Stellungnahme
Netzentgeltkomponenten – Oberhalb der Niederspannung: Orientierungspunkte der BNetzA Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)

Einführung

Mit dem vorgelegten Papier „Netzentgeltkomponenten: Orientierungspunkte der BNetzA“ vom 20. November 2025 fasst die BNetzA erste Reaktionen und Überlegungen zum AgNes-Prozess zusammen.

Im Folgenden nutzt der ZVEI die Möglichkeit auf die Inhalte der Orientierungspunkte zu reagieren – hier insbesondere für die Anwendungsfälle oberhalb der Niederspannung. Diese Stellungnahme spiegelt den aktuellen Diskussions- und Wissenstand wider. Wir behalten uns vor, nach einer neuen Informationslage ergänzende Einschätzungen und Anmerkungen vorzubringen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass bislang eine rein qualitative Bewertung der genannten Optionen möglich ist. Eine Beurteilung der Vorschläge und der Wechselwirkung der jeweiligen Preiskomponenten wird ohne eine vertiefte und für die am Prozess beteiligten Stakeholder zugängliche Datenbasis nicht möglich sein.

Es ist ausdrücklich zu begrüßen, dass die Bundesnetzagentur den AgNes-Prozess mit mehr als zweieinhalb Jahren Vorlauf gestartet hat. Dies ermöglicht auch in einem sehr komplexen Themenfeld und mit einem breit angelegten Beteiligungsprozess die Arbeiten an einer weiterentwickelten Stromnetzentgeltsystematik rechtzeitig vor der Umstellung abzuschließen und damit den beteiligten Akteuren ausreichend Vorlauf und Vorbereitungszeit zu verschaffen.

Grundsätzliche Einordnung

Aus Sicht des ZVEI sollten bei der Neugestaltung der Netzentgeltsystematik folgende grundlegende Überlegungen Berücksichtigung finden:

- Zunächst sollte es – ausgehend von einem noch zu definierenden Zielsystem – darum gehen, die Grundregeln einer neuen Netzentgeltsystematik zu entwickeln. Erst darauf aufsetzend sind begründbare, klar abgegrenzte Ausnahmetatbestände und zeitlich befristete Sonderregelungen zu prüfen und in die entwickelte Systematik zu überführen.
- Hierzu erscheint es sinnvoll, von Beginn an die Perspektive zu ändern und zunächst die Frage zu stellen, wie die Grundlinien einer Entgeltsystematik im Jahr 2045 ausgestaltet sein sollten, um den Aufbau und Betrieb der Stromnetzinfrastruktur in einem neu aufgestellten Energiesystem adäquat abzubilden (2045 als Zieljahr der Klimaneutralität; ein klimaneutrales Stromsystem wird bereits für 2035 angestrebt). Ausgehend von diesem Zielsystem kann der Umsetzungspfad mit notwendigen Übergangszuständen, Zwischenlösungen und befristeten Sonderregelungen abgeleitet werden.
- Das Diskussionspapier zum AgNes-Prozess und das vorliegende Orientierungspapier betonen die Dimension der Kostenorientierung, hier insbesondere die Deckung der tatsächlichen Netzkosten und die Finanzierungsfunktion der Entgelte. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Netzentgeltsystematik und darauf basierend die jeweils zu entrichtenden Entgelte ein wichtiger Faktor für Entscheidungen über und die Ausgestaltung von Investitionen heutiger und künftiger Netznutzer sind. Es muss jedoch vermieden werden, dass Netzentgelte zwar ihre Finanzierungsfunktion erfüllen, jedoch aufgrund ihrer Ausgestaltung investitionshemmend und damit ggf. letztlich gesamtsystemkostensteigernd wirken.

Anmerkungen des ZVEI zu den Orientierungspunkten

Der Vorschlag, Netzentgeltsbestandteile in solche mit einer Finanzierungs- und solche mit einer Anreizfunktion zu unterteilen kann helfen, die weitere Diskussion und Ausgestaltung dieser besser zu strukturieren. Die Logik, dass die Finanzierungsfunktion den Finanzierungsbedarf der Netzbetreiber nahezu vollständig deckt, während die Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion gezielt Investitions- und Einsatzentscheidungen zur Internalisierung „weiterer“ Netzkosten adressiert, ist nachvollziehbar.

Die jeweilige Wirkungsweise der Preiskomponenten und der Wechselwirkungen zwischen diesen sind jedoch von der konkreten Ausgestaltung abhängig. Abschließende Aussagen sind daher zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht möglich.

Finanzierungsfunktion

Der Vorschlag der BNetzA sieht vor, dass sich für große Letztverbraucher oberhalb der MS/NS-Ebene und Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr 100.000 kWh das Netzentgelt – zunächst ohne Berücksichtigung dynamischer Netzentgeltkomponenten oder sonstiger Sonderregelungen – aus zwei Komponenten zusammensetzt: einer Komponente für eine künftig vertraglich zu „bestellende“ Kapazität und einem zweistufigen, statischem Arbeitspreis, bestehend aus einem Arbeitspreis (AP) 1, für Bezugsmengen unterhalb der bestellten Kapazität und einem AP2 für Bezugsmengen oberhalb der bestellten Kapazität. Damit soll den Letztverbrauchern die Möglichkeit gegeben werden, innerhalb der Kapazitätsgrenzen des Stromnetzes auf Preissignale des Strommarktes zu reagieren und ihr Verbrauchsverhalten ohne zusätzliche Kosten für die Netznutzung (die ihrerseits innerhalb der bestehenden Netzkapazitäten keine zusätzlichen Kosten verursacht) zeitvariabel anzupassen.

In dieser Systematik muss die gebuchte Kapazität unterhalb der technischen Netzanschlussleistung und unterhalb der bisherigen vertraglichen Netzanschlusskapazität liegen. Eine Orientierungsgröße zur Festlegung der gewählten Kapazität könnte zunächst die historische Jahreshöchstlast sein. Unternehmen haben im bisherigen Arbeits-/Leistungspreismodell Anstrengungen unternommen, die Jahreshöchstlast auch unabhängig ggf. von temporär niedrigen Strommarktpreisen zu reduzieren, um einen hohen Leistungspreis zu vermeiden. Die Festsetzung der gewählten Kapazität sollte zuvorderst dem Letztverbraucher/Anschlussnehmer vorbehalten sein, wenn auch in Absprache und mit Unterstützung des verantwortlichen Anschlussnetzbetreibers (Verweis auf das in den Orientierungspunkten „angeregte“ Rechentool). Für die Ermittlung der gewählten Kapazität sowie des resultierenden Kapazitätspreises sollten bundeseinheitliche Berechnungsstandards festgelegt und angewandt werden. Zur Sicherstellung der Finanzierungsfunktion erscheinen Regelungen zur Bestellung einer Mindestkapazität sinnvoll. Die z.T. vorgebrachte Sorge, dass Letztverbraucher ihren Strombezug dauerhaft bis zur gebuchten Kapazität ohne Lastflexibilisierung ausreizen, erscheint derzeit wenig plausibel und mit Blick auf die Wirkung auf das Stromnetz und die Netzkosten auch irrelevant.

Das gestufte Arbeitspreismodell ermöglicht eine Optimierung des Strombezugs des Letztverbrauchers abhängig von einem Strompreissignal. Um die intendierte, rein marktlich orientierte Reaktionsmöglichkeit nicht zu untergraben, soll und darf der AP 2 absolut und im Verhältnis zum AP 1 ausdrücklich nicht prohibitiv wirken. Ein AP 2, der mehr oder weniger dauerhaft mögliche Erlöse aus temporär niedrigen Strompreissignalen überkompensiert würde den systemisch gewünschten Mehrverbrauch (These: niedrige Marktpreise resultieren aus einem großen Angebot auf der Erzeugungsseite, insbesondere EE-Erzeugung) unterminieren.

Die vorgeschlagene mengenbezogene Abgrenzung für oben beschriebenes Modell scheint sinnvoll, da Letztverbraucher mit einem Stromverbrauch von mehr als 100.00 kWh/Jahr bereits in der registrierenden Leistungsmessung erfasst sind. Davon unabhängig sind zu einem späteren Zeitpunkt zu diskutierende dynamische Netzentgeltkomponenten (Anreizfunktion). Hier besteht über definierte Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme auch bei kleineren Jahresverbräuchen eine andere Arbeitsgrundlage.

Die Parametrierung der Komponenten untereinander ist entscheidend, um einerseits Kostenreflexivität und damit die Finanzierungsfunktion der Kapazitäts- und Arbeitspreiskomponenten herzustellen und andererseits die mit dem Modell gewünschte, marktorientierte Variabilität des Strombezugs zu ermöglichen. Noch unklar ist die Justierung der Preiskomponenten untereinander insbesondere die Wirkung dynamischer Netzentgelte als AP3 auf die gewünschte Kostenreflexivität des Systems.
Anmerkungen, dass das gewählte Arbeitspreismodell nicht geeignet sei, die (kapazitätsorientierten) Netzkosten richtig abzubilden ist nicht vollumfänglich nachvollziehbar. Auch im heutigen Modell werden die Netzkosten zu einem Gutteil aus Arbeitspreis- und Leistungspreiskomponenten bestritten.

Anreizfunkton

Die Ergänzung des beschriebenen Modells um einen dynamischen und symmetrisch wirkenden AP 3 erscheint in der theoretischen Darstellung nachvollziehbar. Aus Sicht des ZVEI ist darauf achten, dass dynamische Arbeitspreise überhaupt und in ihrer Ausgestaltung mit tatsächlicher Steuerungswirkung kommen. Erst darüber können das Lastverhalten industrieller Prozesse, Ladezyklen von E-Fahrzeugen, der Betrieb von Wärmepumpen etc. kosteneffizient netzdienlich gestaltet und betrieben werden.

Ein Start auf höheren Netzebenen erscheint vor dem Hintergrund des möglichen Grades der Netzzustandserfassung insbesondere im Verteilnetz logisch. Jedoch muss die Übertragung (und Kaskadierung) in untere Netzebenen schnellstmöglich erfolgen. Die Digitalisierung der Stromnetzinfrastruktur ist hier nicht das Hemmnis, sondern der Schlüssel. Weitere Ausführungen hierzu erfolgen in der Stellungnahme zu den dynamischen Netzentgeltkomponenten (Orientierungspunkte der BNetzA vom 17. Dezember 2025).

Die Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ), um zumindest anteilig die Kosten aus einem neuen (oder erweiterten) Netzanschluss zu reflektieren und beim Anschlussnutzer zu internalisieren, erscheint sinnvoll. Dabei sollte die Ermittlung der Höhe nach bundesweit einheitlichen Standards erfolgen. Diese sollte sich an den theoretisch auftretenden Kostenwirkungen des neuen Netzanschlusses abhängig bspw. von Ort, Netzebene und Netzanschlusskapazität inklusive der daraus resultierenden weiteren Investitionsbedarfe in die Netzinfrastruktur orientieren. Dies ließe eine nach gleichen Standards ermittelte aber regional unterschiedlich wirkende Kostenbeteiligung über BKZ zu. In der mittleren bis langen Frist sollten diese Regelungen für alle neuen oder erweiterten Netzanschlüsse Anwendung finden – in einer noch zu definierenden Übergangsphase sind abweichende Regelungen (Abschläge auf die BKZ bis hin zur Aussetzung) für beispielsweise EE-Erzeugungsanlagen, Speicher oder (mindestens Anschlusserweiterung) für die Dekarbonisierung über Direktelektrifizierung von Industrieprozessen denkbar.

Kontakt
[redacted] • Bereichsleiter Elektrifizierung und Klima
E-Mail: [redacted]

ZVEI e. V. • Verband der Elektro- und Digitalindustrie • Charlottenstraße 35/36 • 10117 Berlin
Lobbyregisternr.: R002101 • EU Transparenzregister ID: 94770746469-09 • www.zvei.org
Datum: 16.01.2026