Stellungnahme zu den Orientierungspunkten zur *Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNeS)* der Bundesnetzagentur vom 20. November 2025

Stellungnahme, THÜGA Aktiengesellschaft | 16. Januar 2026

Mit den Orientierungspunkten konkretisiert die Bundesnetzagentur ihre Überlegungen zur zukünftigen Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik im Rahmen des AgNes-Verfahrens. Das Papier strukturiert den bisherigen Diskussionsstand, formuliert präferierte Lösungsrichtungen und benennt eine Reihe von Fragestellungen, die für die weitere Ausarbeitung der Netzentgeltkomponenten von zentraler Bedeutung sind. Damit bilden die Orientierungspunkte für manche Themenblöcke die fachliche Grundlage für die vertiefte Auseinandersetzung mit der künftigen Systemlogik der Netzentgelte.
Zentraler konzeptioneller Ansatz der Orientierungspunkte ist die klare Unterscheidung zwischen Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion und solchen mit Anreizfunktion. Diese Grundstruktur stellt aus Netzbetreibersicht einen grundsätzlich geeigneten Ordnungsrahmen dar, um sowohl die verlässliche Refinanzierung der Netzinfrastruktur als auch die gezielte Setzung netzdienlicher Anreize systematisch zu adressieren. Gleichzeitig wirft die konkrete Ausgestaltung dieser Trennung – insbesondere in Bezug auf Parametrierung, Wechselwirkungen und praktische Umsetzbarkeit – eine Vielzahl fachlicher und operativer Fragen auf, die im weiteren Verfahren sorgfältig zu klären sind.

Die vorliegende Stellungnahme nimmt diese Struktur der Orientierungspunkte auf und bewertet die dort dargestellten Ansätze aus Sicht der Netzbetreiber. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Beantwortung der von der Bundesnetzagentur formulierten Fragen. Die Stellungnahme folgt im Wesentlichen der Gliederung der Orientierungspunkte und ordnet die einzelnen Vorschläge im Hinblick auf ihre systematische Konsistenz, ihre Wirkungen auf Kostenverteilung und Erlösstabilität sowie ihre Umsetzbarkeit in den bestehenden technischen, organisatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen ein.

Besonderes Augenmerk gilt dabei der Frage, inwieweit die vorgeschlagenen Entgeltkomponenten eine robuste Finanzierungsbasis sicherstellen, ohne durch übermäßige Komplexität, kleinteilige Differenzierungen oder parallele Sonderlogiken die Prozessstabilität im Netzbetrieb zu gefährden. Ebenso wird bewertet, unter welchen Voraussetzungen Anreizmechanismen – insbesondere dynamische Netzentgelte – einen zusätzlichen netzdienlichen Nutzen entfalten können, ohne ihre Funktion mit Finanzierungszielen zu vermischen oder unerwünschte Nebenwirkungen auf Marktprozesse und Erlösvolatilität zu erzeugen.

Ziel der Stellungnahme ist es, die in den Orientierungspunkten angelegten Konzepte fachlich einzuordnen, offene Punkte und Zielkonflikte transparent zu machen und Hinweise für eine praxistaugliche Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik zu geben. Dabei steht eine verständliche, konsistente und schrittweise umsetzbare Ausgestaltung im Vordergrund, die den Anforderungen an Netzbetrieb, Investitionsfähigkeit und regulatorische Verlässlichkeit gleichermaßen gerecht wird.

A: Finanzierungsfunktion – Ab MS/NS-Ebene und NS-Kunden > 100.000 kWh

1) „Gibt es eine geeignetere Möglichkeit, Überschreitungen der bestellten Kapazität zuzulassen?“

Aus Sicht der Netzbetreiber ist entscheidend, dass das Zulassen von Überschreitungen nicht dazu führt, dass die kapazitätsbezogene Komponente in der Praxis entwertet wird. Wenn Überschreitungen in größerem Umfang und ohne spürbare Konsequenzen möglich sind, entsteht ein systematischer Anreiz, Kapazitäten zu niedrig zu wählen und die tatsächliche Netzinanspruchnahme überwiegend über die Arbeitspreise

abzuwickeln. Damit würde die intendierte Stärkung der Fixkostenrefinanzierung über Kapazität unterlaufen und die Planbarkeit der Erlöse verschlechtert.
Eine geeignete Ausgestaltung muss daher zwei Anforderungen gleichzeitig erfüllen: Erstens müssen Überschreitungen grundsätzlich möglich bleiben, um betriebliche Flexibilität zu erhalten und keinen faktischen Rückfall in ein starres Grenzregime zu erzeugen. Zweitens müssen Überschreitungen klar als Ausnahme ausgestaltet werden, damit die Kapazitätswahl eine verbindliche Bedeutung erhält. Aus Netzbetreibersicht ist die mengenbezogene Bepreisung von Überschreitungen über einen zweiten, deutlich höheren Arbeitspreis hierfür grundsätzlich ein praktikabler Mechanismus – allerdings nur, wenn die Höhe dieses zweiten Arbeitspreises so gewählt wird, dass eine dauerhafte oder häufige Überschreitung wirtschaftlich unattraktiv ist. Damit wird die Kapazitätswahl „diszipliniert", ohne dass es eines komplexen Sanktions- oder Pönalensystems bedarf.

2) „Wie sollte die Parametrierung ausgestaltet werden? Wie kann der Erlösanteil aus Kapazitätsbestellung begründet werden?"

Aus Sicht der Netzbetreiber sollte die Parametrierung des Entgeltmodells so ausgestaltet werden, dass sie die strukturellen Kostentreiber der Netzinfrastruktur sachgerecht abbildet und zugleich eine verlässliche und stabile Refinanzierung gewährleistet. Maßgeblich ist dabei die Erkenntnis, dass ein erheblicher Anteil der Netzkosten unabhängig von der tatsächlich transportierten Energiemenge anfällt und im Wesentlichen durch die vorzuhaltende Netz- und Anschlusskapazität bestimmt wird. Auch das bestehende Entgeltsystem ist grundsätzlich geeignet, die Refinanzierung der Netzkosten sicherzustellen. Ein höherer Erlösanteil aus der Kapazitätsbestellung ist daher weniger aus Gründen der Finanzierungssicherung an sich, sondern insbesondere zur Verbesserung der Kostenreflexivität und der verursachungsgerechteren Verteilung der Netzkosten sachgerecht.
Die Parametrierung sollte dabei klar zwischen der Finanzierungsfunktion und der Anreizfunktion der einzelnen Entgeltbestandteile unterscheiden. Die kapazitätsbezogene Komponente sollte primär der Abbildung der fixen Vorhaltekosten dienen und damit eine zentrale Rolle in der Erlösstruktur einnehmen. Die Arbeitspreiskomponenten sollten ergänzend ausgestaltet werden und nicht die Hauptlast der Finanzierung tragen. Insbesondere der zweite, höhere Arbeitspreis für Energiemengen oberhalb der bestellten Kapazität (oder auch ein im weiteren Prozess zu findendes anderweitiges Instrument zur Vermeidung von strategischen Unterbuchungen) sollte nicht als Sanktionsinstrument verstanden werden, sondern als Bestandteil einer konsistenten Entgeltlogik, die eine realistische Kapazitätswahl unterstützt, ohne kurzfristige Nutzungsentscheidungen steuern zu wollen.
Für die Akzeptanz und Umsetzbarkeit ist entscheidend, dass die Parametrierung transparent und nachvollziehbar erfolgt. Unterschiedliche Ausgestaltungen der Entgeltkomponenten zwischen Netzbetreibern sind dabei grundsätzlich sachgerecht und können regionale Netzstrukturen und unterschiedliche Kostentreiber angemessen widerspiegeln, etwa wenn Netzauslastungsprobleme überwiegend auf der Einspeiser- oder auf der Nachfrageseite liegen.
Problematisch werden netzbetreiberindividuelle Unterschiede aus Sicht der Netzbetreiber erst dann, wenn sie zu einer Vielzahl strukturell unterschiedlicher Modelle führen, die die Vergleichbarkeit der Netzentgelte erheblich einschränken oder die Abbildung in bundesweiten Markt- und Lieferantenprozessen unnötig verkomplizieren. Aus Netzbetreibersicht bedarf es daher keiner vollständigen Vereinheitlichung, sondern klarer regulatorischer Leitplanken, innerhalb derer eine sachlich begründete und regional differenzierte Ausgestaltung der relativen Bedeutung der einzelnen Entgeltbestandteile möglich bleibt.

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

Aus Sicht der Netzbetreiber sind grundlegende, bundesweit einheitliche Vorgaben zur Systemlogik erforderlich, damit das Modell in der Anwendung nicht auseinanderläuft und die Entgeltstruktur für Marktteilnehmer nachvollziehbar bleibt. Verbindlich festgelegt werden sollten insbesondere die Definition dessen, was als „bestellte" bzw. gewählte Kapazität gilt, die Abgrenzung der Energiemengen, die unter AP1 bzw. AP2 fallen, sowie die grundsätzliche Logik, wie aus der Erlösanforderung die Entgeltkomponenten

abzuleiten sind. Ebenso müssen Mindestanforderungen an Transparenz, Darstellung in Preisblättern und Marktkommunikation einheitlich geregelt werden, damit Lieferantenprozesse und Kundenkommunikation nicht unnötig verkompliziert werden.
Darüber hinaus ist aus Netzbetreibersicht eine verbindliche Vorgabe erforderlich, welchen Stellenwert die Kapazitätskomponente im Finanzierungsmix haben soll. Ohne Leitplanken zum Erlösanteil besteht die Gefahr, dass in einzelnen Netzgebieten faktisch weiterhin mengenbasierte Systeme dominieren, während in anderen Netzgebieten sehr hohe Kapazitätsanteile gewählt werden. Dies kann zu deutlichen Verteilungswirkungen, Akzeptanzproblemen und Rechtsunsicherheiten führen und im Extremfall sogar Anreize setzen, Standortentscheidungen von Unternehmen an regional sehr unterschiedlichen Netzentgeltstrukturen auszurichten. Insbesondere die Parametrierungslogik von AP2 sollte so weit vereinheitlicht werden, dass der Preisabstand zwischen AP1 und AP2 eine systematische Unterbuchung von Kapazitäten wirtschaftlich unattraktiv macht.
Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass Netzbetreiber bereits heute bei der Ausgestaltung von Leistungs- und Arbeitspreisen sowie bei anderen Instrumenten – etwa der konkreten zeitlichen Ausgestaltung im Rahmen bestehender Regelungen – über erhebliche Gestaltungsfreiheit verfügen, ohne dass dies grundsätzlich zu Marktverwerfungen geführt hat. Ein zusätzlicher Mehrwert weitergehender Vereinheitlichungen ist daher nicht per se gegeben.
Spielräume sind aus Netzbetreibersicht ausdrücklich dort sinnvoll, wo sie regionale Netzstrukturen, unterschiedliche Kostentreiber oder spezifische Belastungsschwerpunkte abbilden, sofern die grundlegende Systematik erhalten bleibt. Dies betrifft insbesondere klar begrenzte Spielräume bei der konkreten Höhe einzelner Preisparameter oder bei unterstützenden Informations – und Serviceangeboten zur Kapazitätswahl. Spielräume sollten jedoch nicht dazu führen, dass unterschiedliche Systemlogiken, voneinander abweichende Abgrenzungen oder netzbetreiberindividuelle Sondermechanismen entstehen.
Die zentrale Prämisse muss sein: ein einheitliches Grundmodell mit klarer Systemlogik, ergänzt um sachlich begründete, regional differenzierte Ausgestaltungen innerhalb definierter Leitplanken.

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

Ja. Aus Netzbetreibersicht ist eine Mindestkapazität erforderlich, um die Finanzierungsfunktion der Kapazitätskomponente zuverlässig zu gewährleisten. Ohne Mindestkapazität besteht ein klarer Anreiz, sehr geringe oder sogar nullnahe Kapazitäten zu wählen und die tatsächliche Netznutzung über AP2 abzuwickeln – insbesondere bei volatilen Lastprofilen. Dadurch würde die Kapazitätskomponente ihren Zweck verlieren, Fixkosten verursachungsgerechter zu verteilen und die Refinanzierung zu stabilisieren.
Eine Mindestkapazität sollte allerdings so ausgestaltet werden, dass sie nicht zu zusätzlicher Bürokratie führt. Sie muss typisiert, transparent und ohne Einzelfallprüfungen umsetzbar sein, etwa durch pauschale Mindestwerte je Anschluss-/Kundengruppe oder durch eine einfache Ableitung aus historischen Leistungswerten. Ziel ist nicht, individuelle Optimierung zu verhindern, sondern strategische Unterbuchung auszuschließen und die Beteiligung an Vorhaltekosten sicherzustellen. Diese nach vorgegebenen Regelungen ermittelte Mindestkapazität sollte ebenso zur Anwendung kommen, wenn Seitens Kunden trotz (mehrmaliger) Aufforderung keine Kapazität gebucht wird.

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

Aus Netzbetreibersicht ist eine rein mengenbezogene Abgrenzung nicht uneingeschränkt überzeugend, insbesondere weil sie an eine nur ex post feststellbare Größe (Jahresverbrauch) anknüpft, während das Modell eine ex ante Entscheidung über die Kapazitätswahl verlangt. Dies kann an der Schwelle zu praktischen Abgrenzungsfragen führen und Unsicherheiten im Umgang mit Kunden erzeugen, die messtechnisch bereits leistungsbasiert erfasst werden, mengenmäßig jedoch unterhalb der Grenze liegen.
Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass die 100.000-kWh-Schwelle in der Praxis etabliert, einfach handhabbar und für Marktteilnehmer gut verständlich ist. Auch mit sogenannten Grenzfällen ist im bestehenden

System umgegangen worden, ohne dass daraus grundsätzliche Umsetzungsprobleme entstanden sind. Vor diesem Hintergrund bietet die mengenbezogene Abgrenzung insbesondere für den Einstieg in ein neues Entgeltsystem weiterhin einen praktikablen und akzeptanzfähigen Anknüpfungspunkt.
Sachgerechter erscheint perspektivisch eine Abgrenzung, die stärker an der Verfügbarkeit belastbarer Leistungs- und Zeitreihendaten ansetzt, da dies systematisch besser zur Logik einer ex ante Kapazitätsentscheidung passt. Eine solche Abgrenzung darf jedoch nicht allein daran anknüpfen, ob Kunden sich freiwillig für eine registrierende Leistungsmessung entscheiden, da dies zu Akzeptanzproblemen und als sachlich nicht gerechtfertigte Ungleichbehandlung wahrgenommen werden könnte.
Aus Netzbetreibersicht spricht daher vieles dafür, die 100.000-kWh-Schwelle bzw. die daran anknüpfende Pflicht zur registrierenden Leistungsmessung zunächst beizubehalten, diese jedoch nicht als dauerhaft starres Strukturprinzip zu verstehen. Mittelfristig kann geprüft werden, ob und unter welchen Voraussetzungen eine weiterentwickelte Abgrenzung auf Basis standardisierter Mess- und Datenverfügbarkeit sinnvoll, diskriminierungsfrei und prozessual stabil umsetzbar ist.

B: Finanzierungsfunktion – Kunden in der Niederspannung < 100.000 kWh

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

Aus Sicht der Netzbetreiber ist eine stärkere Beteiligung von Prosumern an der Netzfinanzierung notwendig, da diese Kundengruppe trotz sinkender Bezugsarbeit weiterhin die Netzbereitstellung und damit Fixkosten in erheblichem Umfang mitverursacht. Gleichzeitig muss ein geeignetes Modell vermeiden, neue Sonderlogiken und zusätzliche Bürokratie in der Niederspannung zu erzeugen, da dies Akzeptanz und Umsetzbarkeit gefährden würde.
Langfristig ist eine Einbindung von Prosumern in eine kapazitätsorientierte Logik sachgerechter als dauerhafte prosumerspezifische Zuschläge, weil sie die Kostenreflexivität erhöht und das System diskriminierungsfrei und konsistent hält. Voraussetzung ist allerdings, dass Mess- und Marktprozesse eine solche Logik im Massengeschäft tatsächlich tragen. Daher erscheint aus Netzbetreibersicht ein gestuftes Vorgehen sinnvoll: Kurzfristig sind vereinfachte Lösungen denkbar, die mit bestehenden Grundpreis-/Arbeitspreis-Strukturen kompatibel bleiben, mittelfristig sollte jedoch die systematische Zielrichtung klar sein, Prosumer nicht über ein dauerhaftes Sonderregime zu adressieren, sondern über eine einheitliche Systemlogik, die die Nutzung von Netzkapazität abbildet. Entscheidend ist, dass Prosumer grundsätzlich die Möglichkeit haben, ihre Netzkosten durch netzdienliches Verhalten zu beeinflussen, und dass die Lösung ohne zusätzliche Überwachungs- und Klassifizierungsaufgaben für Netzbetreiber auskommt.

7) „Welche Auswirkungen auf den Wettbewerb im Haushaltskundenbereich sind zu erwarten?“

Aus Netzbetreibersicht sind wettbewerbliche Auswirkungen nicht primär Gegenstand der eigenen Aufgaben- und Verantwortlichkeit, da Fragen des Wettbewerbs im Haushaltskundenbereich maßgeblich die Lieferantenebene betreffen. Gleichwohl können Änderungen der Netzentgeltstruktur indirekte Auswirkungen auf Marktprozesse und Schnittstellen zwischen Netz und Vertrieb haben, die aus Netzbetreibersicht relevant sind.
Insbesondere dort, wo Netzentgeltkomponenten in ihrer Struktur komplexer werden, steigen die Anforderungen an Datenverfügbarkeit, Standardisierung und Prozessautomatisierung. Diese Aspekte sind aus Netzbetreibersicht vor allem unter dem Gesichtspunkt der Umsetzbarkeit, Prozessstabilität und Marktkommunikation zu bewerten, nicht im Sinne einer wettbewerblichen Bewertung einzelner Vertriebsmodelle. Kapazitätsorientierte oder stärker differenzierte Entgeltstrukturen können zwar neue Produkte oder Dienstleistungen ermöglichen, dies liegt jedoch außerhalb des Einfluss- und Verantwortungsbereichs der Netzbetreiber.
Aus Netzbetreibersicht kritisch sind daher weniger wettbewerbliche Effekte als vielmehr prozessuale Risiken, etwa wenn je Netzgebiet sehr unterschiedliche Ausgestaltungen entstehen oder erforderliche Klassifizierungen (z. B. zur Anwendung bestimmter Entgeltbestandteile) nicht standardisiert, automatisiert und

rechtzeitig verfügbar sind. Dies kann zu erhöhtem Abstimmungsaufwand, Fehleranfälligkeit und Reibungsverlusten in den Marktprozessen führen.
Vor diesem Hintergrund ist aus Netzbetreibersicht die zentrale Voraussetzung für eine stabile Umsetzung nicht eine wettbewerbliche Steuerung, sondern klare, bundesweit einheitliche Leitplanken und eine standardisierte Marktkommunikation, sodass Lieferanten die Netzentgeltstrukturen verlässlich und mit vertretbarem Aufwand in ihre Prozesse integrieren können.

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

Aus Netzbetreibersicht ist eine direkte Netzabrechnung für Haushalte nicht per se ausgeschlossen, sie ist jedoch mit erheblichen Umsetzungs- und Betriebsrisiken verbunden. Eine breite Verlagerung der Abrechnung in Richtung Netzbetreiber würde zusätzliche IT- und Prozesslandschaften, Kundenservice- und Inkassoprozesse erfordern und damit Kosten und Komplexität erhöhen. Diese Risiken sind gerade im Massengeschäft hoch, weil es sich um sehr große Fallzahlen handelt. Hinzu kommen zu erwartende Irritationen bei den Kunden, dass sie für ihren Stromverbrauch „doppelt“ bezahlen müssten.
Gleichwohl kann es Konstellationen geben, in denen eine direkte Abrechnung einzelner Netzentgeltkomponenten perspektivisch zweckmäßig ist, etwa wenn Entgeltbestandteile stark von netzseitigen Parametern abhängen, die Lieferanten kaum beeinflussen oder erklären können. Aus Netzbetreibersicht sollte die Priorität jedoch zunächst auf einer Umsetzung liegen, die in den bestehenden Marktrollen funktioniert. Wenn eine direkte Netzabrechnung in Betracht gezogen wird, müsste sie sehr klar begrenzt, standardisiert und prozessual abgesichert sein, um keine neue Komplexitätswelle auszulösen. Außerdem müsste die Abbildbarkeit der den Netzbetreibern dadurch entstehenden zusätzlichen Kosten über Netzentgelte gewährleistet sein.

9) „Welche Einführungsdauer wird gesehen, wenn alle Fragen geklärt sind?“

Die Einführungsdauer hängt wesentlich von der Tiefe der Systemumstellung und dem Umfang der Erforderlichkeit neuer Marktprozesse ab. Eine Anpassung innerhalb vertrauter Strukturen (z.B. Weiterentwicklung von Grundpreis-/Arbeitspreis-Logiken) ist deutlich schneller möglich als eine Einführung kapazitätsbasierter Bestell- und Änderungsprozesse im Massengeschäft. In jedem Fall müssen ausreichende Vorlaufzeiten für IT-Umstellungen, Preisblattlogiken, Marktkommunikation und eine verständliche Kundeninformation eingeplant werden.
Aus Netzbetreibersicht ist ein stufenweises Vorgehen erforderlich, das auch parallele Großprojekte in der Marktkommunikation berücksichtigt. Entscheidend ist weniger ein möglichst schneller Start als ein stabiler, bundesweit einheitlicher Rollout, der keine lange andauernden Übergangsparallelwelten erzeugt.

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

Eine grundsätzliche Gestaltungsfreiheit ist aus Netzbetreibersicht sinnvoll, um regionale Netz- und Kundenstrukturen adäquat abzubilden. Im bestehenden System haben netzbetreiberindividuelle Unterschiede bei der Ausgestaltung von Grund- und Arbeitspreisen bislang nicht zu systematischen Prozessproblemen geführt. Unterschiedliche Preisstrukturen lassen sich für Marktteilnehmer transparent darstellen und rechnerisch abbilden; eine Beeinträchtigung bundesweiter IT- oder Marktprozesse ist aus Netzbetreibersicht nicht ersichtlich. Vor diesem Hintergrund besteht aus Netzbetreibersicht kein Anlass, die bestehende Gestaltungsfreiheit pauschal weiter einzuschränken. Es ist vielmehr davon auszugehen, dass Netzbetreiber – auch vor dem Hintergrund begrenzter Investitionsspielräume, regulatorischer Effizienzvorgaben sowie

qualitativer und energiewendebezogener Anforderungen – ein hohes Eigeninteresse an einer sachgerechten, ausgewogenen und möglichst netzdienlichen Entgeltstruktur haben.
Aus Netzbetreibersicht ist daher ein ausgewogener Ansatz vorzugswürdig, der die bestehende Gestaltungsfreiheit grundsätzlich beibehält und sich auf klare Anforderungen an Transparenz, Begründung und Diskriminierungsfreiheit beschränkt. Für weitergehende Vorgaben, etwa in Form verbindlicher Bandbreiten für das Verhältnis von Grund- und Arbeitspreisen, können wir keinen klaren regulatorischen Mehrwert erkennen. Eine Überregulierung der Entgeltstruktur sollte insbesondere mit Blick auf die strukturelle Heterogenität der Netzbetreiber sowie aufgrund des fehlenden Mehrwertes vermieden werden.

C: Anreizfunktion – Dynamische Entgelte (Nutzungsverhalten)

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

Aus Netzbetreibersicht ist diese Aussage nur eingeschränkt zutreffend. Zwar bestehen in höheren Netzebenen grundsätzlich bessere Daten- und Systemführungsgrundlagen als in unteren Ebenen, jedoch ist die tatsächliche Prognosefähigkeit stark abhängig von lokalen Netzstrukturen, Datenqualität, Modellierungstiefe und den Wechselwirkungen mit nachgelagerten Ebenen. Gerade diese Wechselwirkungen können Engpasslagen in Ebenen 1–3 wesentlich mitprägen, ohne dass die verursachenden Last- oder Erzeugungsanteile vollständig prognosesicher zugeordnet werden können.
Engpassprognosen sind zudem naturgemäß unsicher, insbesondere bei volatilen Einspeise- und Verbrauchssituationen oder bei dynamischen Netzänderungen. Aus Netzbetreibersicht darf daraus keine pauschale Pflicht abgeleitet werden, in allen engpassbelasteten Bereichen kurzfristig engpassscharfe Preissignale auf Basis prognostizierter Engpässe zu setzen. Erforderlich sind vielmehr realistische Mindestanforderungen und ein stufenweiser Einstieg dort, wo Prognose, Abrechnung und kommunikative Nachvollziehbarkeit tatsächlich gesichert sind.

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

In der Ebene 4 ist die Situation aus Netzbetreibersicht typischerweise heterogener. Die Engpasslagen können stärker lokal geprägt sein, und Daten- sowie Modellierungsgrundlagen sind nicht überall gleich weit entwickelt. Zudem wirken nachgelagerte Ebenen und lokale Einspeiser/Verbraucher häufig stark auf die Netzsituation zurück. Das erschwert sowohl die Prognose als auch die faire Zuordnung von dynamischen Entgeltsignalen.
Daher sollte eine mögliche Einführung dynamischer Entgeltkomponenten in dieser Ebene besonders vorsichtig und selektiv erfolgen. Ein verpflichtender flächendeckender Rollout wäre aus Netzbetreibersicht - zumindest kurzfristig - nicht sachgerecht. Geeignet sind Pilotierungen, klar abgegrenzte Anwendungsfälle und eine schrittweise Erweiterung bei nachgewiesener technischer und prozessualer Reife.

13) „Nach welchen Kriterien sollte über die gestaffelte Einführung von dynamischen Entgelten entschieden werden?“

Aus Netzbetreibersicht muss die gestaffelte Einführung dynamischer Entgelte strikt an Umsetzbarkeit und Systemnutzen gekoppelt werden. Zentrale Kriterien sind die Verfügbarkeit geeigneter Mess- und Dateninfrastruktur, die Prognosefähigkeit für relevante Engpasssituationen sowie die Fähigkeit, die Signale verlässlich in Abrechnung und Marktkommunikation zu überführen. Mindestens ebenso wichtig ist das tatsächliche Flexibilitätspotenzial der adressierten Nutzergruppen: Dynamische Entgelte entfalten nur dann netzdienliche Wirkung, wenn Nutzer technisch und wirtschaftlich in der Lage sind, auf Signale zu reagieren.
Zudem ist die Komplexität in Relation zum Nutzen zu bewerten. Dynamische Entgelte dürfen nicht dazu führen, dass die Bürokratiekosten höher als der bewirkte Nutzen sind, Finanzierung und Erlösstabilität der Netzbetreiber geschwächt oder durch schwer prognostizierbare Volumina ersetzt werden. Deshalb sollten dynamische Komponenten zunächst in Segmenten eingeführt werden, in denen Flexibilität hoch, Messung

und somit Daten vorhanden und die Prozesse beherrschbar sind, und erst danach schrittweise ausgeweitet werden.

14) „Stellen Speicher oder andere Gruppen auf höheren Spannungsebenen eine geeignete Nutzergruppe zum Start dar?“

Ja. Aus Netzbetreibersicht eignen sich hoch flexible und gut messbare Nutzergruppen auf höheren Spannungsebenen besonders als Startgruppe, weil hier der netzdienliche Effekt dynamischer Signale plausibel ist und die Abwicklungsprozesse eher beherrschbar sind. Speicher sind in diesem Kontext grundsätzlich geeignete Kandidaten, sofern die regulatorische Behandlung von Speichern insgesamt konsistent ist und keine widersprüchlichen Signale entstehen.
Darüber hinaus können weitere flexible Großverbraucher mit klarer Steuerbarkeit ebenfalls geeignete Startgruppen sein. Entscheidend ist, dass die Einführung nicht in den Massenmarkt getragen wird, bevor Mess-, Daten- und Abrechnungsprozesse stabil sind und bevor die Wirksamkeit der Signale überhaupt belastbar bewertet werden kann.

15) „Wie schnell kann das Zielmodell auf weitere Netzebenen ausgerollt werden?“

Aus Netzbetreibersicht nur schrittweise und abhängig vom Reifegrad der technischen und prozessualen Voraussetzungen. Ein schneller Vollrollout birgt hohe Risiken für Abrechnung, Marktkommunikation, Akzeptanz und Erlösstabilität. Insbesondere bei Ausweitung in niedrigere Spannungsebenen steigen Fallzahlen und Komplexität stark an, während der individuelle Nutzen einzelner dynamischer Signale häufig geringer und schwerer erklärbar wird.
Ein Rollout sollte daher an klaren Meilensteinen orientiert sein: messseitige Ausstattung, Standardprozesse, IT-Fähigkeit, Pilotierungsergebnisse und Evaluation. Erst danach ist eine Erweiterung sinnvoll.

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

Zwischenschritte mit geringerer Dynamik können aus Netzbetreibersicht als Übergangslösung sinnvoll sein, wenn sie dazu beitragen, Erfahrungen zu sammeln und Prozesse aufzubauen, ohne sofort volldynamische Signale zu verlangen. Allerdings sind großflächige Zeitfenstermodelle häufig nicht engpassscharf und können in weiten Teilen des Netzes „falsche“ Signale setzen, weil Netzsituationen lokal sehr unterschiedlich sind. Dadurch drohen Akzeptanzprobleme und ineffiziente Verhaltensanreize.
Daher sollten Zwischenschritte möglichst so gestaltet werden, dass sie einfach bleiben, klar befristet sind und nicht dauerhaft Parallelwelten schaffen. Sie sollten als Lern- und Übergangsphase dienen, nicht als Ersatz für eine zielgerichtete, netzbezogene Dynamik dort, wo diese später tatsächlich erforderlich und möglich ist.

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

Aus Netzbetreibersicht sollte die Einbeziehung weiterer Nutzergruppen im Hinblick auf dynamische Entgeltkomponenten konsequent nach Flexibilität, Messbarkeit und Prozessfähigkeit priorisiert werden. Industrie mit registrierender Leistungsmessung kann – wo relevante Flexibilitäten vorhanden sind – vergleichsweise früh einbezogen werden, weil Datenbasis und professionelle Prozessfähigkeit typischerweise gegeben sind. Steuerbare Verbraucher in der Niederspannung sollten demgegenüber erst dann breiter adressiert werden, wenn Messinfrastruktur, Marktkommunikation und Abrechnung im Massengeschäft stabil funktionieren. Andernfalls besteht die Gefahr, hohe Komplexität bei geringer netzdienlicher Wirkung zu erzeugen.

Die Einbeziehung von Erzeugern im Kontext dynamischer Netzentgelte ist besonders sorgfältig zu bewerten. Sie kann erhebliche Wechselwirkungen mit bestehenden Markt- und Fördermechanismen haben und birgt Risiken hinsichtlich Marktneutralität, Verteilungswirkungen und Transformationspfaden. Aus Netzbetreibersicht sollte eine Einbeziehung von Erzeugern in dynamische Entgeltkomponenten daher nur erfolgen, wenn das Gesamtsystem konsistent definiert ist und die netzdienliche Zielrichtung klar nachweisbar ist.

18) „Wie soll mit § 14a-Modul 3 verfahren werden?“

Aus Netzbetreibersicht sollte § 14a-Modul 3 als vorhandenes Instrument in eine Gesamtsystematik integriert werden. Modul 3 bietet bereits heute einen strukturierten Ansatz, der steuerbare Verbraucher adressiert und netzdienliche Wirkung entfalten kann. Wichtig ist, dass Doppelregime vermieden werden und dass Übergänge so gestaltet sind, dass Lieferanten- und Netzprozesse nicht unnötig verkompliziert werden.
Langfristig sollte Modul 3 so weiterentwickelt werden, dass es konsistent zu einem möglichen späteren, breiteren dynamischen Entgeltsystem passen würde, ohne dass kurzfristig überfordernde Anforderungen an Messung, Abrechnung und Kundenkommunikation gestellt würden.

D: Anreizfunktion – Baukostenzuschüsse (Investitionsentscheidungen)

19) „Sollte den Netzbetreibern die Erhebung von Baukostenzuschüssen freigestellt bleiben oder sollte die Erhebung von BKZ verpflichtend werden?“

Aus Netzbetreibersicht sind Baukostenzuschüsse ein grundsätzlich zielführendes Instrument, um Anschlussdimensionierungen verursachungsgerechter zu gestalten und einen Finanzierungsbeitrag zum Netzausbau zu leisten. Ob daraus zwingend eine Verpflichtung inklusive einheitlicher Berechnungsvorgaben folgen muss, ist jedoch differenziert zu betrachten. Eine Verpflichtung würde bundesweit Einheitlichkeit schaffen, kann aber zugleich dazu führen, dass in Konstellationen, in denen Baukostenzuschüsse netzwirtschaftlich nicht sinnvoll oder systemisch nicht erforderlich sind, unnötige Komplexität und Konflikte entstehen.
Vor diesem Hintergrund erscheint aus Netzbetreibersicht ein Ansatz vorzugswürdig, der Baukostenzuschüsse als starkes, klar geregeltes Instrument ermöglicht und fördert, aber nicht zwingend in jedem Einzelfall verpflichtend macht. Entscheidend ist vielmehr, dass die Rahmenbedingungen so gesetzt sind, dass Netzbetreiber Baukostenzuschüsse dort wirksam einsetzen können, wo sie netzwirtschaftlich geboten sind, und dass dabei Transparenz, Handhabbarkeit und Rechtssicherheit gewährleistet werden. Wichtig ist dabei, dass das System der Kapitalverzinsung so geändert wird, dass Baukostenzuschüsse nicht mehr zu Nachteilen für Netzbetreiber führen.

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

Aus Netzbetreibersicht ist eine pauschale Bemessung eindeutig vorzuziehen. Eine einzelfallbezogene Ermittlung der Netzausbaukosten würde erhebliche operative Aufwände erzeugen, hohe Streit- und Begründungslasten mit sich bringen und zudem problematische Reihenfolgeeffekte verstärken: Je nachdem, ob und wann Ausbau ohnehin erforderlich wird, könnten Anschlussnehmer sehr unterschiedlich behandelt werden, ohne dass dies auf ihr Verhalten zurückzuführen ist. Das würde Akzeptanz und Planbarkeit erheblich beeinträchtigen.
Eine pauschale Bemessung ermöglicht hingegen Transparenz, frühe Kostensicherheit für Projektierer und eine robuste, bundesweit anwendbare Systematik. Aus Netzbetreibersicht ist daher eine Pauschalierung nicht nur aus Umsetzungsgründen, sondern auch aus Gründen der Vergleichbarkeit, Verteilungsgerechtigkeit und Prozessstabilität zwingend.

21) „Nach welchen Maßstäben sollte eine Parametrierung erfolgen?“

Für eine pauschale Parametrierung sollten aus Netzbetreibersicht die angefragte Anschlusskapazität und die Spannungsebene die zentralen Maßstäbe sein, weil sie die typischen Ausbaustufen und Kostenstrukturen am besten abbilden. Darüber hinaus ist eine Glättung über mehrere Jahre sinnvoll, um starke Sprünge zu vermeiden und Investitionsentscheidungen nicht durch kurzfristige Preisvolatilität zu verzerren. Die Parametrierung muss so gestaltet sein, dass sie einfach administrierbar, gut erklärbar und bundesweit innerhalb klarer Leitplanken umsetzbar ist.
Wichtig ist, dass die Parametrierung nicht in eine kleinteilige, datenintensive Einzelfallermittlung abgleitet. Je stärker der Ansatz standardisiert ist, desto höher sind Rechtssicherheit, Akzeptanz und Prozessstabilität.

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

Räumliche Differenzierungen können aus Netzbetreibersicht grundsätzlich geeignet sein, um standortbezogene Signale zu setzen, insbesondere bei stark standortflexiblen Vorhaben bzw. regional stark unterschiedlicher Netzauslastung. Gleichzeitig sind die Grenzen im Verteilnetz klar: Netzsituationen können volatil sein, Engpässe verschieben sich, und viele Vorhaben sind nur eingeschränkt standortflexibel. Zu kleinteilige räumliche Differenzierungen würden daher erhebliche Komplexität, Begründungsanforderungen und Akzeptanzrisiken erzeugen.
Aus Netzbetreibersicht sollten räumliche Differenzierungen daher allenfalls in begrenztem Umfang und auf einer stabilen, großräumig sinnvollen Ebene ermöglicht werden, ohne dass daraus eine Verpflichtung entsteht. Entscheidend ist, dass Differenzierungen planbar, mehrjährig stabil und prozessual handhabbar sind.
Baukostenzuschüsse sollten primär der verursachungsgerechten Kostenbeteiligung und Anschlussdimensionierung dienen; Allokationssteuerung kann eine zusätzliche Funktion sein, sollte aber nicht zu einem hochkomplexen Steuerungsregime ausgebaut werden.