Stellungnahme 1KOMMA5° zu den Orientierungspunkten Netzentgeltkomponenten; GBK-25-01-1#3

Grundsätzliches

1KOMMA5° begrüßt ausdrücklich, dass die Bundesnetzagentur mit den Orientierungspunkten einen klar strukturierten Rahmen für die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik vorlegt und die Debatte über die künftige Ausgestaltung der Entgeltkomponenten proaktiv und innovativ öffnet. Besonders positiv hervorzuheben ist, dass das Papier die Anreizkomponente als eigenständiges Reformelement adressiert und damit die Rolle von kostenreflexiven Signalen (insbesondere zur zeitlichen und ggf. regionalen Steuerung der Netznutzung) sichtbar macht. Aus unserer Sicht sollte diese Anreizperspektive im Gesamtdesign jedoch noch stärker als Leitprinzip herausgestellt werden – warum, skizzieren wir im folgenden Abschnitt. Die Beantwortung ausgewählter Fragen folgt im Anschluss.

Kritik der Trennung von Anreiz- und Finanzierungsfunktion

Die Orientierungspunkte schlagen vor, künftige Netzentgelte „vor allem durch zwei konzeptionell zu unterscheidende Arten von Entgeltkomponenten" zu bilden: Komponenten mit Finanzierungsfunktion (nahezu vollständige Refinanzierung, „nach Möglichkeit wenig" Verhaltensbeeinflussung) und Komponenten mit Anreizfunktion (Internalisierung von Kostenwirkungen, v. a. über dynamische Arbeitspreise). Zugleich wird unterstellt, dass sich beide Funktionen grundsätzlich separaten Entgeltkomponenten zuordnen lassen und später ggf. wieder „zusammenfassen" lassen. Diese Trennlogik ist aus ökonomischer Sicht problematisch – und sie birgt das Risiko, dass ausgerechnet das zentrale Reformziel (Kostenreflexivität/Netzdienlichkeit) strukturell geschwächt wird.

Die zentrale Systemlogik sollte nicht „Finanzierung vs. Anreiz", sondern „Grenzkostensignal vs. Residualkosten" sein.
Ein effizientes Netzentgeltsystem muss vor allem Ort- und Zeitknappheit der Netzinfrastruktur abbilden, damit Netznutzende ihre kurz- und langfristigen Entscheidungen (Einsatz von Flexibilität, Investitionen, Standort/Dimensionierung) an den tatsächlich verursachten Netzkosten ausrichten können. Genau diese Preisdifferenz zwischen Engpasszeiten und Zeiten freier Kapazität ist die „zentrale Stellschraube", um ein ökonomisches Gleichgewicht zwischen Netzausbau und Nutzungsanpassung zu erreichen; das Preisniveau sollte auf einem fundierten Ansatz beruhen (z. B. langfristige Grenzkosten/LRMC). Die Refinanzierungsanforderung ist dabei keine eigenständige Tarif-„Funktion", die man vom Effizienzsignal abspalten sollte, sondern eine Nebenbedingung: Grenzkostenbasierte, zeitvariable Preise müssen um eine Residualkosten-Komponente ergänzt werden – aber so, dass sie die Grenzkostensignale „möglichst wenig verzerrt" (z. B. fixe Grundgebühren; Differenzierung ggf. nach wohlfahrts- oder verteilungspolitischen Kriterien).

Die vorgeschlagene Trennung ist in der Praxis nicht konsistent: Finanzierungskomponenten sind nie „anreizarm". Das Konsultationspapier erkennt selbst an, dass Finanzierungs-Komponenten „zwangsläufig immer auch Verhaltensanreize" setzen und diese Wirkung „so gering wie möglich" gehalten werden solle. Genau hier liegt das Problem: Sobald der Großteil der Erlösobergrenze über (statische) Arbeits-, Kapazitäts- oder Grundpreise eingebracht wird, dominieren diese Bestandteile die Entscheidung der Netznutzer – und können die beabsichtigten dynamischen Signale überlagern oder konterkarieren. Das Positionspapier „Flexibel ist das neue Solidarisch" warnt explizit, dass starre, ganzjährige Preisbestandteile (z. B. Grundpreise, fixe Jahreshöchstlastlogiken, fixe Baukostenzuschüsse) die Kostenreflexivität behindern und damit die Effizienz der Anreize schwächen. Wenn Anreize nur als „Add-on" neben einer primär auf „möglichst wenig Beeinflussung" ausgelegten Finanzierungslogik laufen, wird das System komplex, ohne zuverlässig die gesuchten Effekte (Peak-Reduktion, Engpassentlastung, geringerer Ausbaubedarf) zu liefern.

Alternative: Anreizfunktion als Grundelement – Residualkosten/Abweichungen über ein Regulierungskonto ausgleichen. Statt die Systematik in „Finanzierung" und „Anreiz" zu trennen, sollte das Grundelement ein (regional und zeitlich) kostenreflexives Grenzkostensignal sein – insbesondere zur Abbildung zukünftiger Ausbaukosten (LRMC) und Engpass-/Knappheitssituationen. Die verbleibenden Residualkosten (Bestands-/Gemeinkosten) sollten – wie in der LRMC-Logik vorgesehen – über eine möglichst nicht-verzerrende Komponente gedeckt werden; staatliche Zuschüsse gehören, wenn politisch gewollt, genau dort hinein, um Grenzkostensignale nicht zu beeinträchtigen. Für die unvermeidlichen Mehr-/Mindereinnahmen aus dynamischen

Signalen bietet sich ein Regulierungskonto/Saldoausgleich an: Abweichungen zwischen zulässigen Erlösen (EOG) und Ist-Erlösen aus dem Grenzkostentarif werden periodisch verbucht und in späteren Perioden neutral (z. B. über einen pauschalen Zuschlag/Abschlag oder eine fixe, wenig verzerrende Residualkomponente) ausgeglichen. Damit bleibt die Anreizfunktion unangetastet, während die Refinanzierung verlässlich gesichert wird.

Fragen der BNetzA

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

Der Schwerpunkt unserer Aktivitäten liegt im Kundensegment deutlich unter 100.000 kWh. Wir teilen jedoch die Ansicht vieler Stakeholder der AgNes-Debatte, dass die Grenze von 100.000 kWh für die Einführung einer neuen Netzentgelt-Systematik nicht sachgerecht erscheint und möchten uns daher auch mit Blick auf diese Möglichkeit einer Absenkung zu einigen der Fragen äußern.

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

Die Differenzierung der mengenbezogenen Komponente in einen AP 1 (für alles unterhalb der gewählten Kapazität) und einen AP 2 (für alles oberhalb der gewählten Kapazität) erscheint sinnvoll.

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

Wenn ein zukünftiges System eine Kapazitätsbestellung beibehalten soll, sollte ihr Erlösanteil nicht politisch „frei" gewählt, sondern streng aus dem Residualkostenblock abgeleitet werden – also aus den Kosten, die nicht durch das dynamische Grenzkostensignal effizient adressiert werden können. Der Erlösanteil der Kapazitätsbestellung sollte also der Residualkostenanteil (ggf. inkl. kleiner, wirklich fixen Betriebs-/Vorhaltekosten) und nicht der „Hauptfinanzierungshebel" sein. Das entspricht der Dreiteilung aus unserem Positionspapier „Flexibel ist das neue Solidarisch": Zukunftsinvestitionen über dynamische €/kWh, Betriebskosten verursachergerecht (z. B. Verluste), Residualkosten – wenn nötig – über (zeitlich variablen) €/kW-Anschluss-/Kapazitätspreis; zugleich sollen Residualkosten so gering wie möglich gehalten werden, damit die Anreizwirkung stark bleibt.

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

Gerade aus Sicht einer Stärkung der Anreizkomponente spricht viel dafür, diese Option gezielt für Prosumer mit iMSys <100.000 kWh zu eröffnen: Sie verfügen typischerweise über netzrelevante Flexibilitäts- und Steuerungspotenziale (PV-Eigenverbrauch, Speicher, Wärmepumpe, E-Mobilität) und können auf zeit- und ortsabhängige Preissignale reagieren. Ein effizientes Netzentgeltsystem sollte Ort und Zeit als Kostentreiber ins Zentrum stellen und dynamische Komponenten nutzen; starre, ganzjährige Preisbestandteile behindern dagegen Kostenreflexivität. Darüber hinaus sehen wir folgenden Vorschlag für eine sachgerechtere Abgrenzung innerhalb AgNes vor:

1. Regel-Anwendungsbereich wie vorgeschlagen (≥100.000 kWh bzw. MS/NS): verpflichtend/standardmäßig, um Komplexität dort zu bündeln, wo sie heute bereits handhabbar ist.

2. Zusätzliche Opt-in-Möglichkeit für iMSys-Kunden unter 100.000 kWh, insbesondere Prosumer: Zugang zum Modell, weil Messdatenbasis vorhanden ist und der Anreiznutzen hoch ist.

3. Ausnahme/vereinfachtes Verfahren für kleine Verbräuche trotz iMSys: Für sehr kleine Jahresverbräuche (bzw. geringe Flexibilität) sollte ein einfacheres, standardisiertes Verfahren bereitgestellt werden (z. B. weiterhin Arbeitspreis/Grundpreis oder eine einfache zeitvariable „Light"-Variante ohne Kapazitätsbestellung und ohne komplexe Überschreitungslogik). Damit wird die BNetzA-Sorge vor unverhältnismäßigem Abrechnungsaufwand adressiert, ohne die sinnvollen iMSys-Use-Cases auszuschließen.

2. Kunden in der Niederspannung <100.000 kWh

1KOMMA5° wird auf diese Fragen im Rahmen der Deadline für Kunden <100.000 kWh zum 30.01.2026 eingehen.

3. Anreize für Nutzungsverhalten

1KOMMA5° wird auf diese Fragen im Rahmen der Deadline für die Anreizkomponente eingehen.

4. Anreize für Investitionsentscheidungen

1KOMMA5° wird hierzu keine Stellung nehmen.