GBK-25-01-1#3
Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)
hier: Konsultation der Orientierungspunkte zu den Netzentgeltkomponenten

Stellungnahme SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG:

Sehr geehrte Damen und Herren,

die SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG (im Folgenden SWMI) nimmt hiermit die Möglichkeit zur Stellungnahme im Konsultationsverfahren der Orientierungspunkte zu den Netzentgeltkomponenten zum Festlegungsverfahren der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) wahr.

Allgemeines

Die SWMI unterstützen die Neugestaltung der Netzentgeltsystematik, um

- die Finanzierung der Netzkosten sicherzustellen (Finanzierungsfunktion), sowie
- Flexibilitäts-Hemmnisse abzubauen und netzdienliche Anreize zu setzen, um Netze effizient auszulasten und den Ausbaubedarf zu dämpfen (Anreizfunktion).

Künftig sollten Netznutzer die knappe Ressource „Netz“ bei ihren Einsatz- und Investitionsentscheidungen berücksichtigen. Dafür sind Preisanreize über Netzentgelte von zentraler Bedeutung.

Als neue Preiskomponenten befürworten wir:

- Kapazitätspreise auf Basis der Netzanschlusskapazität sowie gestaffelte Grundpreise für die Finanzierungsfunktion.
- Dynamische Arbeitspreise (inklusive Kapazitätsbuchungen zur Preisabsicherung) für die Anreizfunktion.

Daneben sollten weiterhin Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb sowie anlassbezogene Entgelte mit Anreizfunktion wie Baukostenzuschüsse bestehen. Für SLP-Niederspannungskunden ohne intelligentes Messsystem und einem Jahresverbrauch unter 100.000 kWh befürworten wir, die bestehende Systematik mit statischen Arbeitspreisen und Grundpreisen beizubehalten.

Abweichung zu den Orientierungspunkten der BNetzA:

Wir sehen lediglich die Ausgestaltung der Preiskomponenten mit Finanzierungsfunktion anders. Statische Arbeitspreise (AP1 und AP2) in Kombination mit Kapazitätspreisen bewerten wir kritisch. Sie sind u. a. zu komplex – vor allem in Verbindung mit dynamischen Entgelten und erfordern ein aufwändiges System für Kapazitätsbuchungen. Preiskomponenten mit Finanzierungsfunktion sollten außerdem primär der Refinanzierung von Netzkosten dienen und das Verhalten der Netznutzer möglichst wenig beeinflussen.[1] Effiziente Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung, die durch dynamische Arbeitspreise und Großhandelsmarktpreise entstehen, dürfen durch solche Komponenten nicht oder nur geringfügig verzerrt werden. Für diese Preiskomponente gibt es keine ideale Lösung. Es gilt,

[1] Funktionsgemäß reflektieren nur Preiskomponenten mit Anreizfunktion die kurz- und langfristigen Grenzkosten der Netznutzung – nur diese Preise sollten kostenreflexiv ausgestaltet sein.

einen Kompromiss zwischen minimalen Verzerrungen (hoher Effizienz) und Verteilungsgerechtigkeit zu finden. Dies sehen wir im aktuellen Vorschlag nicht erfüllt. Statische Arbeitspreise verursachen erhebliche Verzerrungen. Wir plädieren stattdessen für Kapazitätspreise bezogen auf die Netzanschlusskapazität für „Großkunden“ sowie gestaffelte Grundpreise für „Kleinkunden“. Nach unserer Einschätzung lässt sich mit diesen Preiskomponenten bei geeigneter Ausgestaltung ein ausgewogener Kompromiss zwischen Effizienz und Gerechtigkeit erreichen. Abschließend möchten wir darauf hinweisen, dass staatliche Zuschüsse genutzt werden könnten, um die Höhe und damit die verzerrende Wirkung der Preiskomponenten mit Finanzierungsfunktion zu begrenzen.

Schrittweise Einführung dynamischer Netzentgelte:

Für die Anreizfunktion befürworten wir einen schrittweisen Ansatz. Mit zunehmendem Digitalisierungsgrad der Netze sollten die Entgelte kontinuierlich weiter differenziert werden. Wir erachten es für sinnvoll, bereits zum Start der neuen Systematik dynamische Netzentgelte einzuführen, wenn auch teilweise in vereinfachter Form und nur für bestimmte Netzebenen, um Erfahrungen zu sammeln und die Marktteilnehmer für die neue Preissystematik zu sensibilisieren. Grundsätzlich sind ausreichende Zeiträume erforderlich, um die neuen Preiskomponenten praktikabel umzusetzen. Dies umfasst äußerst aufwendige Anpassungen in IT- und Abrechnungssystemen der Netzbetreiber und Lieferanten sowie Änderungen in der Marktkommunikation. Kurzfristige, signifikante Änderungen sind insbesondere im Massengeschäft nicht realisierbar.

Klärung der Kostenbeteiligung von Erzeugern, Speichern und Elektrolyseuren:

Vor der endgültigen Festlegung der Systematik muss definiert werden, welche Netznutzer künftig an den Netzkosten beteiligt werden. Grundsätzlich sollten zudem nur Neuanlagen mit Netzentgelten verpflichtend beaufschlagt werden. Für alle Anlagen sollte die Möglichkeit bestehen, freiwillig an dynamischen Netzentgelten teilzunehmen, wobei eine symmetrische Ausgestaltung entsprechende Anreize schaffen kann.

Vorteile der präferierten Systematik:

Die von uns favorisierte Netzentgeltsystematik mit den nachfolgenden Preiskomponenten ermöglicht den Verzicht auf einen Großteil der heute bestehenden Sonderentgelte.[2] Die Anzahl der Preiskomponenten bleibt überschaubar, die Komplexität beherrschbar. Die klare Trennung zwischen Anreiz- und Finanzierungsfunktion erhöht die Verständlichkeit und Transparenz. Bei der Gestaltung der Preiskomponenten mit Finanzierungsfunktion sollte die BNetzA darauf achten, abrupte und erhebliche Umverteilungseffekte zu vermeiden – ein Ziel, das unser Vorschlag grundsätzlich erlaubt. Die von uns favorisierte Netzentgeltsystematik sieht weiterhin ein hohes Gewicht der Leistungskomponente (Kapazitätspreis) für RLM-Kunden vor. Für Niederspannungskunden würde sie einen höheren Anteil des Grundpreises bewirken, ohne Kunden mit geringen Leistungsanforderungen gegenüber der heutigen Situation zu benachteiligen (nach Leistungsklassen gestaffelte Grundpreise).

[2] Eine Differenzierung erfolgt über die Preiskomponente mit Finanzierungsfunktion.

Kundensegment	Preiskomponente mit Finanzierungsfunktion	Preiskomponente mit Anreizfunktion
RLM-Kunden inkl. Energieintensive Industrie, Stromspeicher und Elektrolyseure sowie ggf. Erzeuger	Kapazitätspreise bezogen auf die Netzanschlusskapazität (differenziert nach Benutzungsstunden & abweichende Preishöhe für Stromspeicher, Elektrolyseure und für energieintensive Industrie sowie ggf. Erzeuger)	Dynamischer Arbeitspreis mit optionalen Preisabsicherungen durch ein Kapazitätsbuchungssystem
SLP- Niederspannungskunden ohne iMSys	Grundpreise, gestaffelt nach Leistungsklassen	Statischer Arbeitspreis
Niederspannungskunden mit iMSys		Dynamischer Arbeitspreis mit optionalen Preisabsicherungen durch ein Kapazitätsbuchungssystem (anfänglich könnten statische Arbeitspreise und die Sonderentgelte nach §14a EnWG beibehalten werden und nur Modul 3 als dynamischer Arbeitspreis ausgeprägt werden)

<u>Kapazitätspreise als Preiskomponente mit Finanzierungsfunktion</u>

Wir unterstützen die Einführung von Kapazitätspreisen. Allerdings sehen wir es kritisch, dafür ein aufwändiges Kapazitätsbuchungssystem einzuführen und Kapazitätspreise mit statischen Arbeitspreisen zu kombinieren – einem Arbeitspreis (AP1) für Bezugsmengen unterhalb der bestellten Kapazität und einem weiteren Arbeitspreis (AP2) für Mengen oberhalb dieser Kapazität, der eine rationale Kapazitätswahl fördern soll. Ein niedriger, wenig verzerrender AP2 würde dazu führen, dass kaum Kapazitäten im Voraus gebucht werden. Ein hoher AP2 bewirkt zwar höhere Kapazitätsbuchungen, erzeugt jedoch starke Verzerrungen. Insgesamt sehen wir kritisch, dass statische Arbeitspreise die effizienten Flexibilitätsanreize durch Strommarktpreise und dynamische Netzentgelte erheblich verzerren würden. Deshalb sprechen wir uns gegen diese Ausgestaltung aus.

Um die Netzkostenfinanzierung sicherzustellen, befürworten wir im RLM-Segment einen Kapazitätspreis auf Grundlage der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität sowie für alle anderen Kunden (Niederspannungskunden < 100.000 kWh) aus Vereinfachungsgründen gestaffelte Grundpreise anhand Leistungsklassen (siehe unten für weitere Erläuterungen). Bei den Kapazitätspreisen sprechen wir uns für eine Differenzierung nach den Benutzungsstunden der Netzanschlusskapazität aus (Verhältnis Energiemenge zu Netzanschlusskapazität)[3]. Damit würde analog zum bisher vorgeschlagenen Konzept die Höhe des zu zahlenden Kapazitätsentgeltes nach den Benutzungsstunden variieren – ohne das ein aufwändiges Kapazitätsbuchungssystem erforderlich wird und ohne das Anreizverzerrungen durch statische Arbeitspreise auftreten. Die Differenzierung sollte möglichst einfach gehalten werden und vor allem darauf abzielen, dass Kunden mit sehr geringen Benutzungsstunden, nicht vollständig auf die Netznutzung verzichten. Soweit keine Differenzierung der Kapazitätspreise gewünscht bzw. möglich ist, lässt sich eine identische Differenzierung des zu zahlenden Kapazitätsentgeltes auch darüber erreichen, dass der einheitliche Kapazitätspreis nur für einen bestimmten Teil der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität zu zahlen wäre und dieser Anteil nach Nutzergruppen gemäß deren Benutzungsstunden variiert.[4]

[3] Beispielsweise einen Preis je 1000 Benutzungsstunden.
[4] Entsprechend würde man beispielsweise bei 1000 Benutzungsstunden einen geringeren Anteil der Netzanschlusskapazität mit dem Kapazitätspreis verrechnen als bei 4000 Benutzungsstunden.

Neben der Finanzierungsfunktion wird mit einem Kapazitätspreis bezogen auf die Netzanschlusskapazität auch ein Anreiz generiert, dass ungenutzte, im Netzanschlussvertrag zugesicherte Netzanschlusskapazitäten, wieder von den Netznutzern freigegeben werden. Dieser Anreiz könnte sogar zu stark ausfallen und Netznutzer dazu bewegen, die vertragliche Kapazität möglichst niedrig anzusetzen, was später die Flexibilitätsbereitstellung einschränkt. Daher sollten voraussichtlich Beschränkungen (z. B. Anpassungen nur in bestimmten Stufen oder Zeitabständen) oder Kosten für die Anpassung der Netzanschlusskapazität vorgesehen werden, um häufige und übermäßige Anpassungen zu verhindern

Des Weiteren empfiehlt sich für Kapazitätspreise auch eine Differenzierung nach Nutzergruppen unter Berücksichtigung des Ramsey Prinzips, d.h. die Preise (und die damit einhergehende Netzkostenbeteiligung) sollten umso niedriger ausfallen, je höher die Preiselastizität der Nutzergruppe ist. Wir sprechen uns zur Vereinfachung für lediglich eine Differenzierung bei RLM-Kunden nach klaren Abgrenzungskriterien aus. Ein erheblich niedrigerer Kapazitätspreis sollte nach unserer Einschätzung deshalb für Stromspeicher, Elektrolyseure und die energieintensive Industrie sowie ggf. Erzeugungsanlagen gelten. Der Kapazitätspreis sollte dabei jedoch mindestens typische Netzanschlusskosten widerspiegeln. Prinzipiell wäre es auch denkbar für diese Nutzergruppe auf den Kapazitätspreis zu verzichten; allerdings würde damit auch der Anreiz zur effizienten Wahl der vertraglich zugesicherten Netzanschlusskapazität verloren gehen und die Verursachergerechtigkeit bei den Netzanschlusskosten wäre nicht gewährleistet.

Grundsätzlich wäre es zur Berücksichtigung des Ramsey Prinzips auch geboten, dass Haushaltskunden mehr als Gewerbe und Industriekunden zahlen. Durch die von uns vorgeschlagene Methodik mit Kapazitätspreisen für die Netzanschlusskapazität und gestaffelten Grundpreisen sowie aufgrund der weiterhin geplanten Netzkostenwälzung sehen wir dies als erfüllt an. Die von uns vorgeschlagene Methodik mit einer Differenzierung der Kapazitätspreise nach Benutzungsstunden wie auch Nutzergruppen ermöglicht es zudem, dass die BNetzA darauf Einfluss nehmen kann, dass es abrupt zu keinen erheblichen Umverteilungseffekten kommt.

Da wir eine andere Methodik für die Preiskomponenten mit Finanzierungfunktion vorschlagen, gehen wir auf die Fragen der BNetzA zu deren Ausgestaltung in den Orientierungspunkten an dieser Stelle nicht ein.

Dynamische Arbeitspreise als Preiskomponente mit Anreizfunktion

Wir sehen in dynamischen Arbeitspreisen die passende Wahl für eine Entgeltkomponente mit Anreizfunktion. Die dynamischen Preise spiegeln die kurz- und langfristigen Grenzkosten der Stromnetznutzung wider. Sie sind kostenreflexiv. Wir bekräftigen zudem, dass dynamische Netzentgelte nicht die gesamten Netzkosten zielgenau erlösen werden können und deshalb durch Preiskomponenten mit Finanzierungsfunktion zu ergänzen sind. Dies gilt sowohl kurz- als auch langfristig. Wir werden uns in Bezug auf die Orientierungspunkte der BNetzA vom 17.12.2025 zur dynamischen Netzentgeltkomponente detailliert in einer separaten Stellungnahme beziehen. An dieser Stelle möchten wir lediglich unsere Unterstützung für diese Preiskomponente äußern und eine Möglichkeit für Preisabsicherungen darlegen.

Wir sehen zwar für die Preiskomponente mit Finanzierungsfunktion ein Kapazitätsbuchungssystem nicht als zweckmäßig an – jedoch für die Preiskomponente mit Anreizfunktion. Eine effiziente Wahl von Kapazitätsbuchungen wird dabei dadurch angereizt, dass oberhalb gebuchter Kapazitäten dynamische Arbeitspreise gelten. Soweit sich ein Netznutzer gegen dynamische Arbeitspreise absichern möchte, kann er Kapazitätsbuchungen im Voraus vornehmen. Ein Netznutzer würde Kapazitäten mit dem vorab feststehenden Preis buchen, soweit er erwartet, dass dies kostengünstiger ist als die Abrechnung der betreffenden Kapazität mit dynamischen Arbeitspreisen im Jahresverlauf. Kapazitätsbuchungen für die Netznutzung wären in ihrer Funktion ähnlich zu sehen wie Terminkontrakte der

Strombörse. Die dabei zutreffenden Preise sind lokal differenziert analog zu den dynamischen Arbeitspreisen auszuprägen. Es könnten zusätzlich Kapazitätsbuchungen auch nur für bestimmte Zeitscheiben ausgeprägt werden, für die wiederum individuelle Preise zu bestimmen wären. Die zuvor dargelegten Kapazitätsbuchungen würden eine nützlich Absicherungsfunktion für dynamische Netzentgelte bieten – sowohl für die Einnahmen der Netzbetreiber als auch für die Netzentgeltkosten der Netznutzer.

Das hier beschriebene Kapazitätsbuchungssystem wäre anfänglich nur für diejenigen Netznutzer erforderlich, für die auch dynamische Netzentgelte ausgeprägt werden. Die Vorgehensweise ermöglicht den schrittweisen Aufbau der Systeme für dynamische Netzentgelte und Kapazitätsbuchungen im Sinne von Learning-by-Doing, ohne dass sofort eine massentaugliche Umsetzung erforderlich wird.

BNetzA-Fragen:

Ist es zutreffend, dass in engpassbelasteten Netz(-bereichen) in den Netzebenen 1-3 die Voraussetzungen zur Engpassprognose gegeben sind?

Messdaten liegen vor. Eine Integration in das Netzleitsystem und eine Prognose der Netzlast ist heute nicht zwangsläufig vorhanden. Diese Fähigkeit ist ggf. aufzubauen, wofür ein ausreichend langer Umsetzungszeitraum einzuplanen ist.

Wie sieht es in der Ebene 4 (HS/MS) aus?

Herausfordernder – aufgrund der Vielzahl der Umspannstationen.

Nach welchen Kriterien sollte über die gestaffelte Einführung von dynamischen Entgelten entschieden werden?

Erforderlicher Umsetzungszeitraum sowie Bedarf bzw. Nutzen im Vergleich zu den Kosten bzw. Digitalisierungsbedarf.

Stellen Speicher oder andere Gruppen auf höheren Spannungsebenen eine geeignete Nutzergruppe zum Start dar?

Speicher, Elektrolyseure sowie ggf. Erzeugungsanlagen und Kunden > 100.000 kWh sowie optional §14a Kunden.

Wie schnell kann das Zielmodell auf weitere Netzebenen ausgerollt werden?

3 bis 5 Jahre nach Bekanntgabe des Modells für die Ebenen 1 bis 3 und 5 bis 10 Jahre für die übrigen Ebenen. Dies bezieht sich auf die Ausprägung dynamischer Netzentgelte. Die Weitergabe dynamischer Netzentgelte oberer Netzebenen an Netznutzer unterer Ebenen kann über eine zentrale Plattform mit standardisierten Schnittstellen voraussichtlich früher erfolgen (3 bis 5 Jahre).

Wie bewerten Sie Zwischenschritte mit geringerer Dynamik (z.B. Zeitfenster bezogen aufs gesamte Netzgebiet), wenn die Einführung mehr als 5 Jahre dauern sollte?

Auf den Ebenen 1 bis 3 beginnen; bei fehlender Digitalisierung und Prozessgestaltung zunächst zeitvariable Netzentgelte umsetzen; anschließend Dynamik und Auslastungsabhängigkeit erhöhen.

Welche weiteren Nutzergruppen sollen zu welchem Zeitpunkt einbezogen werden (Erzeuger, Industrie, steuerbare Verbraucher? Was ist dabei zu beachten?

Großverbraucher, Speicher sowie ggf. Erzeuger sollten zeitnah einbezogen werden. Steuerbare Verbraucher sollten anfänglich optional und später verpflichtend einbezogen werden. Vollständig unflexible Verbraucher sollten dauerhaft ausgeschlossen sein.

Wie soll mit §14a-Modul 3 verfahren werden?

Dynamische Netzentgelte könnten zunächst als Modul 3 nach §14a EnWG ausgeprägt werden. Nach einer gewissen Übergangszeit, z. B. einer Regulierungsperiode, sollten diese dann vollständig das Sondernetzentgelt für steuerbare Verbrauchseinrichtungen ersetzen. Dann würden für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gestaffelte Grundpreise sowie die dynamischen Arbeitspreise gelten.

Kunden in der Niederspannung <100.000 kWh

Für Kunden ohne Leistungsmessung und ohne intelligentes Messsystem sollte weiterhin die bestehende Netzentgeltsystematik mit statischen Arbeitspreisen und Grundpreisen fortgeführt werden. Für Prosumer unterstützen wir keine saisonalen Arbeitspreise oder pauschal höhere Grundpreise.

Undifferenzierte Grundpreise würden angesichts der großen Heterogenität von Letztverbrauchern zu einer stark größenabhängigen spezifischen Kostenbelastung führen und dem Gerechtigkeitsempfinden zuwiderlaufen. Gleichzeitig sollte eine Differenzierung der Grundpreise überschaubar bleiben, um die Komplexität beherrschbar zu halten.

Wir sprechen uns für Niederspannungskunden mit weniger als 100.000 kWh sowohl kurz- als auch langfristig für gestaffelte Grundpreise nach Leistungsklassen aus, um die Kapazitätsnachfrage dieser Kunden typisiert zu approximieren. Derart gestaffelte Grundpreise erachten wir für diese Kundengruppe als vorzugswürdig, da für diese kein konsistenter Bezug auf die Netzanschlusskapazität hergestellt werden kann und die Netzanschlusskapazitäten in diesem Segment historisch bedingt meist überdimensioniert sind.

Daneben setzen wir uns dafür ein, dass langfristig für Kunden mit intelligentem Messsystem verpflichtend dynamische Arbeitspreise genutzt werden. Übergangsweise könnten für steuerbare Verbrauchseinrichtungen die Sonderentgelte (Module) nach §14a EnWG weiter bestehen und dynamische Arbeitspreise lediglich im Modul 3 zur Anwendung kommen.

BNetzA-Fragen:

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

Gestaffelte Grundpreise nach Leistungsklassen. Zudem sollten langfristig für alle Kunden mit intelligentem Messsystem dynamische Arbeitspreise verpflichtend zur Anwendung kommen.

Welche Auswirkungen auf den Wettbewerb im Haushaltskundenbereich sind zu erwarten?

Flexibilitätsanbieter würden gestärkt. Es würde ein höherer Förderbedarf oder Rückgang des Ausbaus von PV-Aufdachanlagen resultieren. Kritisch ist die Auswirkung einer neuen Netzentgeltsystematik für bestehende PV-Aufdachanlagen, deren Wirtschaftlichkeit auch an der bisherigen Netzentgelteinsparung hängt, die sich durch statische Arbeitspreise ergibt.

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

Nein.

Welche Einführungsdauer wird gesehen, wenn alle Fragen geklärt sind?

2 bis 3 Jahre für gestaffelte Grundpreise.

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

Einschränkungen nach oben und unten sehen wir als sinnvoll an. Der statische Arbeitspreis sollte im Vergleich zu heute ein deutlich geringeres Gewicht haben.

Baukostenzuschüsse

Wir bekräftigen, dass sich ein einmaliger Baukostenzuschuss eignet, um die Knappheit von Netzanschlusskapazitäten im Zuge von Investitionsentscheidung zu berücksichtigen. Damit können zusätzlich zu den dynamischen Netzentgelten bereits beim Netzanschluss Anreize für eine systemdienliche Standort- und Kapazitätswahl gesetzt werden. Entsprechend stellen Baukostenzuschüsse eine weitere Preiskomponente mit Anreizfunktion dar.

BNetzA-Fragen:

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

Freigestellt.

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

Pauschal.

Nach welchen Maßstäben sollte eine Parametrierung erfolgen?

Bemessen an den Preisen für Kapazitätsbuchungen zur Absicherung dynamischer Netzentgelte und ggf. der typischen Dauer von Netzausbaumaßnahmen je Netzebene.

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

Ja, räumliche Differenzierung analog zu den dynamischen Netzentgelten sinnvoll.