Stellungnahme

Orientierungspunkte der BNetzA (GBK-25-01-1#3): Grundmodell oberhalb der Niederspannung

Berlin, 16. Januar 2026

Zusammenfassung und allgemeine Bewertung

Enpal begrüßt den Prozess der Bundesnetzagentur (BNetzA), die Netzentgeltsystematik grundlegend zu modernisieren. Der AgNes-Prozess bietet die Möglichkeit, eine Netzentgeltsystematik zu schaffen, die Flexibilität belohnt, kluge Investitionsanreize schafft, Anreize für einen effizienteren Netzausbau setzt und dadurch volkswirtschaftliche Kosten senkt. Dabei gilt es, Anreize für dezentrale Anlagen zu erhalten, die Energiewende nicht durch prohibitive starre Kostenkomponenten abzuwürgen und gleichzeitig die Finanzierungssicherheit der Netze zu gewährleisten.

Eine detaillierte Auswertung zu den geteilten Aspekten der Modelle (beispielsweise der Unterteilung der Entgeltkomponenten in Anreiz- und Finanzierungsfunktion) wird in der Stellungnahme zu den Netzentgelten in der Niederspannung folgen. **Diese Stellungnahme** bezieht sich **nur** auf **die Themenbereiche**, die das **Grundmodell oberhalb der Niederspannung** betreffen.

Der von der BNetzA vorgeschlagene **Übergang zu einem System der bestellten Kapazität** verbessert die Anreize für Flexibilität gegenüber dem Leistungspreis und ist **zu begrüßen**. Allerdings müssen Überschreitung der wählbaren bestellten Kapazität für netzdienliches Verhalten möglich sein, etwa im Zusammenspiel mit einer dynamischen Anreizkomponente. In diesem Rahmen ist wichtig, dass **Arbeitspreise grundsätzlich als dynamische Komponenten** gedacht werden und ein **Arbeitspreis 2 (AP 2) nicht prohibitiv wirkt**, um Spielraum für flexibles Verhalten zu schaffen. Es muss in diesem Kontext ein

klares und einheitliches Rahmenwerk sowie Prozesse für die Parametrierung der Kostenkomponenten geben, um eine starke Heterogenität und prohibitiv hohe Entgelte zu vermeiden. Die vorgeschlagene **Grenze von 100.000 Kilowattstunden (kWh) sollte belassen werden**, um übermäßigen Aufwand in der Einführung zu vermeiden und die Nachvollziehbarkeit der Änderung auf Anschlussnutzerseite zu gewährleisten. Zugleich sollte es Anschlussnutzern optional ermöglicht werden, in das System eines Kapazitätspreises zu wechseln. Die Erhebung eines **Baukostenzuschusses** (BKZ) ist abzulehnen – prinzipiell wirken diese starren Komponenten flexibilitätseinschränkend.

Fragen der Bundesnetzagentur

Im Folgenden nutzen wir die Gelegenheit, auf einzelne Fragen der BNetzA einzugehen.

Zum Grundmodell oberhalb der Niederspannung

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

Der Übergang zu einem System der bestellten Kapazität ist sinnvoll und bietet mehr Optionen für flexibles Verhalten als eine Bepreisung der jährlichen Leistungsspitzen. Überschreitungen der bestellten Kapazität sollten jedoch nicht prohibitiv hohe Mehrkosten aufweisen, insbesondere, wenn eine Überschreitung netzdienlich wäre. Andernfalls hätte ein Kapazitätspreis eine gleichsam einschränkende Wirkung wie der bestehende Leistungspreis.

Eine Überschreitung der bestellten Kapazität könnte im Zusammenspiel mit einer dynamischen Komponente angeregt werden, um Netzengpässe zu überwinden und Flexibilitäten netzdienlich zu nutzen. Wenn die dynamische Komponente negativ ausfällt und über dem Niveau von AP 2 liegt, gäbe es Anreize für die Überschreitungen der bestellten Kapazität.

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

Die Höhe von AP 2 könnte auf einer Multiplikation oder einem Faktor von Arbeitspreis 1 (AP 1) basieren. Wie bei der Gestaltung der Tarifstufen in Modul 3, könnte die BNetzA eine Spanne für diesen Faktor definieren. So wäre gewährleistet, dass die Kosten von AP 2 nicht zu hoch ausfallen und flexibles Verhalten durch entsprechende Bepreisung eingeschränkt wird.

Hinsichtlich des Erlösanteils und der Kostenreflexivität der verschiedenen Komponenten gibt es erhebliche Komplexitäten und diverse Gestaltungsmöglichkeiten, die es mit ihren jeweiligen Auswirkungen zu bedenken gilt. Zunächst ist es wichtig, die Höhe der einzelnen Komponenten und ihr Verhältnis zueinander zu betrachten. Während ein hoher Kapazitätspreis die bestellte Leistung des Anschlussnutzers reduziert und Lastspitzen verhindert, steigen über einen teuren Arbeitspreis die Hürden für Flexibilität. Hohe Kosten in einer Komponente sollten sich in geringeren Kosten der anderen Komponente widerspiegeln. Der Spread zwischen AP 1 und AP 2 ist zudem ausschlaggebend. Ausgeprägte Unterschiede zwischen den zwei Werten fördern das Peak-Shaving und eine Reduktion des Netzbezugs. Ein geringerer Spread reduziert die notwendigen Hürden für die Überschreitung der bestellten Kapazität. Diese Auswirkungen und mögliche Wechselwirkungen müssen auch bei der Parametrierung abgewogen werden.

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

Es muss ein klares und einheitliches Rahmenwerk sowie Prozesse für die Parametrierung der Kostenkomponenten geben, um eine starke Heterogenität der Struktur der Entgelte zu vermeiden. Wie in den Orientierungspunkten erwähnt, muss dem Anschlussnutzer die Möglichkeit unterbreitet werden, die bestellte Kapazität frei festzulegen. Es sollten auch Anreize geschaffen werden, diesen Wert möglichst realistisch zu wählen. Dieser Grenzwert sollte einmal pro Jahr festgelegt werden können. Eine Erhöhung der Kapazität sollte allerdings auch innerhalb eines Jahres nach der Installation neuer flexibler Anlagen

(beispielsweise eines Batteriespeichers und einer PV-Anlage) ermöglicht werden. In diesem Prozess wird eine verbesserte und schnellere netzdienliche Einbindung dieser Anlagen und ihrer Leistung ermöglicht. Reduktionen der bestellten Kapazitätsgrenze sollten auch unterjährig jederzeit möglich sein.

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

Eine Mindestkapazität sollte im Rahmen dieses Modells nicht erforderlich sein und würde de facto wie ein Grundpreis wirken. Das Problem lässt sich über die zwei Arbeitspreise von selbst lösen, solange AP 2 entsprechend parametriert ist. Wenn ein Verbraucher die Mindestkapazität zu niedrig ansetzt, dann trägt dieser höhere Kosten über AP 2. Diese Gestaltungslogik führt automatisch zu Anreizen für eine realistische Festlegung der Kapazitätsgrenze seitens des Anschlussnutzers.

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

Es ist weiterhin sinnvoll, an der Grenze von 100.000 kWh festzuhalten. Bei Anschlussnutzern mit niedrigeren Verbräuchen könnte die Einführung des Kapazitätspreises zu unverhältnismäßigen Aufwand führen, der aufgrund der geringen Gleichzeitig nicht berechtigt ist. Eine Option zum freiwilligen Wechsel in dieses Regime sollte aber Kunden mit einem Verbrauch unter 100.000 kWh und einem iMSys angeboten werden, wenn diese ihre Verhalten und Kosten in diesem Modell optimieren wollen. Zudem würden durch den Beibehalt der Abgrenzung keine negativen Konsequenzen für bestehende Investitionen entstehen, die unter der Erwartung eines Richtwerts von 100.000 kWh getätigt wurden. Dies würde die Verständlichkeit und Nachvollziehbarkeit der Änderung auf Anschlussnutzer gewährleisten.

Zu den Anreizen für Investitionsentscheidungen

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

Baukostenzuschüsse sind abzulehnen. Diese Kosten sind bereits jetzt ein großes Hemmnis für die Projektentwicklung neuer flexibler Anlagen über die hohen Kapitalanforderungen. Diese können beispielsweise bei Großbatteriespeichern bis zu 20 % der gesamten Errichtungskosten entsprechen. Netzbetreiber erzielen derzeit auch keine zusätzlichen Einnahmen über den BKZ, da Einkünfte erlösmindernd sind. In diesem Kontext erfüllt der BKZ weder eine Finanzierungs- noch eine tatsächliche Anreizfunktion aufgrund der mangelnden räumlichen Differenzierung. Der BKZ führt hauptsächlich zu einem Ausbau des Anschlusses anhand der tatsächlichen Bedürfnisse. In Zukunft könnte dies anhand der Kapazitätsbestellung erfolgen, die die Dimensionierung des Anschlusses ebenfalls abbilden kann. Über die bestellte Kapazität hinaus könnte der Netzbetreiber eine gewisse Aussteuerungsreserve oder einen Puffer für neue Anschlüsse hinzufügen, welcher Spielraum für Flexibilität schafft.

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

Falls ein BKZ erhoben werden soll, was wir prinzipiell nicht begrüßen, sollte eine Bemessung grundsätzlich beide Ansätze kombinieren. Pauschale Kosten pro kW angeschlossener Leistung könnten anfallen, die anhand der erwarteten Netzausbaukosten sowie des Engpassmanagements im Netzgebiet individuell erhöht oder reduziert werden. Dies gewährleistet, dass Investitionen an netzdienlichen Standorten stattfinden und der Baukostenzuschuss tatsächlich eine Anreiz- oder Steuerungsfunktion erfüllt. Allerdings darf dieser Prozess nicht zu individualistisch und kleinteilig gestaltet sein. Wenn dies der Fall wäre, könnte die Berechnung des BKZ die Inbetriebnahme und den Ausbau von neuen Netzanschlüssen stark ausbremsen. Dies könnte über eine klare und kurze Frist zur Berechnung der Kosten verhindert werden. Ähnliches gilt für die Höhe des BKZ. Hier sollte

es Preisober- und Untergrenzen geben, um zu gewährleisten, dass ein BKZ die Realisierung einer neuen Anlagen nicht unterbindet.

Nach welchen Maßstäben sollte eine Parametrierung erfolgen?

Siehe vorherige Antwort.

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

Das Hauptinstrument zur Steuerung von Investitionsentscheidungen sollten dynamische Arbeitspreise sein. Falls die BNetzA sich dennoch für einen verpflichtenden BKZ entscheidet, sollte eine preisliche Differenzierung des BKZ abhängig vom Standort die Allokationssteuerung ermöglichen, um zu gewährleisten, dass Anlagen sich an den aus Netzsicht optimalen Standorten ansiedeln. Da sich die Mehrkosten für den Netzausbau nicht nur über den Standort, sondern auch über die angeschlossene Technologie unterscheiden, könnte auch ein technologiespezifischer BKZ in Erwägung gezogen werden. Im Vergleich zu einem unflexiblen Verbraucher ist die Belastung eines flexiblen Batteriespeichers der sich – idealerweise durch dynamische Arbeitspreise incentiviert – netzdienlich verhält, für das System geringer.

Kontakt:

[redacted]

Über Enpal:

Enpal bietet eine integrierte Gesamtlösung für dezentrale Energie – mit Solaranlage, Batteriespeicher, Wallbox, Smart Meter und Wärmepumpe. Herzstück ist die KI-gestützte Stromhandelsplattform Enpal.One+, die zehntausende Speicher zu einem virtuellen Kraftwerk vernetzt und Strombezug sowie -einspeisung am Strommarkt intelligent optimiert. Seit der Gründung 2017 in Berlin etablierte sich Enpal als Marktführer für Solaranlagen in Europa, als Marktführer für Wärmepumpen in Deutschland, sowie als größter wettbewerblicher Messstellenbetreiber für Smart Meter in Deutschland. Heute vertrauen mehr als 100.000 Kundinnen und Kunden mit über 300.000 dezentralen Energieanlagen auf Enpal. Weitere Informationen finden Sie unter corporate.enpal.com und auf LinkedIn.