

› STELLUNGNAHME

zum Diskussionspapier „Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom“ (AgNeS)

Berlin, 30.06.2025

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.550 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 300.000 Beschäftigten wurden 2021 Umsatzerlöse von 141 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 17 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Wärme 88 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat seit 1990 rund 78 Prozent ihrer CO₂-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 822 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.

[Zahlen Daten Fakten 2023](#)

Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: www.vku.de

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung der Stellungnahme einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Positionen des VKU in Kürze

- › Das vorgelegte Diskussionspapier ist aus Sicht des VKU teilweise nachvollziehbar und bietet eine zutreffende Grundlage für anstehende Diskussionen. In Bezug auf die anstehende Reform der Netzentgeltsystematik hat die BNetzA die wesentlichen Bestandteile des Zielbilds aufgeführt. Die BNetzA stellt zurecht fest, dass die Hauptaufgabe der Netzentgelte darin besteht, die effizienten Netzkosten zu refinanzieren. Die wesentlichen Bestandteile des Zielbilds wie die Anreizwirkung und insbesondere die Umsetzbarkeit sind zu wenig betrachtet oder nicht ausreichend kritisch diskutiert worden. Den Fragen der Umsetzbarkeit sollte nach Auffassung des VKU eine viel höhere Priorität zugeordnet sein, denn diese münden letztlich in der Entscheidung, ob der Aufwand den vorab erwünschten Nutzen rechtfertigt.
- › Es sollte eine gesamtheitliche Überarbeitung der Netzentgeltsystematik entwickelt werden, wozu sowohl eine Nachfolgeregelung für die vNNE als auch Industrienetzentgelte sowie singular genutzte Betriebsmittel gem. § 19 Abs. 3 StromNEV gehören.
- › Eine Anreizwirkung kann (meist) nur netzbetreiberindividuell in der Netz- und Umspannebene, an der der Anschlussnutzer angeschlossen ist, erzielt werden. Marktsignale und Anreize zu netzdienlichen Verhalten können unterschiedlich miteinander oder gegeneinander wirken.
- › Der VKU steht einer Diskussion zur Ausweitung der Finanzierungsbasis der Netze durch eine Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten offen gegenüber. Die Bewertung der möglichen Optionen für eine Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten sollte sich vorrangig auf die Ermöglichung von Allokationssignalen beim Zusammenwirken von Netzausbau und Zubau von Erzeugungskapazitäten im Sinne einer System- und Kosteneffizienz fokussieren.
- › Bei einer Einbeziehung der Einspeiser an der Refinanzierung der Netzkosten wären nach Auffassung des VKU das Instrument der Baukostenzuschüsse (BKZ) ein sinnvolles Mittel. Einspeisenetzentgelte, also verpflichtende regelmäßige Zahlungen der Einspeiser an die Netzbetreiber erzeugen nach Auffassung des VKU keinen Nutzen im Sinne einer Gesamtsystemeffizienz.
- › Netzentgelte sollen verstärkt unabhängig von der entnommenen Menge ausgestaltet werden. Ein pauschaler Grundpreis für alle Netznutzer additiv zu den heutigen Netzentgeltkomponenten ist nicht zielführend.
- › **Für Netznutzer in der Niederspannung ohne Leistungsmessung** muss die Erhebung von Grundpreisen vorgeschrieben werden. Der Grundpreisanteil sollte der fixkostenbasierten Struktur der Netze stärker als bisher Rechnung tragen und daher möglichst hoch sein.
- › **Für Netznutzer mit Leistungsmessung** können Kapazitätsnetzentgelte sinnvolle Anreize setzen. Bei der Umsetzung eines Kapazitätspreises sind allerdings verschiedene Herausforderungen zu beachten, so dass eine schrittweise Einführung der neuen Systematik zu empfehlen ist.
- › Mit Netzentgelten nach Modul 3 gem. §14a EnWG bestehen bereits statisch variable Netzentgelte. Die Einführung möglicher weiterer Elemente zur Dynamisierung sollten schrittweise unter der Beachtung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses geprüft werden.

- › Bislang steht der VKU einer Vereinheitlichung der VNB-Netzentgelte sehr kritisch gegenüber. Zunächst sollte die Wirkung der EE-Kostenwälzung bewertet werden sowie die anstehende Reform in die Wege geleitet und umgesetzt werden. Im weiteren Verfahren kann geprüft werden, inwieweit weitere Angleichungsmechanismen im Falle verstärkter regionaler Spreizung der Netzentgelte in Zukunft notwendig sind.
- › Ein netzdienlicher Betrieb von Speichern kann eine wichtige Säule eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs darstellen. Es können verschiedene Abstufungen von Vereinbarungen ausgestaltet werden, um netzdienliches Verhalten der Speicher mit einer Reduktion von Netzentgelten anzureizen.

Einleitung

In Folge des Urteils des Europäischen Gerichtshofs zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden und der entsprechenden Anpassungen im EnWG, läuft die bisherige Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) Ende 2028 aus. Die Bundesnetzagentur übernimmt künftig die Verantwortung für die Ausgestaltung der Netzentgelte durch eigene Festlegungen und hat dabei weitgehende Entscheidungsfreiheit über die Refinanzierung der Netzkosten, die Funktion der Netzentgelte und deren Aufteilung zwischen allen Netznutzern. Für die kommunalen Verteilnetzbetreiber aber auch für die kommunalen Energieversorger bedeutet dies nicht nur eine grundlegende Umstellung der Rahmenbedingungen, sondern auch eine erhebliche operative Herausforderung.

Mit dem Diskussionspapier zur Allgemeinen Netzentgeltssystematik Strom (AgNes) hat die Bundesnetzagentur den Reformprozess angestoßen, an dessen Ende die Regeln für eine zukunftsfähige, faire und nachvollziehbare Netzentgeltstruktur geschaffen werden sollen. Aus Sicht des VKU wird mit dem Diskussionspapier eine zutreffende Grundlage für anstehende Diskussionen gelegt, so dass im weiteren Verlauf zahlreiche Details noch konkretisiert werden müssen.

In dem anstehenden Prozess hat die Bundesnetzagentur die Aufgabe, die verschiedenen Interessen in Einklang zu bringen und insbesondere abzuwiegen, welchem Zweck die anvisierten Ausgestaltungen der Netzentgelte (vor allem in Bezug auf diese Interessen) dienen sollen. Die zu erarbeitende Netzentgeltssystematik muss auch das langfristige Ziel des finalen Netzausbaus im Blick haben, um spätere Verwerfungen möglichst zu vermeiden. Die BNetzA muss das angestrebte Zielbild klarer benennen. Wenn das langfristige Ziel der vollständige Netzausbau ist (Kupferplatte), würde das eine andere Netzentgeltssystematik erfordern, als wenn es im langfristigen Netz-Zielbild auch bspw. zu Engpässen in Spitzenlastzeiten kommen kann.

In unseren Augen ist die grundsätzliche Funktion der Netzentgelte und das Verhältnis der Netzentgelte zu den Netzkosten – also die Frage, ob die Ausgestaltung der Netzentgelte auf die Netzkosten Einfluss nehmen kann – eine wichtige Frage, die bereits frühzeitig durch die BNetzA geklärt werden muss. Der VKU bewertet die Funktion der Netzentgelte als Anreizinstrument in Bezug auf die anvisierten Ziele grundsätzlich zurückhaltend. Daher begrüßt es der VKU, dass im BNetzA-Diskussionspapier die vordergründige Funktion der Netzentgelte darin gesehen wird, die effizienten Netzkosten zu refinanzieren.

Bei der Anreizfunktion von Netzentgelten ist zu beachten, dass die Netzbetreiber einer Anreizregulierung unterliegen, durch die ihr Ausgangsniveau limitiert ist, das als Kalkulationsgrundlage in die Netzentgeltbildung eingeht. Von daher steht bei einer Anreizfunktion der Preisbildung über die Netzentgelte der Anreiz für die Netznutzer, sich netzdienlich zu verhalten, im Vordergrund. In welchem Ausmaß das Verhalten der Netznutzer durch bestimmte Formen der Netzentgeltssystematik angereizt werden kann, sollte in dem AgNes-Prozess vertieft analysiert werden.

Der rasante Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen, die zunehmende Elektrifizierung von Wärme und Verkehr sowie der steigende Bedarf an Flexibilität erfordern massive Investitionen in die Verteilnetze. Diese Entwicklungen führen zwangsläufig zu steigenden Netzkosten, die über die Netzentgelte refinanziert werden müssen. Der VKU hat bereits zu Beginn des NEST-Prozesses darauf hingewiesen, dass auch seitens der BNetzA deutlich benannt werden muss, dass im Zuge der Ener-

gewende die Netzentgelte werden steigen müssen. Der politische Druck auf die BNetzA auf Senkung der Netzentgelte hinzuwirken, darf nicht dazu führen, dass durch eine bloße Umverteilung diese zwar vordergründig sinken, am Ende aber die Systemkosten und in der Folge der Endenergiepreis für die Verbraucher steigen.

Dies im Blick bewertet der VKU die von der BNetzA vorangetriebene Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) als sehr kritisch. Es ist auch hier zu befürchten, dass statt der beabsichtigten Entlastung der Verbraucher mittelfristig steigende Netzentgelte und Energiepreise zu Buche schlagen. Höchst fragwürdig ist, warum die Debatte über eine vNNE-Nachfolgeregelung nicht in den AgNes-Prozess integriert wird. Ein Zusammenhang wäre aufgrund der Anreizwirkung der vNNE für Einspeiseanlagen gegeben. Der AgNes-Prozess plant eine Anpassung des Netzentgeltsystems erst ab 2029. Eine vorzeitige (schrittweise) Abschaffung ab 2026 ist auch deswegen nicht sinnvoll. Stattdessen sollte eine gesamtheitliche Überarbeitung der Netzentgeltsystematik entwickelt werden, wozu sowohl eine Nachfolgeregelung für die vNNE als auch Industrienetzentgelte sowie singular genutzte Betriebsmittel gem. § 19 Abs. 3 StromNEV gehören.

Die Zusammenhänge im Gesamtkontext der zukünftigen Netzentgeltsystematik sollten vorab bekannt sein. Die BNetzA sollte daher darlegen, wie diese Sachverhalte abseits des Diskussionspapiers in die Gesamtstrategie der BNetzA im Abgleich zu ihren gesetzten Zielen zusammenpassen.

II. Zielbild für die Netzentgeltsystematik (NES)

Die von der BNetzA vorgenommene Aufteilung der Ziele für die zukünftige NES und deren Priorisierung sind teilweise nachvollziehbar. Es ist richtig, dass zu Beginn der Diskussion von der BNetzA klargestellt wird, dass die Netzentgelte primär einer für alle Seiten planbaren und gerechten (oder zumindest als gerecht empfundenen) Refinanzierung der Netzinfrastruktur dienen sollen.

Allerdings sind die Anreizwirkung und insbesondere die Umsetzbarkeit wichtige Punkte, die in den weiteren Ausführungen nicht ausreichend kritisch diskutiert werden. Den Fragen der Umsetzbarkeit sollte nach Auffassung des VKU eine viel höhere Priorität zugeordnet sein, denn diese münden letztlich in der Entscheidung, ob der Aufwand den vorab erwünschten Nutzen rechtfertigt.

Hinsichtlich der Anreizwirkung ist der Bundesnetzagentur zuzustimmen, dass Anreize ein Nutzungsverhalten begünstigen sollten, welches die Netzauslastung optimiert. Der VKU weist aber darauf hin, dass es sich dabei um das Netz – strenggenommen sogar die Netz- und Umspannebene – handeln muss, an der der Anschlussnutzer angeschlossen ist. Vor- und nachgelagerte Ebenen oder Netzbetreiber können andere Anreize erfordern. Außerdem ist zu beachten, dass hierbei die Belange der einzelnen Netzbetreiber berücksichtigt werden müssen, weil es andernfalls zu erheblichen Fehlanreizen kommen kann. Eine Anreizwirkung kann somit (meist) nur netzbetreiberindividuell erzielt werden.

Die Auffassung, dass Netzentgelte einer marktlichen Preisreaktion nicht oder nur wenig im Wege stehen sollten, teilt der VKU nicht. Netzpreissignale sollten den Marktpreissignalen nicht untergeordnet werden. Auch wenn das Netz sich dem Marktgeschehen grundsätzlich neutral verhalten sollte, müssen die Marktteilnehmer die Grenzen der verfügbaren Netzkapazität kennen und beachten. Der Großhandelspreis spiegelt unmittelbar marktliche Knappheiten oder Überangebote nach Zeitpunkt und Höhe wider. Aus volkswirtschaftlicher Perspektive sollte die Netzentgeltsystematik grundsätzlich Vergleichbares auf der Netzseite leisten. Die zu bepreisende Knappheit auf

der Netzseite besteht in der zur Verfügung gestellten Kapazität, sowohl auf der Einspeise- als auch auf der Entnahmeseite. Beide Anreize können unterschiedlich miteinander oder gegeneinander wirken. Der Anschlussnutzer bewertet für sich die Anreize und bestimmt somit letztlich sein Verhalten. Je nach Ausprägung setzt sich ein marktlicher oder ein netzbezogener Anreiz durch. Nur so wäre es möglich, ein volkswirtschaftliches Gesamtoptimum anzureizen.

Hinsichtlich der Finanzierungsbeteiligung weist der VKU darauf hin, dass die europäischen Regelungen zwar grundsätzlich auch darauf abzielen, die Energieversorgung für Verbraucher bezahlbar zu gestalten. Dies kann jedoch nur als grobe Richtschnur für das gesamte Energieversorgungssystem gelten. Jedenfalls kann die Netzentgeltsystematik keine weitergehenden sozial- bzw. industriepolitischen Funktionen erfüllen, wie z.B. die Begrenzung der Energiekosten auf einen Prozentsatz des verfügbaren Einkommens oder den Schutz bestimmter Industrien. Dies muss über andere Instrumente außerhalb der Stromnetzentgeltsystematik geregelt werden. Hinsichtlich der Umsetzbarkeit und Praktikabilität führt die Bundesnetzagentur aus, dass Umsetzungsaufwand kein entscheidender Gesichtspunkt sei. Dem stimmt der VKU nicht zu. Eine theoretisch noch so gut ausgearbeitete Netzentgeltsystematik hätte keinen Nutzen, wenn diese in der Praxis zu erheblichen Problemen bei der Umsetzbarkeit führt. Die Umsetzbarkeit und Praktikabilität und der Folgeaufwand müssen bei der Bewertung von Alternativen von Anfang an mit einbezogen werden.

Der VKU weist darauf hin, dass Aufwendungen zur Einführung und zum Betrieb einer neuen Netzentgeltsystematik für die 5. Regulierungsperiode aufgrund des Budgetprinzips frühestens zu Beginn der 6. Periode in den Erlösobergrenzen wirksam wären, wenn hierfür keine Sonderregelung getroffen wird. Eine solche Sonderregelung wäre insbesondere dann erforderlich, wenn die Aufwendungen für eine Netzentgeltsystematik erheblich sein sollten, weil sie volkswirtschaftliche, also über den Netzbetrieb hinausgehende Ziele verfolgt. Dies betrifft besondere Kosten der Einführung ebenso wie Kosten des Dauerbetriebs. Zusammengefasst müssen mindestens die Einführungskosten bereits in der 5. Regulierungsperiode anerkannt werden.

Um die volatile Erzeugung aus Erneuerbaren Energien ausgleichen zu können, wird von den Netzbetreibern erwartet, dass sie bei der Bildung von Netzentgelten Flexibilitätspotentiale bei den Netznutzern anreizen. Nach Auffassung des VKU muss die Ausgestaltung der Netzentgelte vorrangig Netzbelange abbilden: das Netzentgelt sollte die Knappheit der verfügbaren Netzkapazität adressieren. Aber auch das Potential im Netz durch flexible Ausgestaltung der Entgelte, Kosteneinsparungen herbeizuführen ist deutlich begrenzt, wenn nicht eher kontraproduktiv, denn zunehmende Komplexität führt zu höheren Transaktionskosten. Einfachheit, Verständlichkeit und ein geringer Aufwand in der Abwicklung sollten die zentralen Leitmotive bei der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik sein.

III. Status Quo

Bei der Beschreibung des Status Quo unter dem Aspekt der Sondertatbestände kritisiert die Bundesnetzagentur, dass Pancaking kleinteilige Netzbetreiberstrukturen fördere, da Kosten nachgelagerter Netzebenen von Kosten vorgelagerter Ebenen befreit seien.

Der VKU hält dies für eine verkürzte Sichtweise, weil nicht hinterfragt wird, ob gerade durch Pancaking erst eine sachgerechte Kostenverteilung erfolgt oder nicht. Oft kann man eine gemeinsame

Netzebene gedanklich so in Übertragungs- und Verteilbereich untergliedern, dass der nachgelagerte Netzbetreiber vom Netz des vorgelagerten Netzbetreibers nur den Übertragungsbereich nutzt. In solchen Fällen würden die Netznutzer des nachgelagerten Netzbetreibers ohne Pancaking den Verteilbereich des vorgelagerten Netzes mitfinanzieren, obwohl sie diesen nicht nutzen.

Werden solche Bedingungen aufgrund einer Abschaffung des Pancaking erzwungen, so würde die Bundesnetzagentur nachgelagerte Netzbetreiber strukturell benachteiligen und zudem in den Konzessionswettbewerb zu Gunsten des vorgelagerten Netzbetreibers eingreifen. Die Netzentgelte wären insoweit nicht mehr wettbewerbsneutral.

V. Anpassungsoptionen

5.1 Einspeisenetzentgelte

Der VKU steht einer Diskussion zur Ausweitung der Finanzierungsbasis der Netze durch eine Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten offen gegenüber. Allerdings müssen in dieser Diskussion zwei wesentliche Aspekte getrennt werden.

Auf der einen Seite steht die politische Dimension mit den Fragen nach der Finanzierbarkeit der Netze, der Verteilung der Belastungen aus den zukünftig steigenden Netzkosten und gleichzeitig den Forderungen nach einer Senkung der Netzentgelte. Die BNetzA bringt in diesem Zusammenhang den Vorschlag in die Diskussion, dass Erzeuger sich an den Netzkosten beteiligen sollen.

Auf der anderen Seite steht die Debatte um die Ermöglichung von Allokationssignalen seitens der Netzbetreiber an die Einspeiser im Sinne einer System- und Kosteneffizienz. Nach Auffassung des VKU sollte die Bewertung der möglichen Optionen für eine Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten sich vorrangig auf diesen Aspekt fokussieren.

Grundsätzlich transportieren Verteilnetze Strom von Einspeisepunkten (Erzeuger, Kuppelstellen zu angrenzenden Netzen) zu Entnahmepunkten (Verbraucher, Kuppelstellen zu angrenzenden Netzen). Grob vereinfachend lassen sich Verteilnetze in einspeise- und verbrauchsdominierte Netze einteilen. Einspeisedominierte Verteilnetze sind typischerweise ländlich geprägte Flächennetze in Gebieten mit einem hohen natürlichen Dargebot an Sonne und/oder Windenergie, hier stehen große Erzeugungsparks bei vergleichsweise niedriger Verbrauchslast. Verbrauchsdominierte Netze findet man in vielen Städten. Diese sind natürliche Verbrauchszentren. Für große EE-Erzeugungsparks fehlen hingegen die erforderlichen Freiflächen. In Deutschland dürften mehr verbrauchs- als erzeugungsdominierte Netze betrieben werden. Allerdings decken erzeugungsdominierte Netze insgesamt die größeren Flächen ab.

Die Energie-, Wärme- und Verkehrswende ändert an der Einspeisedominanz der einen und der Verbrauchsdominanz der anderen Verteilnetze grundsätzlich wenig. Zwar sorgen Wärmepumpen und E-Mobilität überall und in manchen Zentren auch die Digitalisierung für eine Verbrauchszunahme. Auch steigen Einspeisungen aufgrund der EE-Erzeugung überall an. Aus den vorgenannten Gründen bleibt jedoch der Erzeugungsanstieg in ländlichen Netzen deutlich höher. In städtischen Netzen sinkt die Erzeugung teilweise sogar, wenn große KWK-Anlagen auf Gas- oder Kohlebasis weniger einspeisen oder gar durch Großwärmepumpen und Elektrokessel ersetzt werden, was den Verbrauch zusätzlich steigert.

Bei einspeisedominierten Netzen sind Ort und Höhe der Einspeisungen für einen bedeutenden Teil der Netzkosten maßgeblich, bei verbrauchsdominierten Netzen entsprechend Ort und Höhe des Verbrauchslast. (Steuerbare) Einspeiser verursachen in verbrauchsdominierten Netzen nahezu keine Netzkosten (ggf. mit Einschränkungen in räumlicher Nähe der Anschlusspunkte großer Einspeiser). Daher ist auch eine Berücksichtigung dieser netzentlastenden Wirkung, wie sie aktuell über die vermiedenen Netznutzungsentgelte für steuerbare Bestandsanlagen erfolgt, weiterhin gerechtfertigt. Die Ausgestaltung einer Anreizwirkung im Falle einer Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten muss diese Sachverhalte widerspiegeln.

Zusammengefasst lässt sich konstatieren, dass vorrangig einspeisedominierte Netze ein „Problem“ mit dem hohen Anteil der Netzkosten aufgrund des Zubaus Erneuerbarer Energien haben bzw. zukünftig verstärkt. Daher ist eine effiziente Methode erforderlich, die das Zusammenwirken von Netzausbau und Zubau von Erzeugungskapazitäten im Sinne einer System- und Kosteneffizienz steuert. Dieses Ziel sollte bei der Bewertung, ob und wie die Einspeiser an den Netzkosten beteiligt werden sollen, im Fokus stehen.

Wenn eine Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten eingeführt wird, muss geprüft werden, ob und inwieweit die EE-Kostenwälzung noch erforderlich ist. Zumindest sollten Erträge aus der Auflösung von Einspeise-BKZ von den Wälzungsbeträgen der EE-Kostenwälzung der jeweiligen Anschlussnetzbetreiber abgezogen werden.

Fragen der BNetzA

- *Ist Netzeinspeisung eine Form der Netznutzung, die mit Einspeiseentgelten an der Finanzierung der Netzkosten beteiligt werden sollte?*

Der VKU lehnt Einspeisenentgelte im originären Sinn ab. Netzeinspeisung ist keine Form der Netznutzung, die durch Einspeiseentgelte an der Finanzierung der Netzentgelte beteiligt werden sollte, da verpflichtende regelmäßige Zahlungen der Einspeiser an die Netzbetreiber nach Auffassung des VKU keinen Nutzen im Sinne einer Gesamtsystemeffizienz erzeugen. Einspeisenentgelte würden lediglich eine Verschiebung von Netzkostenanteilen in den Strompreis bewirken, so dass eine Entlastung der Netznutzer bzw. der Endverbraucher nicht zu erwarten ist. Im Gegenteil würde eine derartige Verschiebung zu erheblichen Verwerfungen auf dem Energiemarkt führen, dessen weitere Auswirkungen nicht abgeschätzt werden können. Die hohe zusätzliche Komplexität im Rahmen der Kostenwälzung und Netzentgeltkalkulation, die keinen netzdienlichen Beitrag hätte, würde zu einer Steigerung der Transaktionskosten führen, ohne dass den Netzbetreibern zusätzliche liquide Mittel zur Verfügung stehen.

- *Welche Auswirkungen auf den Strommarkt werden gesehen?*

Einspeisenentgelte würden in den Wettbewerb im Stromgroßhandel unmittelbar eingreifen und können zu bislang noch nicht abschätzbaren Verwerfungen führen.

Bei der Errichtung der heute an das Netz angeschlossenen Einspeiser gab es keine Einspeiseentgelte und sie wurden demzufolge auch nicht bei der Investitionsentscheidung berücksichtigt. Ganz im Gegenteil wurde die Investitionsentscheidung, insbesondere auch bei Anfang der 2020er Jahre

im Vertrauen auf das NEMoG in Betrieb genommene Anlagen, unter dieser Prämisse getroffen. Hier drohen unverschuldete Wettbewerbsnachteile oder gar „Stranded Investments“. Bestandsanlagen wären daher auch aus Gründen des Vertrauensschutzes bis zum Ende ihrer Nutzungsdauer grundsätzlich vom Einspeiseentgelt zu befreien. Außerdem ist zu beachten, dass Strom heute im Großhandel bis zu sechs Jahre im Voraus gehandelt wird. Eine zwischenzeitliche Kostenerhöhung beim Einspeiser aufgrund von Einspeise-Netzentgelten würde diese Geschäfte u.U. unwirtschaftlich machen.

Mit Blick auf das EU-Ausland droht zudem eine Verzerrung des Binnenmarkts, ggf. sogar eine Abwanderung von Investitionen, weil sie in der Merit-Order-Liste benachteiligt werden würden.

- *Wären Einspeiseentgelte auch ein geeignetes Instrument der Standortsteuerung?*

Aus VKU-Sicht können räumliche/topologische Allokationssignale über das Instrument der Baukostenzuschüsse (BKZ) effektiver gesetzt werden. Bei Einspeisenentgelten erfolgt die Refinanzierung über die Laufzeit der genutzten Netzkomponenten, während sie bei BKZ zumindest teilweise mit einer einmaligen Zahlung sofort erfolgt.

Mögliche Steuerungsimpulse sind zwar grundsätzlich vorstellbar, diese wäre aber komplex und würden dennoch langfristige Verpflichtungen erforderlich machen, was den Umsetzungsaufwand weiter erhöhen würde. Die erwünschten Allokationssignale wären nur mit einem langen Vorlauf implementierbar, würden zeitverzögert, schwach und diffus wirken. Diese wären zudem mit Risiken für alle Beteiligten verbunden. Da Einspeisenentgelte einheitlich erhoben werden müssten, würden diese die angespannte Kapazitätssituationen in entnahmedominierten Netzen verschärfen und wären für alle Beteiligten sowohl wirtschaftlich als auch aus der Sicht der Versorgungssicherheit mit hohen Risiken verbunden.

Ferner muss das Zusammenspiel mit anderen Instrumenten bzw. gesetzlichen Vorgaben der Standortsteuerung beachtet werden, z.B. Windvorranggebiete. Hinzu kommt, dass die begrenzte Flächenkulisse in Deutschland die Steuerungswirkung begrenzt.

- *Welche Ausgestaltungsvariante für Einspeiseentgelte (Arbeitspreis, Leistungspreis, Kapazitätspreis, Grundpreis) wären vorzugswürdig, um die Ziele der Finanzierungs- oder der Steuerungsfunktion bestmöglich zu erfüllen und gleichzeitig marktverzerrende Wirkungen zu begrenzen?*

Eine Steuerungswirkung durch Netzentgelte für Einspeiser, bei der auch marktverzerrende Wirkungen möglichst begrenzt werden, ist kaum möglich und in der Umsetzung auch als Idee schwer vorstellbar.

- *An welchen Kosten sollten sich Einspeiser über Einspeiseentgelte beteiligen? An bestimmten Kosten z. B. für Redispatch, Regelenergie und/oder den Kosten für Verlustenergie? An den Mehrkosten aus der EE-Integration, die z. B. durch den Mechanismus der Festlegung*

zur EE-Kostenwälzung festgestellt werden könnten? Oder sollten sich Einspeiser wie Letztverbraucher über ein allgemeines Netzentgelt an der Finanzierung der Netzkosten uneingeschränkt beteiligen?

Aus Sicht des VKU ist eine Beteiligung der Einspeiser an den Netzentgelten nicht zielführend. Sollte die Bundesnetzagentur zu dem Schluss kommen, dass Netzentgelte für Einspeiser im System verankert werden müssen, ist auch eine sachgerechte Kostenzuordnung vorzunehmen.

Letztlich müsste auf den erzeugungsgetriebenen Kostenanteil für die Errichtung und den Betrieb der Netzinfrastruktur abgestellt werden. Der Kostenanteil könnte vereinfacht ermittelt werden, beispielsweise wie in der Festlegung zur EE-Kostenwälzung. Das bedeutet auch, dass in verbrauchsdominierten Netzen keine Einspeiser-Netzentgelte anzusetzen wären, denn dort führt dezentrale Einspeisung zu einer Netzentlastung. In einspeisedominierten Netzen wäre nach der Höhe der Überspeisung zu differenzieren.

Bei den Kosten, die den Einspeisern zuzurechnen sind, wäre die Einschränkung auf Redispatchkosten oder auch die Mehrkosten der EE-Integration nicht ausreichend. Die Kalkulation der Netzentgelte geht immer mit einer Pauschalierung ohne Einzelfallgerechtigkeit einher, und sollte damit auch für Einspeiser alle Netzkosten ggf. ohne die Aufwendungen vorgelagertes Netz berücksichtigen. Trotzdem wäre ein separater Kostenwälzungsmechanismus für einzelne Kostenarten erforderlich.

Baukostenzuschuss für Einspeiser

Fragen der BNetzA

- *Wären Baukostenzuschüsse eine geeignete Ergänzung oder eine sinnvolle Alternative der Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzkosten?*

Bei einer Einbeziehung der Einspeiser an der Refinanzierung der Netzkosten wären nach Auffassung des VKU das Instrument der Baukostenzuschüsse (BKZ) ein sinnvolles Mittel. Diese BKZ müssen regional – auch innerhalb eines Netzgebiets – differenziert werden können, denn nur auf diese Weise lässt sich eine Steuerung von neuen Erzeugungsanlagen nach den lokalen Bedürfnissen im Netz sinnvoll erreichen. BKZ sind eine effiziente direkte Steuerungsmethode, da der Einspeiser bei seiner Investitionsentscheidung mit einem einmaligen größeren Betrag konfrontiert wäre. Auch für die Netzbetreiber bedeuten BKZ einen früheren Zugang von Liquidität, und tragen zur Reduzierung des Kapitalbedarfes und in der Folge des Kostenblocks zur Bestimmung der Netzentgelte bei. Gleichzeitig bieten sie hohe Planbarkeit für Anlagenbetreiber und ermöglichen eine einfache Trennung zwischen Bestands- und Neuanlagen. Da die BKZ ein einfaches System darstellen, wären diese auch kurzfristiger mit geringfügigen gesetzlichen Anpassungen anwendbar. Zudem sind BKZ sowohl für Verteilnetzbetreiber als auch für Projektierer besser planbar.

- *Welche Auswirkungen auf den Strommarkt werden gesehen?*

Die Einführung von BKZ für Einspeiser würde primär die Investitionskosten für Neuanlagen erhöhen. Dies könnte die Wirtschaftlichkeit von neuen Projekten beeinflussen, insbesondere wenn die BKZ signifikant hoch ausfallen. Im Vergleich zu laufenden Einspeiseentgelten hätten BKZ jedoch einen geringeren direkten Einfluss auf die Betriebsweise der Anlagen und somit auf die Strommarktpreise.

- *Wären Baukostenzuschüsse auch ein geeignetes Instrument der Standortsteuerung?*

Baukostenzuschüsse können, insbesondere wenn diese regional, also auch innerhalb eines Netzgebiets differenziert werden können, ein geeignetes Mittel zur Standortsteuerung darstellen. Aber auch hier sollte das Zusammenspiel mit anderen Steuerungsinstrumenten berücksichtigt werden. Hinzu kommt, dass die begrenzte Flächenkulisse in Deutschland die Steuerungswirkung begrenzt. Zusätzlich lässt sich über Baukostenzuschüsse auch eine Differenzierung zwischen Bestands- und Neuanlagen einführen. Das wird vermutlich erforderlich sein, um eine Diskussion zu Bestandschutzfragen bei der Einführung von Baukostenzuschüssen zu vermeiden.

- *Was wären geeignete Bemessungsgrundlagen für die Quantifizierung von Baukostenzuschüssen?*

Der Rahmen zur Ausgestaltung und Ermittlung der BKZ sollte im Zusammenhang mit der Netzentgeltsystematik entwickelt und definiert werden.

Die Berechnung muss nach einer noch zu definierenden, pauschalierenden und möglichst einfach gehaltenen und allgemeinen Berechnungslogik erfolgen. Dabei ist zu beachten, dass Granularität/Zielgenauigkeit der Lenkungswirkung und Abwicklungsaufwand in einem Spannungsverhältnis stehen. Folgende Varianten könnten hierzu zu weiteren Diskussion genutzt werden:

- (1) **Ableitung aus dem Leistungs- bzw. Kapazitätspreis** der jeweiligen Ebene

Baukostenzuschüsse können grundsätzlich allokatons- bzw. Steuerungswirkungen erzielen, sofern hierüber entsprechende Knappheiten adressiert werden. In Abhängigkeit des möglichen Netzentgeltsystems können hier der Leistungs- oder Kapazitätspreis herangezogen werden. Für eine tatsächliche Steuerung ist es jedoch notwendig, dass die Möglichkeit einer regionalen Differenzierung auf der Ebene der Umspannpunkte von der Hoch- zur Mittelspannung erfolgen kann. Für die entsprechenden Abstufungen sind verbindliche Vorgaben festzulegen und eine vollständige Befreiung wäre zu vermeiden. Aus Sicht des VKU sind entsprechende Regelungen sowohl für die Last- als auch Einspeiseseite in diskriminierungsfreier Gestaltung zu entwickeln.

- (2) **Ableitung aus der Briefmarke** der jeweiligen Netzebene

Baukostenzuschüsse auf der Grundlage der sogenannten Briefmarke (Kosten der Spannungsebene geteilt durch die Jahreshöchstlast) stellen deutlich stärker den Bezug zwischen der verfügbaren Netzkapazität und den hierfür notwendigen Kosten her, denn nach heutiger Systematik bestehen zwei Leistungspreise, deren

Höhe sich durch den Abgleich der Gleichzeitigkeitsgeraden ergibt und somit keinen direkten Zusammenhang zur Netzkapazität aufweist. Auch beim Bezug auf die Briefmarke als Basis zur Ermittlung der Baukostenzuschüsse bleibt die Notwendigkeit einer Differenzierung innerhalb von Netzgebieten weiterhin bestehen.

(3) **Opportunitätskostenansatz:** Beteiligung an den erwarteten Netzausbau- und Betriebskosten

Eine Beteiligung an den erwarteten Netzausbau- und Betriebskosten birgt zwar das Risiko, dass die Umsetzung komplex wird. Die Beteiligung an den erwarteten Kosten bietet aber die Chance einer wirksamen Steuerung über eine direkte Kostenreflexivität

- *Sollten Baukostenzuschüsse für Einspeiser in Anlehnung an die sogenannte EE-Kostenwälzung auf Netzgebiete beschränkt werden, in denen die Einspeisung der wesentliche Treiber für Netzausbaukosten ist?*

Die Frage geht in die richtige Richtung, umfasst aber die Thematik noch nicht vollständig. Korrekt wäre ein Erzeuger-BKZ in erzeugungsdominierten Netzen, wobei die Erzeugerdominanz nicht unbedingt dem Kriterium der EE-Kostenwälzung folgen muss. In verbrauchsdominierten Netzen wäre der BKZ null, da Erzeuger dort kaum Netzkosten verursachen. Gegen die Verwendung des Kriteriums aus der EE-Kostenwälzung spricht die Volatilität von Einspeisung und Verbrauch.

Mit der Frage der Ausgestaltungsoptionen der BKZ für Einspeiser sollte auch die Systematik der BKZ für Lastkunden geprüft werden. Die grundlegende Ausgangsgröße für den BKZ (Leistungspreis, Kapazitätspreis, Briefmarke oder Opportunitätskosten) sollte für beide Nutzergruppen identisch sein. Entsprechend der tatsächlichen Betroffenheit der Netzregionen (Einspeise- bzw. Lastdominanz) könnten gegenläufige BKZ-Anreize in der Standortwahl setzen und damit lastnahe Erzeugung auf der einen bzw. erzeugungsnahe Last auf der anderen Seite anregen.

5.2 Netzentgeltkomponenten

Verpflichtender Grundpreis

Die BNetzA schlägt einen verpflichtenden Grundpreis für alle Netznutzer auf allen Spannungsebenen vor. Diesem Ansinnen ist grundsätzlich zuzustimmen, um die NE entnahmeunabhängiger zu machen. Allerdings müssen in der weiteren Ausgestaltung folgende Differenzierungen der Nutzergruppen vorgenommen werden. Derzeit lassen sich 2 Gruppen definieren:

1. Abnahmestellen mit Standardlastprofil (in der NS, auch zukünftig mit iMSys bis 100.000 kWh)
2. Alle anderen Abnahmestellen (Leistungsmessungen)

Ein pauschaler zusätzlicher GP für alle ist nach Auffassung des VKU nicht zielführend.

Für Netznutzer in der Niederspannung ohne Leistungsmessung (Gruppe 1) muss nach Ansicht des VKU die Erhebung von Grundpreisen vorgeschrieben werden. Der Grundpreisanteil sollte der fix-kostenbasierten Struktur der Netze stärker als bisher Rechnung tragen und daher möglichst hoch

sein. Die genaue Höhe bzw. der Anteil des Grundpreises sollte nicht abschließend vorgeschrieben werden. Auch ein Grundpreisanteil von 100 % sollte perspektivisch ermöglicht werden.

Durch eine einheitliche Festlegung des/der Grundpreise(s) sind Verzerrungen bzw. unerwünschte Effekte zwischen unterschiedlichen Kundengruppen und Verbrauchshöhen zu erwarten.

Zur Vermeidung von Schiefständen könnten unterschiedlich hohe Grundpreise je Leistungsbeanspruchung zur Anwendung kommen. Mögliche Ansätze, die der VKU sich hierbei vorstellen kann, sind eine Differenzierung der Grundpreise nach den Leistungswerten, die sich in Anlehnung an die Standardlastprofile und ihre Kundenwerte ergeben. Bei den Messlokationen im Segment der bisherigen SLP-Kunden, die mit intelligenten Messsystemen ausgerüstet werden, liegen mit zunehmendem Fortschritt des Roll-Outs auch immer mehr Leistungswerte vor, die ebenfalls zu einer Differenzierung der Grundpreise nach der einer Leistungskomponente (z. B. technisch vereinbarte, tatsächlich gemessene, etc.) verwendet werden können bzw. diese mittelfristig optimieren könnten. Vorteil dieses Ansatzes besteht darin, dass durch die je Leistungsklasse steigenden Grundpreise ein Selbstanreiz zum sparsamen Umgang mit maximaler Netzbeanspruchung bestehen würde.

Die Aufteilung in unterschiedliche Kundengruppen sowie die Ausgestaltung der Grundpreisabstufungen sollte netzbetreiberindividuell erfolgen dürfen. Somit könnten die Netzbetreiber die tatsächlich vor Ort vorhandene Kundenstruktur und deren zukünftige Entwicklung individuell abbilden und damit eine verursachungsgerechte Abbildung der Verteilung der Netzkosten vornehmen.

Gleichwohl sieht der VKU, dass grundlegende Rahmenbedingungen von der BNetzA vorgegeben werden sollten, um eine Verlässlichkeit und Rechtssicherheit bei der Anwendung des Instruments zu gewährleisten.

Für das bisherige RLM-Segment (Gruppe 2) ist eine dritte Netzentgeltkomponente in Form eines zusätzlichen Grundpreises zu den vorhanden Leistungs- und Arbeitspreisen nicht erforderlich, im Gegenteil sie würde die Abrechnung und die Produktgestaltung komplexer machen. Künftig können Kapazitätsnetzentgelte bei diesen Netznutzern entsprechende Anreize setzen.

Der VKU begrüßt und unterstützt die Ausrichtung der BNetzA in dieser Frage und bietet an, im weiteren Konsultationsprozess das Modell mit der BNetzA näher zu diskutieren und detailliert auszugestalten.

Fragen der BNetzA

- *Die Nutzerstruktur gilt als ein wesentlicher Treiber der Netzkosten. Wäre eine Grundpreiskomponente ein Instrument, um die strukturbedingten Kosten besser zu reflektieren?*

Die Entnahmemengen einzelner Nutzergruppen gehen in allen Netzebenen tendenziell zurück. Mit einer verpflichtenden Grundpreiskomponente wäre sichergestellt, dass alle Nutzer zumindest anteilig an den Kosten der Vorhaltung des Netzes beteiligt werden.

Im Bereich der Kleinkunden wären eine Stärkung der Grundpreise (es müssten mehrere möglich sein) die Möglichkeit, den hohen Fixkosten im Netz Rechnung zu tragen und der bisherigen stark arbeitspreislastigen Bepreisung zu begegnen (siehe Erläuterung zur Frage zuvor).

- *Wie kann bei der Einführung von Grundpreisen ein angemessenes Verhältnis zwischen Kostentragfähigkeit und Kostenreflexivität erreicht werden?*

Um ein angemessenes Verhältnis zwischen Kostentragfähigkeit und Kostenreflexivität zu erreichen, könnte der Grundpreis gestaffelt werden, beispielsweise nach typisierten Verbrauchergruppen. So könnten unverhältnismäßige Belastungen für Kleinstverbraucher vermieden werden, während größere Anschlussnehmer einen entsprechend höheren Beitrag leisten.

Die genaue Ausgestaltung der Differenzierung ist im weiteren Festlegungsverfahren zu erarbeiten. Hierzu ist ausreichend Zeit einzuplanen, da umfangreiche Datenbestände bei den Verteilnetzbetreibern betroffen sein werden. Eine Alternative besteht darin, dass unterschiedliche Kundengruppen (Landwirtschaft, Gewerbe, Klein-Gewerbe etc.) in den SLP-Profilen gebildet werden, die das Abnahmeverhalten in etwa abbilden. Eine derartige Einteilung der SLP-Profile wird bei den meisten Netzbetreibern aktuell schon vorgenommen und stünde somit zur Verfügung.

- *Wird ein höherer Grundpreis für Eigenverbraucher und Prosumer als geeignetes Mittel angesehen, diese stärker an den Netzkosten zu beteiligen?*

Eine grundsätzliche Differenzierung nach Prosumern und "anderen" Netznutzungskunden ist nicht sinnvoll, weil die Abgrenzung problematisch ist und auch in Zukunft nicht unveränderlich bleiben wird. Wenn also ein höherer GP als im Status Quo erhoben wird, werden Prosumer stärker an den Netzkosten beteiligt.

Kapazitätspreis statt Leistungspreis

Den Ausführungen der BNetzA in diesem Abschnitt ist weitgehend zuzustimmen, sowohl in Bezug auf die grundsätzlichen Überlegungen als auch in Bezug auf die Bewertung dieser Option. Ein ex-ante bestimmter Kapazitätspreis kann bei richtiger Ausgestaltung eine höhere Anreizwirkung zu effizienter Netznutzung als ein ex-post ermittelter Leistungspreis entfalten.

Bei der Umsetzung eines Kapazitätspreises sind allerdings verschiedene Dimensionen zu beachten. Damit er möglichst kostenreflexiv ist, sollte hierzu eine möglichst direkte Interaktion zwischen Netznutzer und Netzbetreiber stattfinden. Das findet im Rahmen des Netzanschlussvertrages statt, in dem die Netznutzer mit dem Netzbetreiber eine Kapazität vereinbaren. Inwieweit eine weitergehende Interaktion wie z.B. eine regelmäßige Überprüfung der Kapazität oder gar eine Bestellung der Kapazität erforderlich ist, muss abgewogen werden. Ein solches Verfahren wäre mit einem erheblichen Aufwand verbunden, so dass es zunächst höchstens für eine kleine Gruppe der RLM-Kunden mit einer großen Leistung in Frage kommen würde. Für die große Gruppe der RLM-Kunden müssen vereinfachte Verfahren wie z.B. die ausschließliche Orientierung an der vertraglich

vereinbarten Leistung oder an Ersatzwerten möglich sein, die sich aus der gemessenen Leistung oder ggf. aus den Sicherungsgrößen ergeben. Der VKU spricht sich im Folgenden für eine schrittweise Einführung der neuen Systematik aus.

Fragen der BNetzA

- *Wird ein Kapazitätspreis als geeignete Alternative zu einem Leistungspreis gesehen, um die anschlussbedingten Netzkosten zu reflektieren und das etwaige Flexibilitätshemmnis eines Leistungspreises zu mildern?*

Ein Kapazitätspreis mildert nicht (komplett) das Flexibilitätshemmnis des Leistungspreises, weil er genauso einen "Deckel" hat. Ein Kapazitätspreis reflektiert besser die fixen Netzkosten, welche - im Vergleich zu früher - sich viel weniger an der zeitgleichen Jahreshöchstlast als an einer zeitungleichen Netzbelastung orientieren. Flexibilitätsanreize müssen über eine (oder mehrere) andere Netzentgeltkomponenten gesetzt werden.

- *Nach welchen Maßstäben sollten Netzbetreiber die zur Absicherung eines Kapazitätspreises notwendige Pönale bemessen?*

Hier sind pragmatische Lösungen gefragt, z.B. das x-Fache des Kapazitätspreises auf die tages-scharf ermittelte Überschreitungsleistung je angefangenem Tag. Ein derartiges Vorgehen könnte in Anlehnung an das Modell aus dem Erdgas-Sektor als Ausgestaltungsbasis in Erwägung gezogen werden.

Es bräuchte dann keine Pönale im engeren Sinne, um eine Überschreitung der vereinbarten Kapazität zu reglementieren. Wenn eine zweite flexible Netzentgeltkomponente die Anreize setzt entweder mehr oder weniger Strom aus dem Netz zu ziehen, wird dies über den Preis der zweiten Komponente geregelt. Das heißt, wird in einer Situation mehr Last im Netz gebraucht, ist eine Überschreitung der vereinbarten Kapazität (bis zur technischen Grenze) ohne Sanktion möglich. Ist das Netz lastseitig ausgelastet, sollte eine zweite Preiskomponente (neben dem Kapazitätspreis) dies anzeigen und dann ist quasi die Pönale über diese zweite Preiskomponente abgebildet.

- *Welche Herausforderung würden sich bei einer Einführung ergeben?*

Bei der Einführung eines Kapazitätspreises werden sich mehrere Herausforderungen ergeben, für die Lösungen gefunden werden müssen. Hierfür ist im Rahmen des Festlegungsverfahrens ausreichend Zeit einzuplanen. Eine Herausforderung sind z.B. die Fälle, in denen Anschlussnehmer und Anschlussnutzer nicht personenidentisch sind, wie z.B. Mietshäuser.

Eine weitere Herausforderung kann darin bestehen, dass der Anschlussvorgang schon länger zurückliegt und der Netzbetreiber demzufolge keine aktuellen Daten zur installierten Leistung mehr hat oder die vereinbarte Leistung nicht digital, sondern nur in der Anschlussakte vorliegt. In solchen Fällen muss es möglich sein, über Messwerte Ersatzwerte zu bilden.

Wird die Netzanschlusskapazität netzentgeltrelevant, so dürfte es öfter zu einem Austausch über die sinnvolle Höhe der vereinbarten Kapazität kommen. Dies bedeutet Aufwand für den Netzbetreiber. Es wäre zu prüfen, ob für die Niederspannung vereinfachte Verfahren zur Ermittlung der installierten Kapazitätsentgeltmodelle gewählt werden.

Grundsätzlich sollte das Preismodell für alle Netznutzer identisch sein. Sprechen harte Fakten gegen einen Kapazitätspreis für manche Kundengruppen, ist eine Alternative zu überlegen. Die Abgrenzung der Kundengruppen muss dann aber so gewählt sein, dass sie einfach und transparent ist (z.B. nach Messtechnik: SLP/RLM oder iMSys/RLM/mME). Die technische Ausstattung und die damit verbundenen Möglichkeiten sowie Größenmerkmale wären sinnvolle Abgrenzungskriterien.

Eine weitere Herausforderung bei einem Kapazitätspreis besteht darin, wie mit Netznutzern mit besonderem Verbrauchsverhalten umgegangen wird. Hier sind z.B. die Netznutzer mit saisonalem Verbrauchsverhalten (bspw. Reserveanlagen in der Wärmeversorgung) zu nennen. Diese Kunden sind potenziell über ein ganzes Jahr nicht in Betrieb. Am Beispiel der Reserveanlagen in der Wärmeversorgung würde die Erhebung eines Kapazitätspreises die Investitionen in wichtige Flexibilitätsoptionen hemmen und die Erreichung der Wärmewende gegebenenfalls ausbremsen.

Im weiteren Prozess des Festlegungsverfahrens sind die jeweiligen Gruppen zu identifizieren. Für die Gruppen ist zu prüfen, ob ihre Belange durch ein alternatives Preismodell oder durch eine separate Komponente im Entgeltmodell abgedeckt werden können.

- *Wie groß ist der Abstand zwischen tatsächlicher in Anspruch genommener und vertraglich vereinbarter sowie technisch möglicher Netzanschlusskapazität sowie der individuellen Jahreshöchstlast großer Verbraucher in Ihrem Netz.*

Diese Frage lässt sich nicht pauschal für alle (großen) Verbraucher beantworten, da der Abstand zwischen diesen Werten stark von der jeweiligen Branche, dem Produktionszyklus, individuellen Lastmanagementstrategien und der spezifischen Auslegung des Netzanschlusses abhängt. In vielen Fällen wird die vertraglich vereinbarte und technisch mögliche Netzanschlusskapazität nicht dauerhaft durch die individuelle Jahreshöchstlast ausgeschöpft. Es gibt oft einen Puffer, der für Produktionsschwankungen, zukünftige Erweiterungen oder als Sicherheitsreserve dient.

Eine technisch mögliche NAK ist schwer zu ermitteln, weil diese von den benutzten Betriebsmitteln abhängt und sich aufgrund von Schalthandlungen demnach auch ändern können. Zudem bestimmt immer die Betriebsmittel mit der kleinsten Kapazität die technische Beschränkung. Eine derartige Betrachtung bezogen auf den Netzanschluss ist sehr aufwändig.

5.3 Dynamische Netzentgelte

Die bereits geäußerte grundsätzliche Skepsis in Bezug auf die möglichen positiven Effekte einer zunehmend komplexen Netzentgeltsystematik ist in Bezug auf die Dynamischen Netzentgelte besonders ausgeprägt.

Vor der potenziellen Einführung von dynamischen Netzentgelten sollte durch die BNetzA im Rahmen einer Gesamtschau die Sinnhaftigkeit insbesondere in Hinblick auf gegensätzliche Preissignale von Marktpreisen und Netzentgelten geprüft werden.

Fragen der BNetzA

- *Welchen Grad der Dynamisierung von Netzentgelten sehen sie als sinnvoll an?*

Dies kommt auf den Einsatzzweck, den Zeitpunkt der Anwendung und die geschaffenen digitalen Voraussetzungen an. Mit Netzentgelten nach Modul 3 gemäß den Beschlüssen zu §14a EnWG bestehen bereits statisch variable Netzentgelte. Damit sollte zunächst Erfahrung gesammelt werden und der (mess-) technischen Entwicklung Rechnung getragen werden, um zu prüfen, wie das System danach weiterentwickelt werden kann.

Eine hochdynamische, gar echtzeitnahe Anpassung der Netzentgelte auf Basis kurzfristiger Grenzkosten birgt erhebliche Komplexitäts- und Umsetzungsrisiken und könnte die Planbarkeit für Netznutzer stark einschränken. Wichtig ist, dass die Dynamisierung die Netzstabilität unterstützt und nicht zu unvorhersehbaren Lastverschiebungen führt, die neue Engpässe erzeugen.

Das Ausmaß der Freiwilligkeit sowohl seitens der Netzbetreiber als auch für die Netznutzer müsste – auch in Abhängigkeit der vorhandenen technischen Möglichkeiten – im weiteren Verlauf diskutiert werden. Der VKU spricht sich dafür aus, einzelne Elemente schrittweise unter der Beachtung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses einzuführen. Hierbei sollten zunächst größere Anlagen, die entsprechenden Flexibilitätsanforderungen umsetzen können, adressiert werden. Dazu gehören u.a. große Speicheranlagen, Power-to-Heat-Anlagen, Industriewärme und Elektrolyseure.

- *Soll die Dynamisierung von Netzentgelten allein der verbesserten Nutzung vorhandener Netzkapazitäten dienen oder sollen sie auch eine Option sein, Anreize zur Vermeidung von zusätzlichem Netzausbau sein?*

Die Dynamisierung von Netzentgelten sollte primär der verbesserten und effizienteren Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten dienen. Indem Anreize gesetzt werden, Last in Zeiten geringer Netzauslastung zu verlagern oder in Hochlastzeiten zu reduzieren, kann die Auslastung optimiert werden. Wenn außerdem erzeugungsnahe Lastzuschaltungen angereizt werden, kann auch der Bedarf an Redispatch verringert werden. Eine Dynamisierung sollte jedoch nicht als alleiniges Instrument zur Vermeidung von Netzausbau verstanden werden, da ein bedarfsgerechter Netzausbau für die Energiewende und die Versorgungssicherheit unerlässlich bleibt.

Sekundär kann eine erfolgreiche Dynamisierung auch dazu beitragen, den Bedarf an zusätzlichem Netzausbau zu dämpfen oder zumindest zeitlich zu strecken. Eine Dynamisierung kann aber nur dann einen wirksamen Anreiz hinsichtlich der Vermeidung von zusätzlichem Netzausbau setzen, wenn sie mit der entsprechenden Verbindlichkeit für den Netzbetreiber verbunden ist, dass der Anschlussnutzer verlässlich auf das dynamisierte Preissignal reagiert.

- *Wie können Netzregionen für eine örtliche Dynamisierung des Leistungspreises sinnvoll bestimmt werden?*

Dies sollte sich nach der “Größe” des Engpasses ausrichten. Es könnten ganze Netzteile bis hin zum UW-Bezirk lokale Anreize erhalten. Auch ein Herunterbrechen der lokalen Anreize zum NS-Netzstrang ist möglich, wäre aber mit zusätzlichem Aufwand verbunden. Hier muss den Netzbetreibern ein individueller Spielraum zur Verfügung gestellt werden. Ob es am Ende eine Dynamisierung des Leistungspreises oder einer anderen Netzentgeltkomponente ist, muss noch geklärt werden.

- *Welchen zeitlichen Vorlauf benötigen welche Akteure, um auf dynamische Netzentgelte zu reagieren?*

Mit den Regeln zu § 14a EnWG existieren bereits statisch variable Netzentgelte, diese Entwicklung soll etabliert und die Wirkung zunächst analysiert werden. Sollten dazu Aufwand und Nutzen im angemessenen Verhältnis stehen, kann über Weiterentwicklungen diskutiert werden.

- *Wie lassen sich dynamisierte Netzentgelte mit bundesweiten Geschäftsmodellen harmonisieren?*
- *Mit welchem Modell lässt sich Netzausbau sparen?*

Erst müssen Modelle konkret ausgestaltet und Erfahrungen gesammelt werden, um Aussagen über konkrete Auswirkungen gemacht werden können.

Für eine Einsparung von Netzausbau muss ein Kalkulationsmodell mit der entsprechenden Verbindlichkeit einer Netznutzerreaktion verknüpft sein.

- *Sinkt der Grenznutzen zusätzlicher Dynamisierung und wie stark?*

Der Grenznutzen zusätzlicher Dynamisierung sinkt ab einem bestimmten Punkt. Eine moderate Dynamisierung kann bereits signifikante Flexibilitätspotenziale heben. Eine immer weitergehende, kleinteiligere und kurzfristigere Dynamisierung führt zu steigender Komplexität, höheren Implementierungs- und Betriebskosten (z.B. für Messtechnik, IT-Systeme, Prognosen) und potenziell zu einer Überforderung der Netznutzer. Der zusätzliche Nutzen durch eine weitgehende Dynamisierung der Netzentgelte steht daher in keinem angemessenen Verhältnis zum zusätzlichen Aufwand.

- *Wie kann eine gute Verzahnung mit dem Redispatch-Prozess gelingen? Wie kann im Ausgestaltungsvariante (3) Increase-Decrease-Gaming ausgeschlossen werden, bei dem Nutzer zunächst eine geringe Entnahme als Fahrplananmeldung abgeben und nach Entgeltsignal des Netzbetreibers dann ein normales, aber nunmehr kostenfreies Nutzungsverhalten zeigen.*

5.4 Bundeseinheitliche Netzentgelte

Bislang steht der VKU einer Vereinheitlichung der VNB-Netzentgelte sehr kritisch gegenüber. Die Netzentgelte sind ein Spiegel des Finanzierungsbedarfs in den jeweiligen Netzgebieten, die regional höheren Netzentgelte sind damit zumindest teilweise lebenszyklus- bzw. strukturbedingt und existieren auch unabhängig von den Herausforderungen der Energiewende. Das Argument EE-Durchdringung reicht somit für die regionale Angleichung der Netzentgelte nicht aus. Die Verantwortung für die Preise sollte regional vor Ort liegen, da dort auch die Kostenverantwortung liegt. Das hilft bei der Herstellung von Kostenreflexivität.

Einheitliche Netzentgelte sind nur auf der Ebene der Übertragungsnetze vertretbar, da die Übertragungsnetze für überregionale Stromtransporte verantwortlich sind und deren Ausbau und entsprechende Kosten viel näher mit der Energiewende verbunden sind.

Ein wesentliches Hauptargument, welches unter Umständen für die Vereinheitlichung von Verteilernetzentgelten spräche, wären mögliche Erleichterungen für bundesweit tätige Vertriebe. Nach den Erkenntnissen aus dem AgNes-Workshop in Bonn wurde auch dieser mögliche Vorteil als nicht mehr relevant eingestuft. Durch die BNetzA wurde vorgetragen, dass für die verfügbaren Abrechnungssysteme der Vertriebe es weitgehend unerheblich ist, ob diese mit einem oder mit einer sehr hohen Anzahl der Netzentgelte die Vertriebspreise kalkulieren können.

Zunächst sollte nach Auffassung des VKU die Wirkung der neu eingeführten EE-Kostenwälzung bewertet werden sowie die anstehende Reform der Netzentgeltsystematik in Wege geleitet und umgesetzt werden. Die BNetzA kann im weiteren Verfahren diesen Sachverhalt gesondert diskutieren und prüfen, inwieweit weitere Angleichungsmechanismen im Falle verstärkter regionaler Spreizung der Netzentgelte in Zukunft notwendig sind.

Fragen der BNetzA

- *Sollten Ihrer Meinung nach die 866 Verteilernetzbetreiber weiterhin eigene Netzentgelte je Netz- und Umspannebene bilden – damit regionale, strukturelle Besonderheiten im Netzentgelt des jeweiligen Verteilernetzbetreibers sichtbar sind?*

Ja.

- *Wird die Kostenverantwortung der Netzbetreiber durch die Bildung eigener Netzentgelte gestärkt?*

Ja.

- *Wie schätzen Sie den administrativen Aufwand eines zu installierenden Ausgleichssystems ein? Wer sollte den Ausgleichsmechanismus durchführen? Wie hoch müsste ein Liquiditätspuffer eines Ausgleichsmechanismus sein?*

Ein derartiger Mechanismus, der noch zu entwickeln wäre, wird mit sehr hohem Aufwand verbunden sein. Es bedarf bspw. einer regelmäßigen Testierung. Ebenfalls müssten periodenfremde Fakturazeiträume abgedeckt werden.

- *Wie beurteilen Sie die Interdependenzen einheitlicher Netzentgelte mit dem Bestreben, regionale zeitlich dynamische Netzentgelte einzuführen?*

Ein einheitliches deutschlandweites Netzentgelt lässt sich nur schwer mit unterschiedlichen lokalen Netzentgeltkomponenten vereinbaren.

- *Welche Chancen und Risiken sehen Sie als Marktakteur?*

Für die einzelnen Netzbetreiber entsteht zusätzlicher Aufwand. Die aktuelle Spreizung der Netzentgelte wird zu sehr starken Verteilungswirkungen nach einer Vereinheitlichung führen, welche schon mit einem großen Nutzen begründet werden müssen. Auch für bundesweit tätige Vertriebe würden einheitliche Netzentgelte keinen Vorteil bringen.

- *Inwieweit ist davon auszugehen, dass einheitliche Verteilernetzentgelte den Konzessionswettbewerb schwächen?*

Die Höhe des Netzentgeltes ist zwar nur eine Größe beim Konzessionswettbewerb, jedoch zunehmend eine wichtige Größe. Daher wäre bei einer weiteren Vereinheitlichung der Netzentgelte als ein Eingriff in den Konzessionswettbewerb zu werten, der durch die EE-Kostenwälzung bereits eingetreten ist.

5.5 Speichernetzentgelte

Speicher (zu Speichern gehören in den weiteren Ausführungen auch Elektrolyseure, Power-to-Heat-Anlagen etc.) können aus Netzsicht, je nach Bedarf und Verfügbarkeit auf beiden Seiten, als Erzeuger (bei Netzeinspeisung) oder als Verbraucher (bei Netzentnahme) wirken. Demzufolge können Speicher je nach Standort, Dimension, Einsatzzweck etc. die Netzkosten (perspektivisch) verringern oder auch (kurzfristig) verursachen. Ein netzdienlicher Betrieb von Speichern kann eine wichtige Säule eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs darstellen; dabei können potenziell Redispatchkosten und Netzinvestitionen gesenkt werden.

Die Speicher können einen wichtigen Beitrag dazu leisten, den Umfang des anstehenden Netzausbaus zu reduzieren. Es wäre dafür sinnvoll, wenn Speicher in Kombination mit Erzeugung und Verbrauch, einen Anreiz haben, die Kosten für die Dimension ihres Anschlusses an das allgemeine Stromnetz zu beachten. Sowohl bei der Beantragung des Netzanschlusses als auch bei der weiteren Nutzung der zur Verfügung gestellten Kapazität. Ein weiterer Teil der anstehenden Netzausbaukosten könnte durch Speicher reduziert werden, wenn diese sich netzdienlich verhalten können.

Da in der aktuellen Netzentgeltsystematik Netzentgelte für Netzentnahme berechnet werden, schlägt der VKU vor, aus Vereinheitlichungsgründen dieses Verständnis auch auf Speicher anzuwenden. Die vorherigen Ausführungen, wonach die Netzentgelte weitgehend aus entnahmeunabhängigen Komponenten bestehen sollten, gelten auch auf die möglichen Netzentgelte für Speicher. Ob die Entnahme aus dem Netz von Speichieranlagen nach vergleichbarer Logik wie reine

Verbraucher abgerechnet werden oder Speicher eine Sonderrolle zugewiesen bekommen, müsste in den anstehenden Diskussionen geklärt werden.

Es müsste geklärt werden, für welche Dimension bzw. Größe der Speicher Netzentgelte anzuwenden wären. Der VKU empfiehlt hierzu, das Augenmerk auf die „großen“ Speicher (also ab Mittelspannung) zu richten. Kleine Speicher in der Niederspannung sind meist eigenverbrauchsgetrieben und daher i.d.R. nicht netzdienlich.

Es müsste in Bezug auf die Rolle bzw. die Wirkweise der Speicher in der weiteren Diskussion zwischen Netzdienlichkeit (für den Anschlussnetzbetreiber (ANB)), Systemdienlichkeit (für andere Netzbetreiber/Regelzonenausgleich) und Marktdienlichkeit differenziert werden. Da diese Rollen häufig gegeneinander wirken, sollte bei der Ausgestaltung der Netzentgelte die Netzdienlichkeit im Vordergrund stehen.

Für Speicher existieren mehrere Möglichkeiten zum netzdienlichen Verhalten: bspw. Ausrichtung des Speicherbetriebs an der Netzbelastung, Bereitstellung von gesicherter Kapazität oder Abschaltung im Falle netzkritischer Netzzustände. Es können verschiedene Abstufungen von Vereinbarungen ausgestaltet werden, um netzdienliches Verhalten der Speicher mit einer Reduktion von Netzentgelten anzureizen. Möglich wären u.a. Vorab-Bestimmung von Zeitfenstern, bei denen Speicher entweder Strom beziehen oder diesen einspeisen. Denkbar sind auch Reaktionen auf Weisung des ANB oder direkte (dauerhafte) Steuerung durch den ANB.

Bislang allerdings können diesbezüglich keine Erfahrungswerte diskutiert werden, da für das netzdienliche Verhalten von Speichern kein Markt vorhanden ist und hierfür gesetzliche Regelungen anzupassen wären. Nach Auffassung des VKU sind die § 14c bzw. § 13k EnWG eine mögliche Grundlage für die weitere Ausgestaltung von möglichen Anwendungsfällen heranzuziehen.

Fragen der BNetzA

- *Wie soll das zukünftige Entgeltregime für mobile und stationäre Speicher aussehen?*

Speicher übernehmen im Energiesystem eine Sonderrolle ein: Sie können sowohl Strom aufnehmen als auch einspeisen – und das flexibel und gezielt. Speicher können bei der Ausgestaltung der Netzentgelte daher eine Sonderrolle einnehmen, insbesondere wenn die Möglichkeit besteht, dass Speicher sich nach dem Bedarf im Netz ausrichten.

Falls Speicher künftig Netzentgelte zahlen sollen, dann nur differenziert nach ihrem tatsächlichen Verhalten im Netz und ihrem Beitrag zum Gesamtsystem. Entscheidend ist, ob sie das Netz entlasten, Lastspitzen vermeiden oder Netzdienlichkeit erbringen. Wenn ein Speicher sich netzdienlich auf Anforderung des Anschlussnetzbetreiber (ANB) verhält, sollte die Möglichkeit vorgesehen werden, dass die Netzentgelte auch auf 0 reduziert werden können.

Der Netzanschluss sollte als Grundlage zur Netzentgeltermittlung dienen. Dies wäre auch für den Fall vorteilhaft, wenn der Speicher sich innerhalb einer Kundenanlage befindet und diese sich als Ganzes netzdienlich verhält.

- *Sie eine besondere Behandlung von Speichern in der Netzentgeltsystematik als gerechtfertigt an? Was sind die Gründe?*

Eine besondere Behandlung von Speichern in der Netzentgeltsystematik kann in Anbetracht ihrer Wirkweise (bspw. netzdienlich oder als Flexibilitätpotential), gerechtfertigt sein. Speicher können durch ihre Flexibilität netz-, system- oder auch marktdienliche Beiträge leisten. Eine pauschale Anwendung der Standard-Netzentgelte, insbesondere von Arbeitsentgelten auf den Bezug, könnte z.B. Arbitragegeschäfte unwirtschaftlich machen und Potenziale ungenutzt lassen. Daher ist eine differenzierte Betrachtung notwendig, die sowohl einen fairen Beitrag der Speicher zur Netzfinanzierung sicherstellt und Anreize für netzdienliches Verhalten setzt.

- *Welche Rabattform kommt welchen Speichermodellen und Geschäftsfeldern entgegen?*
- *Ist die Verbindung mit einem flexiblen Netzanschlussvertrag geeignet, eine netzneutrale Einbindung sicherzustellen?*

Ja, die Verbindung von Netzentgeltrabatten mit einem flexiblen Netzanschlussvertrag ist ein geeigneter Mechanismus, um eine netzdienliche Einbindung von Speichern sicherzustellen. Gibt der Speicherbetreiber dem Netzbetreiber das Recht, bei drohenden Netzengpässen den Bezug oder die Einspeisung des Speichers anzupassen, leistet der Speicher eine klare Gegenleistung für den Rabatt. Dies ermöglicht es dem Netzbetreiber, die Flexibilität des Speichers aktiv zur Netzstabilisierung zu nutzen und negative Auswirkungen auf das Netz zu vermeiden oder zu minimieren. Wichtig sind standardisierte, aber an lokale Gegebenheiten anpassbare Vertragsbedingungen.

Flexible Netzanschlussverträge können ein wirksames Instrument zur netzdienlichen Integration von Speichern sein, dafür müssen sie transparent, diskriminierungsfrei und standardisiert ausgestaltet werden. Es braucht klare Vorgaben, wann und wie eine Steuerung erfolgen kann und wie diese vertraglich festgelegt werden.

- *Gibt es andere Vorschläge, wie ein geeignetes Netzentgeltregime für Speicher aussehen könnte?*

5.6 Weitere Optionen

Netz- und Umspannebenen zusammenfassen

Fragen der BNetzA

- *Ist es auch zukünftig ein erstrebenswertes Ziel, Netzentgeltanomalien zu vermeiden?*

Ja, die Vermeidung von Netzentgeltanomalien, bei denen beispielsweise Netzentgelte unterlagerter Spannungsebenen günstiger sind als die der vorgelagerten Ebenen, bleibt aus unserer Sicht ein

erstrebenswertes Ziel. Solche Anomalien können Fehlanreize setzen, etwa für einen energiewirtschaftlich nicht sinnvollen Wechsel der Anschlussebene, und die Transparenz sowie Nachvollziehbarkeit der Netzentgeltsystematik beeinträchtigen.

- *Wird die Zusammenfassung von Netzebenen als geeignete Lösung betrachtet?*

Je nach zukünftiger Netzentgeltsystematik muss über eine Unterscheidung der Netzebenen neu nachgedacht werden. Eine Zusammenfassung hat aber grundsätzlich eine Vereinfachung zur Folge, wenn die individuellen Besonderheiten von z.B. einzelnen Umspannungsebene nicht überwiegen.

Eine Zusammenfassung der Netzebenen könnte Vorteile bringen, weil hierdurch die Netzentgelt-Kalkulation vereinfacht wird. Bis auf geringfügige Verringerung der Transaktionskosten, sind dadurch aber keine weiteren Netzkostensenkungen zu erwarten.

Kostenwälzungsmechanismus

Ein Kostenwälzungsmechanismus ist grundsätzlich zusammen mit einer (neuen) Netzentgeltsystematik zu entwickeln. Dabei sollte gelten "einfach vor präzise". Das bedeutet eine einfache pauschale Kostenwälzung sollte vor einer komplexen aber vielleicht sachgerechteren Kostenwälzung stehen. In diesem Zusammenhang müssen im Rahmen des Festlegungsverfahrens verschiedene Optionen geprüft werden. Es könnte z.B. überlegt werden, ob es einer Kostenwälzung überhaupt bedarf und inwieweit ein Entgeltsystem ohne Kostenwälzung gestaltet werden könnte. In diesem Zusammenhang sind aber auch Kriterien wie Diskriminierungsfreiheit und Kostenreflexivität zu berücksichtigen. So ist z.B. bei Einspeisenetzentgelten ein diskriminierungsfreies und kostenreflexives Entgeltsystem ohne eine zweite Kostenwälzung schwer denkbar, über die die Kosten der unterlagerten Ebenen auf die vorgelagerten Ebenen zugeordnet werden.

Fragen der BNetzA

- *Erachten Sie es als notwendig, neben der EE-Wälzung oder einer eventuellen Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte, zusätzlich die bidirektionale Kostenwälzung umzusetzen?*

Aus Sicht des VKU ist die Notwendigkeit einer zusätzlichen Einführung der bidirektionalen Kostenwälzung nicht sachgerecht, wenn bereits Mechanismen wie die EE-Kostenwälzung existieren. Die bidirektionale Kostenwälzung bildet somit eine **Alternative** zur EE-Kostenwälzung.

Eine bidirektionale Kostenwälzung, die tatsächliche Lastflüsse berücksichtigt, würde die Komplexität des Entgeltsystems erheblich steigern. Der potenzielle Nutzen einer noch genaueren Abbildung der Lastflüsse muss sorgfältig gegen den erheblichen Mehraufwand und die erhöhte Komplexität abgewogen werden. Eine Vereinfachung des Systems sollte im Vordergrund stehen. Das System muss aber zugleich diskriminierungsfrei und kostenreflexiv sein. Sollten trotz aller Bedenken Einspeisenetzentgelte eingeführt werden, wäre eine bidirektionale Kostenwälzung erforderlich.

- *Erachten Sie die Einführung einer bidirektionaler Kostenwälzung als praktikabel umsetzbar?*

Die praktische Umsetzung einer bidirektionalen Kostenwälzung wäre mit erheblichen Herausforderungen verbunden. Sie erfordert eine detaillierte Erfassung und Prognose der Lastflüsse in beide Richtungen auf allen Netzebenen, was einen hohen messtechnischen und datentechnischen Aufwand bedeutet. Der iterative Prozess der Kostenwälzung würde die Entgeltkalkulation deutlich komplexer und weniger transparent machen. Auch die Planbarkeit der zu verprobenden Mengen würde erschwert. Obwohl Abweichungen über das Regulierungskonto ausgeglichen werden könnten, sehen wir die Praktikabilität und den damit verbundenen administrativen Aufwand für die 866 Verteilnetzbetreiber als sehr kritisch an.

Ansprechpartner:

Bereich Netzwirtschaft

Victor Fröse

Tel: +49 30 58580-195

Mobil: +49 170 8580195

froese@vku.de