung der vertraglichen NAK auslösen.

Zur zusätzlichen Steuerung des Verbrauchsverhaltens hin zu mehr Netzdienlichkeit ist ein dritter Arbeitspreis (AP3) geplant, der als Anreizkomponente fungiert. Der AP3 kann in Abhängigkeit von Zeit und Ort sowohl positiv als auch negativ werden und soll in Engpasssituationen hinter dem Engpass die verbrauchshemmende Wirkung von AP1 und AP2 verstärken sowie vor dem Engpass aufheben. Damit soll ein flexibles Instrument geschaffen werden, das netzdienliches Verhalten anreizt und die Engpasskosten insgesamt reduziert. Dieses Instrument soll schrittweise auf neue Netzgebiete und Kunden ausgerollt werden.

### Folgen in der Umsetzung

Im vorgeschlagenen Entgeltregime werden Kunden individuell ihre zu buchende Kapazität so wählen, dass sich für sie aus der Kombination der verschiedenen Komponenten die in Summe günstigsten Netzentgelte ergeben. Dabei muss der Kunde individuell für sich und sein voraussichtliches Verbrauchsverhalten ein Optimierungsproblem lösen. Wo genau das Optimum je Kunde liegt, ist sehr unterschiedlich. Je nach Ausgestaltung der Rahmenbedingungen ist es auch möglich, dass bestimmte Kunden eine Kapazität von Null buchen.

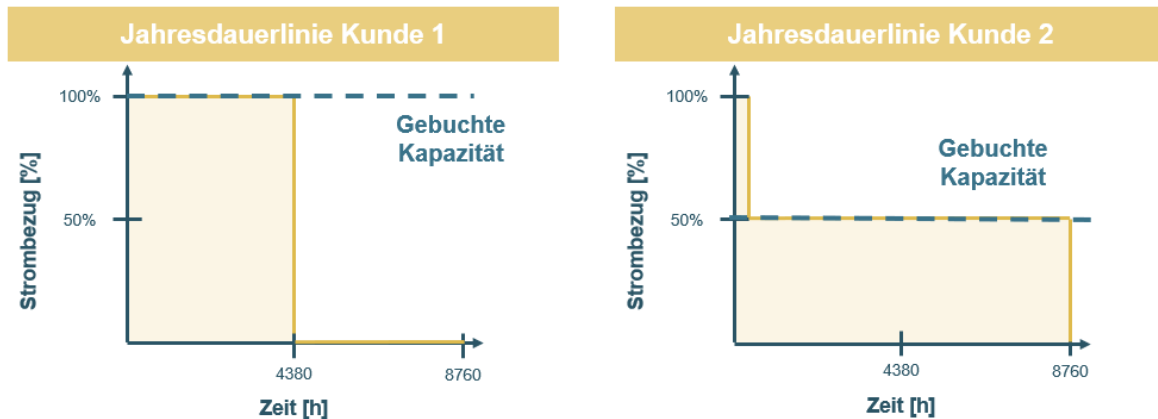
Wählt ein Kunde eine Kapazität über seinem Optimum, so zahlt er zwar ein höheres Kapazitätsentgelt, jedoch kann er diese höheren Kosten nicht durch eine entsprechend starke Senkung der Ausgaben für den AP2 auffangen. Wählt ein Kunde hingegen eine Kapazität unter seinem Optimum, so hat er zwar geringere Ausgaben für das Kapazitätsentgelt, zahlt jedoch trotz dieser Ersparnis am Ende höhere Entgelte, da die intensivere Nutzung des AP2 die Ersparnisse auffrisst. Der konkrete Effekt wird in der untenstehenden Grafik dargestellt:



Während sich die Netzkosten im bisherigen Ansatz ausschließlich mittels der Jahresspitzenleistung und dem Jahresstromverbrauch bestimmen ließen und Kunden mit der gleichen Spitzenleistung und gleichem Stromverbrauch in einem Netzgebiet auch die gleichen Netzentgelte zahlen müssen, ergibt sich im Vorschlag der BNetzA die günstigste Kapazität für einen Kunden nun individuell in Abhängigkeit seiner Lastkurve oder Jahresdauerlinie.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

Die nachfolgende Visualisierung zeigt zwei beispielhafte Kunden mit ähnlicher Volllaststundenzahl, aber deutlich unterschiedlicher zu wählender optimaler Kapazität:



Die optimale Kapazität eines Kunden ergibt sich schlussendlich aus seiner Jahresdauerlinie sowie dem Verhältnis des AP1 zum AP2 und dem Verhältnis des AP1 zum KP. Folgende Auswirkungen haben die Veränderungen der Faktoren zueinander:

- KP-Faktor zu AP1 und AP2: Je höher der KP im Verhältnis zu den anderen beiden Komponenten, desto stärker sind Nutzer angereizt, die eigene gebuchte Kapazität geringer zu wählen und einen höheren Anteil des Strombezugs über den AP2 zu finanzieren.
- AP2-Faktor zu AP1: Je höher AP2 im Verhältnis zu AP1 gewählt wird, desto mehr sind Nutzer angereizt, eine höhere Kapazität zu buchen und einen größeren Anteil des eigenen Strombezugs über AP1 zu finanzieren.
- Erhöhung von KP-Faktor und AP2-Faktor gleichzeitig gegenüber AP1: Durch gleichzeitige Erhöhung des KP und des AP2 wird die Ausweichbewegung in den AP2 unterbunden, sodass der Anteil des Finanzierungsbeitrags über den Kapazitätspreis gesteigert werden kann.

### 3. Bewertung des BNetzA-Vorschlages

Im Folgenden wollen wir den BNetzA Vorschlag nun hinsichtlich der vier Zielebenen Finanzierungswirkung, Anreizwirkung, Kostenreflexivität und Umsetzbarkeit bewerten.

#### Finanzierungswirkung:

Für Erlösstabilität ist aus Netzbetreibersicht ein hoher Anteil an sicheren Erlösen aus einer Kapazitätskomponente (Kapazitätspreis) wirtschaftlich von entscheidender Bedeutung. Die Erlöse aus dem Kapazitätspreis werden im Modell der BNetzA bisher nicht zentral vorgegeben und ergeben sich aus der angemessenen Wahl der Kapazität durch die Endkunden. Um diese Erlöse korrekt zu bestimmen, muss unter Annahme von Kosten für AP1, AP2 und KP (und insbesondere ihre Verhältnisse zueinander) die Kapazität bestimmt werden oder die Kunden müssen vorab Ihre Kapazität buchen.

Eine vollständige Betrachtung des Sachverhalts konnte aufgrund der Komplexität von drei festzulegenden Parametern und der dafür benötigten Berechnung für alle Kundenprofile noch nicht erfolgen. Bei den derzeit von



Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

der BNetzA vorgeschlagenen Werten für AP1, AP2 und KP zeichnet sich jedoch bereits ab, dass sich durch das Wechselspiel von AP1 zu AP2 und KP in der Praxis bei den von uns betrachteten Verbrauchern im Durchschnitt ein eher niedrigerer Anteil durch den Kapazitätserlös einstellt. Der Anteil der Netzkostenfinanzierung durch eine sichere Komponente (LP oder KP) sinkt gegenüber dem Status quo folglich deutlich, während die ÜNB aufgrund der zunehmenden Volatilität der Arbeitsmengen an sich einen Bedarf für eine höhere Sicherheit und einen KP-Anteil von 80 oder gar 90 % sehen.

Die Erlöse aus dem AP2 über den AP1 hinaus können diese Erlösstabilität mit dem kommunizierten maximalen Faktor (AP1 zu AP2) von drei nicht herstellen. Zwar ist ein gewisser Anteil dieser Erlöse als sicher anzunehmen, schlussendlich sind diese Erlöse aber stark von der konkreten Verbrauchssituation innerhalb eines Jahres abhängig. Ist ein Jahr beispielsweise wind- oder solarstark, so hätte dies zur Folge, dass die dem Übertragungsnetz unterlagerten, Verteilnetzbetreiber in einspeiselastigen Regionen mit hoher Einspeisung weniger Strom aus dem Übertragungsnetz beziehen. Über einen geringen KP-Anteil an den Erlösen wären die ÜNB vor diesem Risiko nur unzureichend abgesichert und es käme zu erheblichen Erlösausfällen. Analog verhält es sich mit Blick auf einen möglichen Konjunkturreinbruch und einem damit einhergehenden Verbrauchsrückgang in den industriellen Zentren Deutschlands. Auch dies würde den Bezug von Strom aus dem Übertragungsnetz deutlich reduzieren und kurzfristig entsprechende Liquiditätslücken entstehen lassen.

Höhere gesicherte Erlöse aus dem KP ließen sich im BNetzA-Modell prinzipiell anreizen durch eine Erhöhung des AP2 und des KP (gegenüber dem AP1). Durch die gleichzeitige Erhöhung der beiden Komponenten gegenüber dem AP1 wird ein Ausweichen in den AP2 vermieden, sodass der höhere KP wirken kann und die gewählte Kapazität gleich hoch bleibt und gleichzeitig die Erlöse aufgrund des höheren KP steigen. Sollte die BNetzA an ihrem präsentierten Grundmodell festhalten, plädieren die 4ÜNB deshalb für einen höheren AP2 als dem von der BNetzA vorgeschlagenen maximalen Faktor 3:1, um so die Erlösstabilität im vorgeschlagenen Modell zu erhöhen. Durch die Begrenzung vom AP2 zu AP1 mit dem Faktor 3 ist es hingegen ausgeschlossen, dass die Mindererlöse (fehlende Kapazitätserlöse) durch den AP2 gedeckt werden. Zu Kompensation möglicher Mindererlöse durch den Wegfall von Kapazitätserlöse müsste dieser AP2 erheblich erhöht werden.

### **Anreizwirkung**

Die Grundkomponenten der neuen Netzentgeltssystematik haben in erster Linie eine Finanzierungsfunktion. Prinzipiell kann ein Kapazitätspreis jedoch einen Anreiz liefern, nämlich den Anreiz zum sparsamen Umgang mit Netzanschlusskapazität. Koppelt man die bestellte Kapazität an die vertragliche Netzanschlusskapazität, so haben Kunden einen Anreiz, zu hohe, ungenutzte Kapazitätsmengen an den Netzbetreiber zurückzugeben, der diese bisher ungenutzten Kapazitäten dann anderweitig an Kunden vergeben kann und somit das Netz lokal effizienter auslasten kann. Insbesondere in Zeiten zunehmender Netzanschlussanfragen kann ein solches Mittel hilfreich sein<sup>3</sup>. Im von der BNetzA vorgesehenen Entgeltssystem müsste auf diese Anreizfunktion verzichtet werden, da die zu buchende Kapazität als frei wählbar geplant ist.

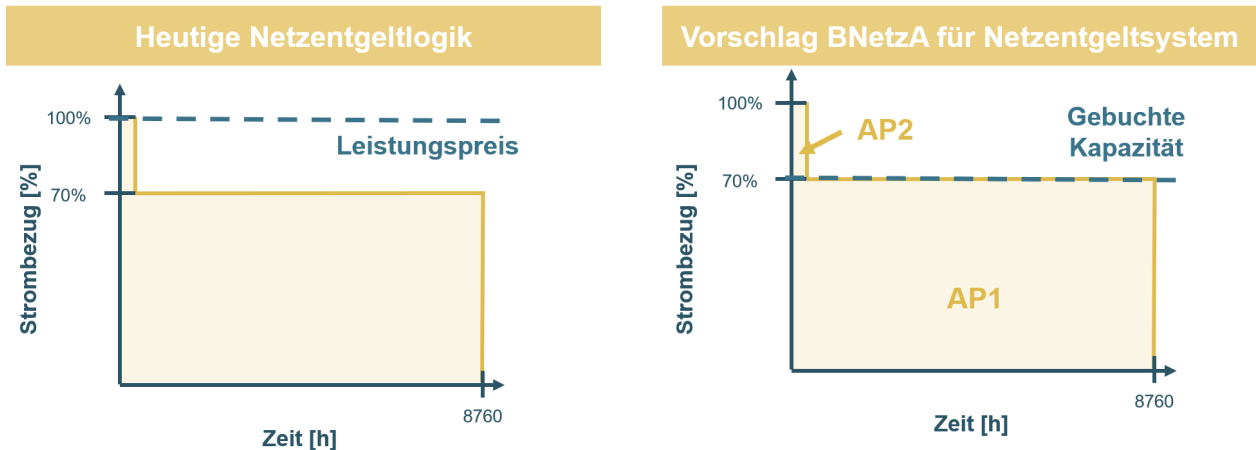
Stattdessen löst der Vorschlag der BNetzA ein zentrales Flexibilitätshemmnis der heutigen Netzentgeltlogik auf. Während der Leistungspreis neue Verbrauchsspitzen mit einem hohen Leistungspreis unverhältnismäßig stark bestraft, ermöglicht das neue Entgeltmodell, wie von der BNetzA vorgeschlagen, eine vergleichsweise günstige Überschreitung der gebuchten Kapazität zulasten der Planbarkeit für Kunden und Netzbetreiber.

---

<sup>3</sup> Dies wird in Zukunft an Bedeutung gewinnen; derzeit besteht im Übertragungsnetz jedoch in erster Linie ein Mangel an freien Schaltfeldern.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

Die untenstehende Abbildung visualisiert die heutige Logik:



Während im Leistungspreissystem, eine verdoppelte Jahresspitze in der Jahresdauerlinie zu einer Verdopplung des Leistungspreises sorgt, verursacht die Jahresspitze im Kapazitätspreissystem ausschließlich die Zahlung des AP2 für die Dauer der Überschreitung. Im oben gezeigten Beispiel<sup>4</sup> würde eine entsprechende verdoppelte Lastspitze die Netzentgeltkosten im Leistungspreissystem um ca. 50 % erhöhen. Im von der BNetzA vorgeschlagenen Kapazitätspreissystem lägen die Mehrkosten hingegen bei weniger als 1 %. Aus Sicht der 4ÜNB kann dieser Ansatz (Wegfall des LP und Einführung eines KP) dazu beitragen, den Stromverbrauch gezielt in Zeiten niedriger Strompreise und hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien zu erhöhen. Dadurch wird ein wirtschaftlicher Anreiz für Verbraucher geschaffen, überschüssigen Strom zu nutzen und Abregelungen zu vermeiden.

Bei einem regional und zeitlich differenzierten AP3 könnten zusätzlich Anreize geschaffen werden, um gut vorhersagbare Netzengpässe präventiv zu entlasten. Es ist aber festzuhalten, dass dies wirklich nur eine begrenzte Wirkung und bei guter Vorhersagbarkeit hat, da die entsprechenden Arbeitspreise vor Day-Ahead Marketclearing veröffentlicht werden sollte. Insbesondere kurzfristige Engpassbefunde können deshalb nicht adressiert werden, und das durch den dynamischen AP gegebene Signal wird aufgrund von Prognosefehlern zu Effizienzeinbußen führen (siehe Positionspapier der 4ÜNB zu dynamischen Netzentgelten).

Aus Sicht der 4ÜNB gibt es generell drei mögliche Arten, wie ein Kapazitätspreis ausgestaltet sein kann (Beschreibung ohne Präferenz):

- Option 1 – Frei wählbare Kapazität: Ein Kunde kann seine Kapazität für das Folgejahr frei buchen ohne Einschränkungen oder Abhängigkeiten. Auch die Wahl einer Kapazität von 0 ist denkbar. Für jede Überschreitung der gebuchten Kapazität wird ein erhöhter Arbeitspreis abgerechnet, um eine kostenoptimierte Wahl der gebuchten Kapazität in Abhängigkeit von der Menge seiner voraussichtlichen Überschreitungen anzureizen.
- Option 2 – feste Kapazität: Die gebuchte Kapazität eines Kunden ist an eine Anschlusskapazität gebunden. Dies kann wahlweise die technische NAK oder die vertragliche NAK sein. Eine Veränderung der gebuchten

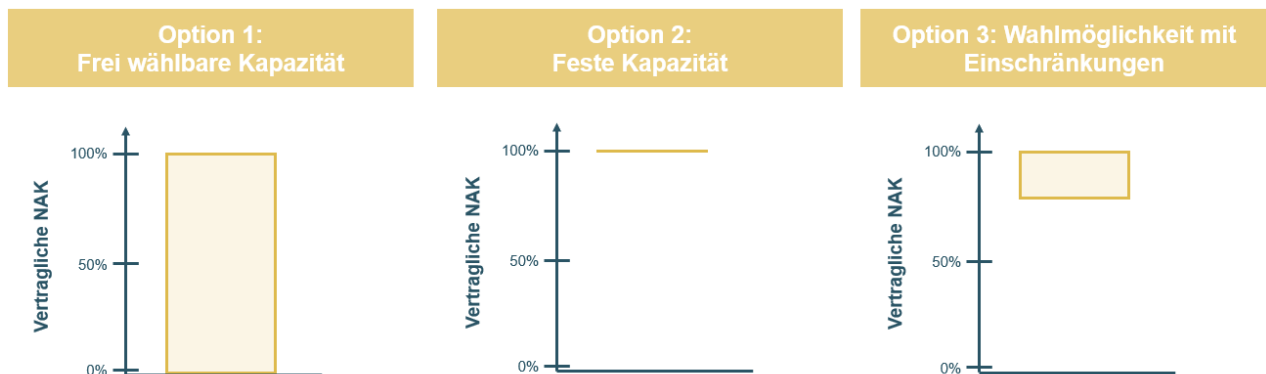
<sup>4</sup> Annahmen: Kunde mit > 2.500 Bh im Übertragungsnetz (HöS, 2026) hat eine Stunde eine Leistungsspitze von 100 % seiner normalen Leistungsspitze. KP und AP1 sind jeweils so hoch wie der heutige Leistungspreis und Arbeitspreis, für den AP2 wird ein Faktor von 3 angenommen.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

Kapazität ist nur durch eine Rückgabe oder Erhöhung von Netzanschlusskapazität an den Netzbetreiber zu erreichen. Denkbar wäre es hier auch, statt den Kapazitätspreis stets auf 100 % der jeweiligen NAK zu setzen, einen Wert unter 100 % zu wählen und somit eine Überschreitung der Kapazität zu ermöglichen. Ein zweiter Arbeitspreis zur kostenoptimierten Wahl des Kapazitätspreis wird hier nicht benötigt.

- **Option 3 – Wahlmöglichkeit mit Einschränkungen:** Als Mischform der beiden vorigen Optionen kann in dieser Option die gebuchte Kapazität prinzipiell frei gewählt werden. Um die Finanzierungsfunktion des Kapazitätspreises und eine sinnvolle Kostenbeteiligung insbesondere bei Kunden mit geringen Volllaststundenzahlen zu erreichen, muss in diesem Fall eine Kapazität gewählt werden, die nah an der vertraglichen NAK liegt (Mindestkapazität). In einem solchen Ansatz hätten Unternehmen gewisse Freiheiten in der Wahl. Zudem wäre ein gewisser Finanzierungsbeitrag des Kapazitätspreises sowie ein Anreiz zur sachgerechten Wahl der vertraglichen NAK durch den weiter bestehenden AP2 sichergestellt.

Die folgende Grafik visualisiert die drei Optionen:



### Kostenreflexivität

Aufgrund der Vielzahl an Kostenfaktoren im Netz (Netzausbau, Verlustenergie, Engpassmanagement, Systemdienstleistungen, Schaltfelder) ist eine präzise Beurteilung der Kostenreflexivität komplex. Allgemein besteht jedoch eine starke Verbindung zwischen den Netzkosten und der Nutzung eines Kunden zu Zeiten starker Netzauslastung. Diese Zeiten können im von der BNetzA vorgeschlagenen Modell explizit über den AP3 adressiert werden, was positiv zu bewerten ist (mit entsprechenden Einschränkungen bzgl. Vorhersagbarkeit von Netzauslastung und Engpässen, wie im Unterpunkt Anreizwirkung bereits beschrieben). Darüber hinaus bietet der Kapazitätspreis die Möglichkeit, die Vorhaltung des Netzes explizit zu bepreisen. Ein kleiner AP1 innerhalb der bestellten Kapazität ist ebenfalls sinnvoll, um Kosten für Verlustenergie und Systemdienstleistungen zu decken. Dass eine Überschreitung der bestellten Kapazität über den AP2 pönalisiert wird, ist ebenfalls sinnvoll, um einen Anreiz für eine höhere bestellte Kapazität zu schaffen und Kosten für Netzausbau besser abzubilden.

Die Vorhaltung und der Ausbau der Strominfrastruktur gehen mit erheblichen Fixkosten einher, die durch keine der Komponenten adäquat abgebildet wird. Beispielhaft wird dies am derzeitigen Problem der begrenzten Schaltfelder für Kunden in den Umspannwerken, insbesondere in der HöS-Ebene. So könnte beispielsweise ein Kunde mit geringen Volllaststunden Schaltfelder belegen und durch eine niedrige Wahl der Kapazität sehr geringe Netzentgelte bezahlen. Dies bildet weder die tatsächlichen Kosten für die Bereitstellung des Schaltfeldes inklusive der dahinterliegenden Infrastruktur korrekt ab, gerade in der derzeitigen Knappheitssituation.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

Abhilfe schaffen könnte hier ein gewisses Mindestmaß an Kapazität, welches ein Kunde bestellen muss. Dieses könnte einem gewissen Prozentsatz der technischen oder vertraglichen NAK entsprechen, um die Fixkosten der Strominfrastruktur besser abzubilden. Gleichzeitig führt ein solcher Ansatz auch zu höherer Ertragsstabilität und Planbarkeit, was ebenfalls positiv ist.

Umgedreht sehen die ÜNB bei Umsetzung des BNetzA-Vorschlags mit einer komplett frei wählbaren Kapazität das Problem, bei Kunden mit niedrigen Benutzungsstunden (<1000 h) und den klassisch damit einhergehenden Jahresdauerlinien das Verhältnis zwischen AP 1 und AP 2 deutlich über den von der BNetzA vorgeschlagenen Wert von 3 liegen muss, um diese Kundengruppe mit ähnlichen Netzkosten wie aktuell zu beteiligen. Im Umkehrschluss würden, bei einem Faktor von maximal 3 Kundengruppen mit hohen Benutzungsstunden höhere Netzkosten als in der aktuellen Netzsystematik haben.

### **Umsetzbarkeit**

Die Umstellung auf das von der BNetzA vorgeschlagene Konzept ist mit erheblichen Aufwänden in der Umsetzung verbunden und erfordert Anpassungen der IT-Systeme sowohl bei Netzbetreibern als auch bei Netzkunden. Während sich in der bisherigen Systematik der Leistungspreis automatisch aus der gemessenen Zeitreihe ergibt, müssten künftig für die (freie) Wahl der Kapazität neue Meldeprozesse und verbindliche Fristen etabliert werden.

Darüber hinaus entstehen komplexe Wechselwirkungen zwischen den Entgeltkomponenten AP1, AP2 und KP, die selbst für energiewirtschaftlich erfahrene Akteure schwer nachvollziehbar sind. Die Anteile der vereinnahmten Netzentgelte eines Netzbetreibers sind dabei abhängig vom Verhältnis der Komponenten KP, AP1 und AP2 sowie den einzelnen Jahresdauerlinien aller ihrer Kunden. Sofern die BNetzA möchte, dass die Netzbetreiber ihre Entgelte vor einer verbindlichen Buchung der Kapazität durch ihre Kunden veröffentlichen müssen, müssten Netzbetreiber für jeden Kunden ein Optimierungsproblem lösen und dessen optimal zu wählende Kapazität im Vorfeld bestimmen.

Zudem ist damit zu rechnen, dass zahlreiche Kunden gerade zu Beginn der Einführung ihre Kapazität nicht optimal wählen und somit unerwünschte und schwer im Vorfeld zu prognostizierende Mehrerlöse für die Netzbetreiber entstünden. Mit zunehmenden Lerneffekten bei den Kunden würde sich dies mit der Zeit reduzieren. Dennoch bliebe die rational sinnvolle Wahl des KP für Kunden anspruchsvoll und müsste geeignet unterstützt werden. Hilfestellungen durch die Netzbetreiber in Richtung der Kunden wären notwendig, um eine möglichst passende Wahl zu erreichen.

Die optimale Kapazität wird sich für Kunden zudem bei Veränderung ihrer Jahresdauerlinie verändern. Veränderungen bei der Wahl der optimalen Kapazität bei einer Anpassung der Netzentgelte in ihrer Höhe können hingegen vermieden werden: Sofern das Verhältnis zwischen KP und AP1 bzw. AP2 und AP1 konstant bleibt, ergeben sich auch bei einer neuen Höhe der Entgelte keine Verschiebungen bei der zu wählenden optimalen Kapazität. Sofern die BNetzA ihren Vorschlag entsprechend umsetzen möchte sollte geprüft werden, ob die BNetzA ein festes Verhältnis zwischen den drei Entgeltkomponenten des Kapazitätsanteils vorgeben soll – eventuell aufgeschlüsselt nach Netzebene.

Während das von der BNetzA vorgeschlagene Verfahren Fehlanreize der bisherigen Netzentgeltsystematik effektiv beseitigt, ist das Verfahren – wie aufgezeigt – in seiner Umsetzung sehr komplex und herausfordernd. Dies muss insbesondere in Anbetracht der heterogenen Verteilnetzbetreiberstruktur sowie im Interesse planbarer Kosten und Erlöse bedacht werden.

Als ÜNB wollen wir deshalb darauf hinweisen, dass sich eine deutlich einfachere Umsetzung und höhere Erlösstabilität durch eine Beschränkung der wählbaren Kapazität erreichen ließe. Noch einfacher ließe sich

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

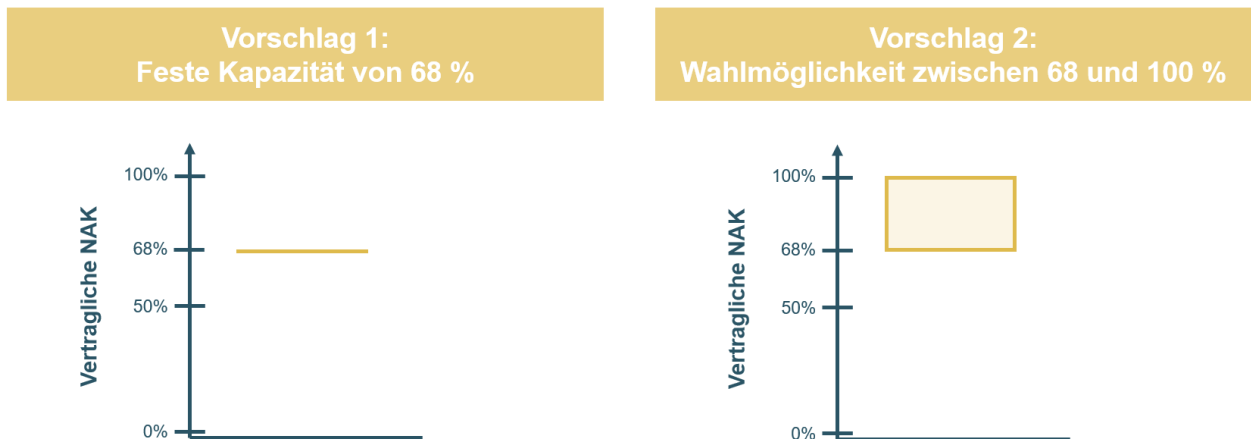
hingegen ein Modell umsetzen, bei dem die gebuchte Kapazität der vertraglichen Netzanschlusskapazität entspricht oder gekoppelt ist. In diesem Fall könnten auch entsprechende Meldeprozesse vereinfacht werden.

#### 4. Konkrete 4ÜNB-Vorschläge

Basierend auf unserer Einordnung der Ideen der BNetzA bringen wir als 4ÜNB zwei konkrete Alternativvorschläge ein:

- Vorschlag 1 – Feste Kapazität von z.B. 68 % (gem. Netzgleichzeitigkeitsgrad, s.u.) der vertraglichen NAK: Alle Kunden werden fest für eine Kapazität von 68 % ihrer NAK abgerechnet. Die Nutzung der vollen NAK ist möglich, ein zweiter Arbeitspreis ist nicht notwendig.
- Vorschlag 2 – Wahlmöglichkeit zwischen z.B. 68 und 100 % der vertraglichen NAK: Kunden können ihre Kapazität frei im Bereich zwischen 68 und 100 % ihrer NAK wählen. Eine sinnvolle Mindestkapazität zur Generierung der nötigen stabilen Erlöse ist damit gegeben. Der zweite Arbeitspreis sorgt für eine kostenoptimierte Wahl der Kapazität.

Die nachfolgende Grafik veranschaulicht die beiden Vorschläge:



Beide Ansätze werden nachstehend detailliert vorgestellt.

#### Vorschlag 1 – Feste Kapazität von z.B. 68 % gem. Netzgleichzeitigkeitsgrad der vertraglichen NAK

Definitionen:

BKZ = Baukostenzuschuss, Berechnung erfolgt auf Grundlage der beantragten Netzanschlusskapazität (aktuell für die Entnahme aus dem Netz)

NAK = Netzanschlusskapazität, beinhaltet die vertraglich vereinbarte Netzanschlussleistung je Netzanschluss, unterteilt in:

- Netzanschlussleistung für die Entnahme aus dem Netz
- Netzanschlussleistung für die Einspeisung in das Netz

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

Vorab:

Für eine sachgerechte und risikoarme Netzentgeltkalkulation muss die Höhe Netzanschlusskapazität der Anschlusskunden den Netzbetreibern vor der Kalkulation bekannt sein. Ohne diese Daten entstehen Unsicherheiten, Liquiditätsrisiken und spekulative Fehlbewertungen, die dem Ziel einer fairen und sachgerechten Entgeltsystematik entgegenlaufen. Netzentgelte dienen der planbaren und effizienten Netzinfrastruktur – die Funktion kann nur mit verlässlicher Datenbasis erfüllt werden, ohne die gewünschte Flexibilität der Netznutzer einzuschränken. Der konkrete Vorschlag sieht wie folgt aus:

Bestimmung Kapazitätspreis/Netzgleichzeitigkeitsgrad:

- Der je Netzebene in den Kapazitätspreis einfließende Anteil der EOG (anrechenbare Übertragungsnetzkosten) soll sich am Netzgleichzeitigkeitsgrad (NG) orientieren.
- Der Netzgleichzeitigkeitsgrad für die jeweilige Netzebene ergibt sich aus:  
Zeitgleiche Jahreshöchstleistung im Netz /  $\sum$  aller zeitungleichen Einzelhöchstleistungen

Das Ergebnis könnte z.B. 68% NG und Anteil der EOG sein (Beispielhafte Berechnung auf Basis der NNE-Kalkulation 2025 HöS-Netzebene). Der AP1 ergibt sich somit aus den restlichen 32% der EOG, geteilt durch die Jahresarbeit aller Kunden. AP2 würde entfallen bzw. AP1 entsprechen. Der AP3 (dynamischer Arbeitspreis) könnte in Summe mit positiven und negativen Anreizen arbeiten, die sich in Summe aufheben. Daraus abgeleitete Formeln:

$$KAP = (EOG * NG) / (\sum NAK * NG) = EOG / (\sum NAK)$$

$$AP = EOG * (1 - NG) / \sum W$$

*EOG = anrechenbare Erlöse je Netzebene*

*Zeitgleiche Einzelhöchstleistung=voraussichtliche Leistungsanspruchnahme pro Netzanschlusskapazität*

$\sum NAK$ = Die Summe aller vertraglichen Entnahme-Netzanschlusskapazitäten in kW

$\sum W$ = Die Summe der entnommenen Jahresarbeit je Netzanschlusskunde in kWh

*NG = Netzgleichzeitigkeitsgrad*

*KAP = Kapazitätspreis je Netzebene in €/kW*

*AP = Arbeitspreis in €/kWh*

Im Ergebnis ergibt sich ein KAP und ein AP1 je Netzebene.

Beim ÜNB-Vorschlag bezahlt der Netzkunde in diesem Beispiel immer 68% seiner vertraglichen NAK kann aber 100% nutzen. Da alle Netzkosten durch den KAP und AP1 erlost werden, kann auf einen AP2 und somit auf eine zusätzliche Pönale verzichtet werden. Ein möglicher dynamischer AP3 würde dann direkt nur auf einen AP1 wirken und dadurch wären die monetären Auswirkungen für den Kunden direkt erkennbar.

Alternativ kann die BNetzA das Verhältnis zu Kostenanteil im KAP und NAK je Netzebene fest vorgeben.

Gründe für die Umsetzung des ÜNB-Vorschlages:

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

#### Kostenstruktur der Netzinfrastuktur

Die Netzinfrastuktur (Leitungen, Transformatoren, Schaltanlagen) verursacht überwiegend Fixkosten, unabhängig vom Zeitpunkt des Leistungsabrufs durch den Kunden. Eine nachträgliche Kapazitätsbestellung nach Veröffentlichung der Preise verändert diese Kosten nicht, ermöglicht jedoch spekulative Anpassungen und erlaubt es Kunden, ihr Verhalten an bereits festgelegten Preisen auszurichten. Dies verzerrt die Verursachungsgerechtigkeit. Preise dürfen nicht nachträglich ausgenutzt werden; die Kosten sind den verursachenden Kunden zuzuordnen. Daher muss die vertragliche NAK für den Kalkulationsprozesses genutzt werden.

#### Erlössicherung / Stärkung der Verursachungsgerechtigkeit

Ein Kapazitätspreisanteil von rund 70 % deckt die Fixkosten der Netzbetreiber zuverlässig und verursachungsgerecht ab. Das Modell ordnet dabei den überwiegenden Teil der Kosten der vertraglich bereitgestellten langfristigen Netzinfrastuktur zu.

Sinnvoller ist es, die Kapazitätsanmeldung vorab (prozentual oder an bestimmte Faktoren wie dem Gleichzeitigkeitsgrad) festzulegen, um so eine feste Erlös Komponente bei allen Netzbetreibern zu generieren und die Entgeltkalkulation stabiler zu gestalten. Vorteil der Kunden wären transparente und gleichmäßigere Netzentgelte über die kommenden Jahre.

#### Kostengerechtigkeit

Der Arbeitspreis AP1 deckt die variablen Kosten proportional zur bestellten Kapazität sachgerecht ab. Verbrauchersignale können über Marktpreise und ggf. dynamische Entgelte erfolgen.

#### Netzgleichzeitigkeitsgrad

Bildet die tatsächlich zeitgleiche Leistungsanspruchnahme einer Netzebene ab und entspricht damit der tatsächlichen Dimensionierungslogik der Netze. Er ist daher eine sachgerechte Grundlage zur Bestimmung des kapazitätsbasierten Kostenanteils der Netzentgelte.

Weitere Gründe:

- Reduzierung strategischer und spekulativer Verhaltensweisen
- Vereinfachung der Entgeltstruktur bei gleichbleibender Steuerungswirkung
- Wahrung der Flexibilität der Netznutzer
- Transparenz, Prüfbarkeit und Nachvollziehbarkeit der Kalkulation und Entgelte

#### Fazit zu Vorschlag 1 – Feste Kapazität

Nach Abschluss der vorgenannten Netzentgeltkalkulation und der Veröffentlichung der Preisblätter sollen nachträgliche Änderungen der vertraglichen Kapazität im Rahmen der Netznutzungsabrechnung für das Folgejahr möglichst vermieden werden. Kunden haben bezüglich der Kapazitätswahl Planungssicherheit, wenn die Verhältnisse der Komponenten zueinander bereits feststehen. Nur dadurch kann aus Netzbetreibersicht sichergestellt werden, dass nur geringe Erlösabweichungen gegenüber den anrechenbaren Kosten entstehen. Gleichzeitig wird verhindert, dass Netznutzer strategisch oder spekulativ nachträgliche Anpassungen vornehmen. Ein hoher und gesicherter Anteil der Erlösbergrenze kann nur über den Kapazitätspreis erlöst werden, wenn ein nachträgliches Bestpreis-System ausgeschlossen ist. Zur Verdeutlichung: Würden Kunden im Übertragungsnetz ihre Kapazität nach der Netzentgeltkalkulation von 100 % auf 80 % reduzieren, gingen erhebliche Erlöse aus dem Kapazitätspreis verloren. Gleichzeitig würden nur etwa 1 % der Arbeitsmenge in den Arbeitspreis AP2 fallen (basierend auf aktuellen ÜNB-Auswertungen), deren Erlöse nicht die Reduzierung der

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

Kapazitätsentgelte auffangen. Bei einer weiteren Absenkung würden noch weitere Kapazitätserlöse entgehen, die über die anderen Komponenten zu vereinnahmen wären.

Mit der beschriebenen Berechnung kann eine weitestgehend stabile und planbare Erlössicherung der Netzbetreiber gewährleistet werden, die auch auf Verteilnetzbetreiber übertragbar ist. Das Berechnungsmodell wäre auch für die Bundesnetzagentur und Wirtschaftsprüfer transparent, konsistent und ohne unverhältnismäßigen Prüfaufwand nachvollziehbar. Darüber hinaus bildet es regulatorische Anforderungen aus § 21 EnWG ab.

### **Vorschlag 2 – Wahlmöglichkeit zwischen 68 und 100 % der vertraglichen NAK**

Sofern die BNetzA die vollständige Bindung der Kapazität an die vertragliche NAK – wie in Vorschlag 1 beschrieben – als in dieser Form nicht umsetzbar erachtet, schlagen wir alternativ eine Einschränkung der Wahlfreiheit bei der Kapazitätsbuchung vor. Ziel dieses zweiten Vorschlags ist es, die mit einer freien Kapazitätswahl verbundenen Unsicherheiten zu reduzieren und gleichzeitig die Grundlogik des Modells aus Vorschlag 1 weitgehend beizubehalten.

Konkret schlagen wir vor, für alle Netzkunden eine verpflichtende Mindestkapazität einzuführen. Diese Mindestkapazität soll analog zu Vorschlag 1 auf Basis des Netzgleichzeitigkeitsgrad im jeweiligen Netzgebiet ermittelt werden. Im Übertragungsnetz ergäbe sich daraus nach aktuellem Stand eine Mindestkapazität von rund 68 % (Beispielhaft für 2025, Höchstspannung) der vertraglichen NAK. Für andere Netzebenen könnten entsprechend angepasste Netzgleichzeitigkeitsgrade definiert werden, um den strukturellen Unterschieden zwischen den Ebenen Rechnung zu tragen.

Anders als im Vorschlag 1 wäre jedoch auch in diesem Modell zusätzlich ein AP2 erforderlich, um eine realistische und verursachungsgerechte Wahl der Kapazität sicherzustellen. Auch in diesem Falle sollte das Verhältnis zwischen AP1 und AP2 größer Faktor 3 sein. Damit bliebe die grundsätzliche Komplexität des Modells auf einem ähnlichen Niveau wie im Vorschlag der BNetzA, insbesondere im Hinblick auf die Interaktion der einzelnen Entgeltkomponenten und die daraus resultierenden Entscheidungserfordernisse für die Netznutzer.

Gleichzeitig würde dieser Vorschlag 2 im Vergleich zum BNetzA-Modell zu einer erhöhten Erlösstabilität für die Netzbetreiber beitragen und einen hohen Anteil der Erlöse aus dem Kapazitätsentgelt ermöglichen. Zwar wird die Flexibilität der Netznutzer durch die Einführung einer Mindestkapazität eingeschränkt, jedoch ist in diesem Ansatz auch bei der Wahl der Mindestkapazität von z.B. 68 % zumindest noch eine Erhöhung des Bezugs um die verbleibenden 32 % möglich. Diese Einschränkung erscheint aus unserer Sicht jedoch vertretbar, da sie primär der Reduktion von Prognoseunsicherheiten und der Sicherstellung stabiler Netzentgelterlöse dient.

Für Kunden mit geringen Volllaststunden hätte das Modell 1 und 2 zudem zur Folge, dass sie über die vertragliche NAK oder die Mindestkapazität von 68 % stärker an den Netzkosten beteiligt würden, als dies im Vorschlag der BNetzA vorgesehen ist. Dies ist mit Blick auf die angestrebte Kostenreflexivität der Entgelte als positiv zu beurteilen und stellt eine bewusste Verteilungswirkung des Modells dar, die im Rahmen der weiteren Ausgestaltung transparent adressiert und bewertet werden sollte.



Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

## 5. Beantwortung der Fragen aus den Orientierungspunkten

Im Folgenden wollen wir nun auf die von Ihnen gestellten Fragen im Sachstandspapier eingehen. Fragen, die nicht das Übertragungsnetz betreffen, haben wir unbeantwortet gelassen.

### Fragenblock 1: Ab MS/NS-Ebene und NS-Kunden >100.000 kWh

#### Frage 1.1: Gibt es eine geeignetere Möglichkeit, Überschreitungen der bestellten Kapazität zuzulassen?

Alternativ kann die Kapazität gekoppelt an die vertragliche NAK erfolgen. Damit orientiert sich die Kapazität stärker an der Zielsetzung Netzausbau(-kapazität) zu minimieren und nicht genutzte Kapazität freizugeben. Sie ist auch kostenreflexiver für Weiterverteilern, da mit zunehmender dezentraler Erzeugung da die Arbeit tendenziell sinkt aber die Kapazität für z.B. Dunkelflauten weiterhin benötigt wird („ähnlich dem Prosumer-Effekt“). Die Flexibilität wird bei dieser Variante stärker eingeschränkt, steht aber bei den Weiterverteilern (machen 90 % der Erlöse beim ÜNB aus) auch nicht primär im Vordergrund oder kann durch Anreizkomponenten abgedeckt werden.

#### Frage 1.2: Wie sollte die Parametrierung ausgestaltet werden? Wie kann der Erlösanteil aus Kapazitätsbestellung begründet werden?

Der Erlösanteil kann über den Netzgleichzeitigkeitsfaktor bestimmt werden. Alternativ ist auch eine Festlegung des Kapazitätsanteils an der Erlösobergrenze (EOG) durch die BNetzA denkbar.

Eine feste prozentuale Kostenzuordnung der EOG zum Kapazitätspreis bietet Sicherheit über die Entgelteinnahmen beim Netzbetreiber (Refinanzierungskomponente) und verringert Erlösschwankungen. Der Anteil sollte daher entsprechend hoch ausgestaltet sein und könnte sich an dem bisherigen Anteil der Leistungspreiskomponente orientieren (s.o.). Auch für die Netznutzer ist die Höhe des Entgeltes besser abzuschätzen und unterliegt geringeren Schwankungen. Werden der Kapazitätskomponente hingegen z.B. die nutzungsunabhängigen Netzkosten, also i.W. die Fixkosten der Netzinfrastruktur zugeordnet, so wird der Anteil in den nächsten Jahren mit fortschreitendem Netzausbau zunehmen. Bei einer zu hohen Kapazitätskomponente (z.B. Komplette EOG) sollte jedoch mit Blick auf flexible neue Verbrauchseinrichtungen, mit prinzipbedingt geringen Benutzungsstundenzahlen beachtet werden, dass ein Hemmnis entstehen könnte in solche neuen flexiblen Verbraucher zu investieren.

#### Frage 1.3: Welche verbindlichen Vorgaben in der Festlegung werden für so ein Modell gebraucht – wo darf es Spielräume geben?

Festzulegen ist insbesondere der Anteil der EOG der auf die Kapazität entfällt, die Höhe/Art der Kostenwälzung auf die anderen Netzebenen und die Überschreitungshöhe sowie dem sachgerechten Umgang damit. Bei drei Komponenten KP, AP1, AP2 muss das Verhältnis der drei Komponenten zumindest in einem vorgegebenen Korridor liegen.

Das Verhältnis von AP2 zu AP1 ist mit dem von der BNetzA vorgegebenen Faktor 3 zu gering, um ausreichende Erlöse aus dem Kapazitätsanteil zu generieren und müsste wesentlich höher liegen.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

Frage 1.4: Braucht es in diesem Modell Vorgaben zur Bestellung einer Mindestkapazität, um bei allen adressierten Verbrauchern auch eine Beteiligung über die Kapazitätspreiskomponente sicherzustellen?

Ohne eine Regelung zur Mindestkapazität wäre es denkbar, dass ein Anschlusskunde eine zu geringe oder gar keine Kapazität bucht, um den Kapazitätspreis erheblich zu reduzieren und den AP2 (der nur geringfügig teurer ist als der AP1) dabei akzeptiert. Dadurch wären die Gesamtkosten des Kunden günstiger als eine korrekte bedarfsgerechte Kapazitätsbestellung. Eine Mindestkapazität ist sinnvoll, um dies zu verhindern. Orientierungsgröße könnte z.B. ein prozentualer Anteil an der Netzanschlusskapazität sein.

Die bestellte Kapazität sollte ein fester Prozentsatz der vertraglichen NAK sein (siehe ÜNB-Vorschlag), damit ungenutzte Kapazitäten für andere Kunden auch freigegeben werden.

**Fragenblock 3: Anreize für das Nutzungsverhalten**

*Auf die Fragen zu den Anreizen für das Nutzungsverhalten würden wir im Rahmen eines Konsultationsbeitrages zu den Orientierungspunkten der dynamischen Netzentgelten eingehen.*

**Fragenblock 4: Anreize für Investitionsentscheidungen**

Frage 4.1: Sollte den Netzbetreibern die Erhebung von Baukostenzuschüssen freigestellt bleiben oder sollte die Erhebung von BKZ verpflichtend werden?

Die verpflichtende Erhebung von Baukostenzuschüssen für alle Netzbetreiber wird als sachgerecht erachtet, um die erheblichen finanziellen Herausforderungen des Netzausbaus verursachungsgerecht zu adressieren und zugleich effiziente Investitions- und Anschlussanreize zu setzen. Vor dem Hintergrund einheitlicher Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene ist eine bundeseinheitliche und verpflichtende Ausgestaltung der BKZ-Regelungen sinnvoll. Die konkrete Ausgestaltung sollte dabei nicht lediglich in Form eines Positionspapiers erfolgen, sondern durch eine verbindliche Festlegung der Bundesnetzagentur geregelt werden, um Rechts- und Planungssicherheit zu gewährleisten. Ergänzend sollte eine explizite gesetzliche Klarstellung im Energiewirtschaftsgesetz erfolgen. Die BKZ-Regelung sollte grundsätzlich für alle Netzanschlusskunden gelten, unabhängig davon, ob es sich um Last- oder Einspeiseanschlüsse handelt; für Einspeiser kann hierbei eine abweichende Logik, insbesondere im Hinblick auf die Regionalisierung, vorgesehen werden. Um wirtschaftliche Nachteile bei den Übertragungsnetzbetreibern zu vermeiden, sind die Baukostenzuschüsse bei der Ermittlung der Kapitalkosten, in Analogie zur bisherigen Behandlung von Zuschüssen, passivisch zu kürzen (Behandlung als zinsloses Fremdkapital).

Frage 4.2: Wird eine Orientierung und Bemessung an im Einzelfall zu ermittelnden Netzausbaukosten oder eine pauschale Bemessung von Baukostenzuschüssen bevorzugt?

Eine Weiterführung der pauschalen Bemessung der BKZ würden wir begrüßen. Eine Festlegung der BNetzA zu den BKZ ist wünschenswert.

Frage 4.3: Nach welchen Maßstäben sollte eine Parametrierung erfolgen?

Die Höhe des BKZ kann sich wie bisher am Leistungspreis oder ggf. zukünftig am Kapazitätspreis orientieren.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

Frage 4.4: Sollten Baukostenzuschüsse (auch) zur Allokationssteuerung eingesetzt werden? Sollten dazu innerhalb eines Netzgebiet räumliche Differenzierungen von BKZ vorgesehen oder möglich werden?

Die BNetzA hat für das Übertragungsnetz diese Frage mit der kürzlichen Einführung von BKZ im Übertragungsnetz bereits bejaht. Die Ergebnisse der Allokationssteuerung durch den BKZ könnten aber nach einer gewissen Zeitspanne evaluiert werden.

## 6. Weitere Hinweise

**Bei der mit der Netzentgeltsystematik verbunden Zielsetzung kommt dem effizienten Ausbau der Netzkapazitäten und einer planbaren Finanzierung aus ÜNB-Sicht – auch aus Kundensicht – eine hohe Bedeutung zu.** Im Einzelnen bedeutet dies:

- Die technische NAK muss über der vertraglichen vorgehaltenen NAK liegen oder dieser entsprechen. Die wiederum muss über der tatsächlichen höchsten Leistungs-Inanspruchnahme vereinbart sein. **Überschreitungen der vertraglichen NAK lösen einen zusätzlichen Baukostenzuschuss aus.**
- Wir gehen davon aus, dass Bundeseinheitliche Netzentgelte für den Kapazitätsanteil auf ÜNB-Ebene weiterhin gewünscht sind. **Dies gilt insbesondere für die einheitlichen Entgeltbestandteile der Finanzierungsfunktion.**
- Der Kapazitätspreis im Übertragungsnetz sollte daher **nicht** regional differenziert werden. Im Rahmen von dynamisierten Netzentgelten zur Engpassminimierung und Systemstabilität ist aber ggf. eine **Differenzierung bei den Entgelten der Anreizfunktion sinnvoll.**
- Die in den Orientierungspunkten **vorgeschlagene gebuchte Kapazität sollte** in einem hohen Anteil von mindestens 68 % an die vertragliche Netzanschlusskapazität gekoppelt sein.
- **Größere Umverteilungseffekte sind zu vermeiden und in erster Linie eine Frage der konkreten Parametrierung.** Ca. 10 % der Erlöse bei den ÜNBs werden derzeit überwiegend bei großen Kunden mit reduzierten Netzentgelten nach § 19 StromNEV erlost. Die Auswirkung der Umverteilung können daher erst im Gesamtkontext aller AgNES Änderungen beurteilt werden.
- Die dritte große künftige Kundengruppe im Übertragungsnetz der **flexiblen Speicher und Elektrolyseur sind gesondert zu betrachten.** Das gleiche gilt für die Beteiligung der Einspeiser am (zunehmenden) Netzausbau bzw. Einspeiserkapazitäten.
- Die erforderlichen **Umsetzungsschritte und Fragen** für das vorgeschlagen ÜNB Modell 1 bzw. 2 sind sowohl aus Sicht der Netzbetreiber und Kunden als auch für die nachfolgenden Marktprozesse der Lieferanten relevant:
  - Festlegung des EOG-Anteils am Kapazitätspreis:  
Dieser ergibt sich aus dem Netzgleichzeitigkeitsgrad je Netzebene.
  - Berechnung der Entgelte:  
Nach der beschriebenen Berechnungslogik erfolgt die Ermittlung der Entgelte.
  - Veröffentlichung der Preisblätter:  
Die Veröffentlichung erfolgt nach den bestehenden Veröffentlichungspflichten:
    - ÜNB: 01. Oktober
    - VNB: 15. Oktober

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16.01.2026

- Umgang mit Kundenanlagen zu klären bzw. festzulegen (indirekter Netzanschlusskunde):
  - Kundenanlagen verfügen in der Regel über keine vertragliche mit dem Netzbetreiber vereinbarte NAK. Eine solche NAK ist üblicherweise zwischen dem direkten Netzanschlusskunden und dem zuständigen Netzbetreiber vereinbart. Aufgrund der Vielzahl an Kundenanlagen ist durch die BNetzA eine entsprechende Regelung zu treffen. Vorstellbar wäre, dass die für die Abrechnung relevante NAK durch den zuständigen Netzanschlusskunden benannt werden muss.
- Zukünftiger Umgang § 118 Abs. 6 EnWG Netzentgeltbefreiungen
  - Die Netzentgeltbefreiungen nach § 118 EnWG sind politisch gewollte Regelungen, die dem Ziel dienen, bestimmte Kundengruppen oder Anwendungsfälle gezielt zu entlasten. Zukünftiges Ziel sollte sein, diese Entlastungen nicht mehr durch die übrigen Netznutzer oder über die Netzentgeltkalkulation zu tragen, da dies das System der fairen und kostenorientierten Netzentgelte verzerrt. Von daher sollen die Kosten für § 118-EnWG-Befreiungen vollständig durch den Bund getragen oder über eine Umlage refinanziert werden.
- Nachfolgeregelung für § 19 Abs.2 StromNEV
  - Unklar ist, ob es eine Nachfolgeregelungen für die heutigen Kundengruppen geben soll bzw. ob und bis wann die möglichen Übergangsfristen Anwendung finden sollen. Aufgrund bestehender Kundenverträge sind im Rahmen der AgNes-Festlegung entsprechende Angaben erforderlich.