Orientierungspunkte Netzentgeltkomponenten; GBK-25-01-1#3

Stellungnahme des Verbands der Automobilindustrie (VDA) e.V.

Der VDA bedankt sich für die Möglichkeit der Stellungnahme zu den Orientierungspunkten zu den Netzentgeltkomponenten der BNetzA.

Zur besseren Übersicht haben wir die für uns **relevanten Fragen fett markiert** und die für uns nicht relevanten Fragen ausgegraut. Dabei bezieht sich die Stellungnahme vor allem auf das Kundensegment „Ab MS/NS-Ebene und NS-Kunden>100.000 kWh“.

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?

Aus Sicht des VDA sollte eine stärkere Beteiligung sorgsam abgewogen werden, da Prosumer mit ihren Investitionsentscheidungen auch einen Beitrag zur Energiewende leisten. Wichtig wäre, dass ein solcher Beitrag zur Finanzierung der Gesamtkosten auch bei allen Endkunden ankommt (bspw. über einen niedrigeren Arbeitspreis für alle).

Zur Umsetzung wurden von der BNetzA drei Modelle vorgeschlagen:

- Höherer Grundpreis
- Saisonaler Arbeitspreis
- Kapazitätspreis für alle Kunden der NS

Als VDA sehen wir Vorteile bei dem Modell eines höheren Grundpreises. Auch ein freiwilliger Wechsel in das Modell eines Kapazitätspreises (ursprünglich von der BNetzA nur für Verbraucher > 100.000 kWh vorgeschlagen) wäre denkbar. Um dem Argument der Übervorteilung großer Anlagen zu entgehen, könnten beide Modell kW-Peak-abhängig gestaltet. Das Modell eines saisonalen Arbeitspreis erscheint nicht sinnvoll.

Welche Auswirkungen auf den Wettbewerb im Haushaltskundenbereich sind zu erwarten?

Wenn sich die Frage auf die Effekte eines höheren Grundpreises für Prosumer bezieht: Aus unserer Sicht sind keine großen Effekte zu erwarten. Bei prohibitiv hohen Grundpreisen ist der Investitionsanreiz für eine PV-Anlage geringer. Um Extrembeispiele zu verhindern, könnte die BNetzA Leitlinien für die Berechnung der Entgelte erstellen.

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

Eine direkte Netzabrechnung ist heute schon freiwillig möglich, wird aber in der Praxis wenig genutzt. Aus Sicht des VDA sollten die Kapazitäten der Netzbetreiber an der Stelle sinnvoller in den Smart Meter Rollout gesteckt werden.

In dem Großteil der heutigen Vertragskonstrukte werden dabei ohnehin heute auch die Netzentgelte 1:1 an den Kunden weitergegeben. Darüber hinaus stellt sich die Frage, wie bei

einer Optimierung auf Netzentgelte durch den Netzbetreiber oder vom Kunden beauftragten Dritten mit Interdependenzen für die Optimierung auf den Strommarkt durch den Lieferanten umzugehen wäre.

Welche Einführungsdauer wird gesehen, wenn alle Fragen geklärt sind?

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

Hier werden nach Einschätzung des VDA Leitlinien für die Netzbetreiber benötigt.

Anreize für 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?

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

Aus Sicht des VDA ist das Kriterium hier in erster Linie die Fähigkeit seitens der Netzbetreiber. Wir sehen die Digitalisierung der Energiewende als Grundbedingung und fordern, den Einbau von Smart Metern zu beschleunigen (Siehe auch Positionspapier des VDA zum Smart-Meter Rollout).

Darüber hinaus sprechen wir folgende Empfehlung aus: Zielschritte für die Einführung von dynamischen Entgelten sind festzulegen. Dies soll als Step-by-Step Prozess – ohne von vornerein Deadlines zu setzen – aber mit klaren Verbindlichkeiten (und ggf. auch über Sanktionsmöglichkeiten) für die Netzbetreiber, geschehen.

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

Wie schnell kann das Zielmodell auf weitere Netzebenen ausgerollt werden?

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

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

Auch wenn steuerbare Verbraucher grundsätzlich ein interessanter Startfall sind, sind mögliche Überschneidungen mit der 14a-Festlegung zu beachten.

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

Nach Meinung des VDA sollte die Festlegung des 14a EnWG definitiv beibehalten werden. Wir sehen dabei § 14a-Modul 3 als ersten Schritt hin zu Flexibilisierung, mit variablen Netzentgelten und den dazugehörigen Prozessen, der in den nächsten Jahren weiter ausgebaut werden kann (bspw. statische -> dynamische Netzentgelte). Nach unserem Verständnis wird Modul 3 als Testlauf gesehen, für dynamische Verfahren, die danach kommen werden.

Die Annahmen der Preise des Heimladens sind auch Teil der Grundlage für Investitionen in ein E-Fahrzeug. Um diesen positiven Effekt für den notwendigen Hochlauf der E-Mobilität und die damit einhergehende Dekarbonisierung des Verkehrs zu erhalten, erscheint es sinnvoll, die 14a-Kunden zunächst im aktuellen System aus Grundpreis, Arbeitspreisen und Modulen 1-3 zu belassen und zu einem späteren Zeitpunkt bzw. bei Opt-In in das neue System zu überführen.

In jedem Fall betont der VDA, dass der Smart Meter Rollout und die Konfiguration des intelligenten Messsystems für den Tarifanwendungsfall 7 (Zählerstandsgangmessung) als Standard für die Abrechnung des Modul 3 bereits heute und aber auch für eine zukünftige weitere Dynamisierung unumgänglich sind.

Anreize für Investitionsentscheidungen

- Sollte den Netzbetreibern die Erhebung von Baukostenzuschüssen freigestellt bleiben oder sollte die Erhebung von BKZ verpflichtend werden?
- Wird eine Orientierung und Bemessung an im Einzelfall zu ermittelnden Netzausbaukosten oder eine pauschale Bemessung von Baukostenzuschüssen bevorzugt?
- Nach welchen Maßstäben sollte eine Parametrierung erfolgen?
- Sollten Baukostenzuschüsse (auch) zur Allokationssteuerung eingesetzt werden? Sollten dazu innerhalb eines Netzgebiet räumliche Differenzierungen von BKZ vorgesehen oder möglich werden?