VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V.

STELLUNGNAHME

zum Orientierungspapier „Dynamische Netzentgeltkomponente“ (Festlegungsverfahren AgNes)

Berlin, 27.02.2026

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.

Einleitung

Mit der Veröffentlichung der Orientierungspunkte zur dynamischen Netzentgeltkomponente konkretisiert die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen des AgNes-Festlegungsverfahrens ihre Überlegungen zu einer zukünftigen Netzentgeltsystematik. Die geplante dynamische Arbeitspreiskomponente soll künftig zeit- und ortsabhängige Preissignale setzen und damit zur Reduzierung von Engpassmanagementkosten sowie zu einer effizienteren Netzauslastung beitragen.

Der VKU begrüßt die transparente Darstellung der Orientierungspunkte und die Möglichkeit, diese im Rahmen des Konsultationsprozesses frühzeitig zu bewerten. Zugleich besteht weiterhin eine ausgeprägte Skepsis gegenüber der Einführung zunehmend komplexer Entgeltstrukturen. Dies gilt insbesondere für dynamische Netzentgelte, deren intendierte Wirkungen sowie deren potenzielle Systemwechselwirkungen – etwa im Verhältnis zu den ebenfalls zeitvariablen Marktpreisen und nachgelagerten Netzebenen – bisher nicht hinreichend evaluiert wurden.

Vor diesem Hintergrund nimmt der VKU die nun vorgelegten Orientierungspunkte zum Anlass, die erwarteten Auswirkungen einer dynamischen Netzentgeltkomponente kritisch zu beleuchten. Im Mittelpunkt stehen dabei sowohl die Praxistauglichkeit als auch die Frage, ob dieses zusätzliche Instrument neben dem Redispatch hinreichende Wirkung erzielen wird. Insbesondere weist der VKU auf die fehlende Kosten-Nutzen-Analyse für die erforderlichen Investitionen aller Netzbetreiber und die laufenden Transaktionskosten aller Stakeholder hin. Die von Ihnen angestrebten vier Zieldimensionen werden vor allem in der Dimension “Umsetzbarkeit” mit großer Wahrscheinlichkeit nicht erreichbar sein.

Der VKU hat im Zuge der bisherigen Diskussionen stets hervorgehoben, dass eine gewisse Variabilität in den Netzentgelten durchaus sinnvoll sein kann, sofern sie einen klaren Beitrag zur Systemeffizienz leistet und sich ihr Nutzen im Verhältnis zu den entstehenden Kosten rechtfertigen lässt. Variabilität darf kein Selbstzweck sein: Sie muss nachweislich Engpässe reduzieren, das System vereinfachen oder Kosten sparen – nicht neue Komplexität schaffen.

Die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte erfüllt diese Anforderungen aus Sicht des VKU nicht. Die erwartbaren Wirkungen erscheinen unklar, während gleichzeitig erhebliche Implementierung-, IT- und Abwicklungskosten entstehen würden. Dies birgt das Risiko, dass ein hochkomplexes Instrument geschaffen wird, dessen Mehrwert für das nicht erkennbar ist, welches jedoch erhebliche zusätzliche Aufwände verursacht. Aus diesem Grund plädiert der VKU für eine behutsame, praxistaugliche Weiterentwicklung der bestehenden Netzentgeltmodelle, die einen tatsächlichen Systemnutzen ermöglicht, unnötige Komplexität vermeidet und für Netzbetreiber wie auch Netznutzer wirtschaftlich sowie technisch umsetzbar bleibt.

3. Zielsetzung

Der VKU begrüßt, dass die Bundesnetzagentur im Rahmen des AgNes-Prozesses an die Regelungen des § 14a EnWG anknüpft und deren Grundlogik in ihren Überlegungen aufgreift. Aus Sicht des VKU sollte dieser Ansatz jedoch konsequent weitergeführt werden: Anstelle eines neuen, hochkomplexen Modells dynamischer Netzentgelte empfiehlt der VKU, den bestehenden Mechanismus gezielt weiterzuentwickeln und praxistauglich auszugestalten.

Der VKU teilt die Einschätzung, dass das Modul 3 des § 14a EnWG im AgNes-Prozess mitbedacht werden sollte. An diesem Beispiel zeigt sich, dass selbst die eingeräumten 1,5 Jahre Umsetzungszeit für die einwandfreie Implementierung bei allen Stakeholdern nicht ausreichen. Dabei umfasst das Modul 3 “nur” die Ausspeiseseite und die Preisbildung erfolgt einmal pro Jahr. Die Komplexität des von der BNetzA angedachten Modells zur Anreizfunktion liegt jedoch um ein Vielfaches höher. Schon jetzt ist erkennbar, dass die angedachten zwei Jahre zwischen Festlegungsbeginn und operativen Start zum 01.01.2029 nicht im Ansatz ausreichen werden.

Vielmehr würde hier ein weiteres Instrument zur Flexibilisierung von Netzentgelten eingeführt, ohne Erfahrungswerte zur Wirksamkeit des Moduls 3 gesammelt bzw. das Instrument selbst weiterentwickelt zu haben. Besonders weil das Modul 3 die Engpässe in den Netzen der Verteilnetzbetreiber adressiert, plädiert der VKU dafür, dieses Instrument als erstes einer Revision zu unterziehen und alle Einschränkungen bei der Ausgestaltung der Preise auf ein Minimum herunterzufahren und den Netzbetreibern mehr Flexibilität einzuräumen.

Nach Auffassung des VKU stellen zudem die im Modul 3 gemäß § 14a EnWG vorgesehenen Hochlastzeitfenster gewissermaßen ebenfalls eine Form dynamischer Netzentgelte dar, da auch sie zeitvariable Signale setzen, die auf Basis von Netzbelastungen abgeleitet wurden. In der praktischen Umsetzung zeigt sich jedoch, dass diese Mechanismen derzeit für viele Energieversorger nur eingeschränkt handhabbar sind. Ursache hierfür sind nicht fehlende Fähigkeiten der Unternehmen, sondern strukturelle und technische Rahmenbedingungen, die die Umsetzung erheblich erschweren.

Zahlreiche Systeme und Prozesse befinden sich noch im Aufbau oder in der Anpassung; viele der hierfür notwendigen Werkzeuge werden voraussichtlich erst ab 2029 flächendeckend stabil zur Verfügung stehen. Würden parallel dazu zusätzliche neue Instrumente eingeführt, bestünde das Risiko, dass die vorhandenen und entstehenden Systeme überlastet werden und keiner der Ansätze die gewünschte Wirksamkeit entfalten kann.

Daher spricht sich der VKU dafür aus, zunächst die Regeln des § 14a EnWG konsequent weiterzuentwickeln und in der Breite wirklich funktionsfähig zu machen, damit die vorgesehenen Steuerungs- und Lenkungswirkungen tatsächlich entstehen können. Erst wenn diese bestehenden Mechanismen ihren Systemnutzen zuverlässig entfalten, sollte über die Einführung weiterer Instrumente nachgedacht werden.

Anstelle mit einer „Volldynamisierung am offenen Herzen“ empfiehlt der VKU eine gezielte Evolution beim §14a EnWG. Mögliche Ansatzpunkte wären:

- Vereinfachung der Rollen und Aufgaben: die Auswahl der Module sollte ausschließlich der Lieferant des Anschlussnutzers vornehmen. Dies obliegt bisher dem Betreiber der SteuVE und führt in der praktischen Abwicklung zu Irritationen und Zusatzaufwänden. Die Belieferung und damit die Art der Module und der Abrechnung obliegt dem Liefervertrag zwischen dem Anschlussnutzer und dem Kunden nicht dem Netzbetreiber.
- größere Preisspreizung der drei Tarifstufen (HT, ST, NT) ermöglichen
- Feinere zeitliche Unterteilung der statischen Tarifzeitfenster (z. B. Quartale oder Monate) ermöglichen
- Anzahl der Module verringern, z. B. Modul 1 und 3 zusammenfassen
- Prüfung, ob für SteuVE separate Messeinrichtungen erforderlich sind. Dabei ist ohnehin zu berücksichtigen, dass auch alle "Altfälle" bis 31.12.2028 ihre Bestandsschutzregelungen verlieren und in die "neue Welt" überführt werden müssen.

Die von der BNetzA getroffene Einschätzung, dass die Einführung der Prozesse des Redispatch 2.0 bisher nicht zu dem gewünschten Ergebnis geführt haben, wird vom VKU ebenfalls geteilt. Dabei ist zu beachten, dass vor allem die Anforderungen des planwertbasierten Verfahrens bisher nicht umgesetzt werden konnten. Unter Berücksichtigung der hiervon direkt betroffenen/geforderten Netzbetreiber erscheint es fraglich, einen Prozess zur vollständigen Dynamisierung der Netzentgelte auf Prognose- (Plan-)werten gemäß dem Orientierungspapier in der verbleibenden Zeit so umzusetzen, dass alle betroffenen Stakeholder hier entsprechend einbezogen werden können. Diese Einschätzung behält auch ihre Aussage, wenn die Einführung dynamischer Entgelte in einem ersten Schritt ausschließlich auf den Spannungsebenen 1 - 3 erfolgen sollte.

Wie im Folgenden ausgeführt wird, besteht zudem das nächste entscheidende Problem des von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Modells darin, dass die Signale dynamischer Netzentgelte bis in die unteren Spannungsebenen wirken sollen.

Zudem ist nicht auszuschließen, dass eine so weitreichende Dynamisierung unerwünschte Nebenwirkungen entfaltet, die noch gar nicht absehbar sind – z.B. neue Fehlanreize, eine Überlagerung oder Verzerrung marktlicher Preissignale oder eine Verschlechterung der Steuerbarkeit für Endkunden und Netzbetreiber. Vor diesem Hintergrund sieht der VKU die Zielsetzung dynamischer Netzentgelte – in der von der BNetzA vorgeschlagenen Form – als nicht überzeugend und warnt davor, ohne belastbare Kosten-Nutzen-Bewertung ein Instrument mit potenziell gravierenden Systemwirkungen einzuführen.

Der VKU weist darauf hin, dass Netzbetreiber im Hinblick auf mögliche Netzengpässe unter stark divergierenden Bedingungen arbeiten. Beispielsweise lassen sich Verteilnetze - unter Inkaufnahme gewisser Unschärfen - in einspeise- und verbrauchsdominierte Netze einteilen, wobei auch innerhalb eines Netzbetreiber Unterschiede existieren können.

- Einspeisedominierte Verteilnetz(-teile) 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 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, verschärft aber zum Teil die Extremsituationen in diesen Netzen. Obwohl Wärmepumpen und E-Mobilität überall für eine Verbrauchszunahme sorgen und Einspeisungen aufgrund der EE-Erzeugung überall ansteigen, bleibt der Erzeugungsanstieg in ländlichen Netzen jedoch deutlich höher. In städtischen Netzen sinkt die Erzeugung teilweise sogar, wenn große KWK-Anlagen aus Gas- oder Kohlebasis weniger einspeisen oder gar durch Großwärmepumpen und Elektrokessel ersetzt werden, was den Verbrauch zusätzlich steigert.

Für die dynamischen Netzentgeltkomponente bedeutet dies: Man kann dauerhaft nicht davon ausgehen, dass Anreize zur Engpassvermeidung automatisch auch auf Kunden vor- oder nachgelagerter Netzebenen passen. In den anderen Ebenen kann ein anderes – im Extremfall das entgegengesetzte Verhalten – netzwirtschaftlich/technisch erforderlich sein. Wie oben beschrieben, würde der BNetzA-Vorschlag häufig dazu führen, dass städtische Netzbetreiber Preissignale überspeister vorgelagerter Netzbetreiber durch eigene inverse Preiskomponenten “löschen” müssten. Der VKU bezweifelt, dass ein Netzentgeltmodell, bei dem Reparaturmaßnahmen zum Regelbetrieb gehören, die netzwirtschaftlichen Realitäten in Deutschland angemessen abbildet. Des Weiteren wird durch diese präventive Anreizkomponente der Redispatch-Prozess nicht abgelöst, sondern zusätzlicher Personalaufwand erzeugt. Auch der Kundenzwang, sich an dieser Maßnahme zu beteiligen, wird einen erheblichen Kommunikationsbedarf auslösen.

4. Ausgestaltungsfragen

Die Bestimmung der sachgerechten Höhe dynamischer Netzentgelte dürfte pauschal nicht gelingen. Es ist bezeichnend, dass die BNetzA hierzu bislang nur Herausforderungen auflistet und keine eigenen Vorschläge liefert. Die Verhältnisse in den Netzen unterscheiden sich deutlich. Zudem müssten dynamische Netzentgeltkomponenten nach der Anschlussebene der adressierten Kunden differenzieren, da Netzkunden beispielsweise in Mittelspannung meist niedrigere Strommengen umsetzen als in Hochspannung, müssen sie in Mittelspannung grundsätzlich stärkere Preissignale empfangen, damit sich eine Änderung des Nutzungsverhaltens lohnt. Das würde auch bedeuten, dass Netzbetreiber mehrere Preissignale veröffentlichen müssen, um ein-und-denselben potenziellen Engpass zu vermeiden, obwohl eine einmalige Veröffentlichung pro Tag geplant ist.

Die Vorgaben zur Veröffentlichung der Preiskomponenten sind ebenfalls unklar. Damit die betroffenen Kunden ihre Betroffenheit erkennen können, müssen sie angemessen adressiert werden. Soweit alle Kunden eines Netzbetreiber betroffen sind, ist das einfach realisierbar. Problematisch wird es bereits, wenn der vorgelagerte Netzbetreiber Preiskomponenten veröffentlicht. Der Kunde hat von der Netzbetreiberhierarchie regelmäßig keine Kenntnis. Sofern nur bestimmte Regionen eines Netzes betroffen sind (z. B. alle Kunden, die am bestimmten Umspannwerk angeschlossen sind), wird die Kundenadressierung herausfordernd. Möglicherweise müsste jeder Netzbetreiber für jede Viertelstunde und Netzebene Postleitzahlen- oder Kundenlisten veröffentlichen. Der VKU kann derzeit nicht erkennen, dass es hierfür eine aufwandsarme, praktikable Lösung gibt. Mindestvoraussetzung hierfür wäre, dass der Netzbetreiber abhängig vom Betriebszustand des Netzes (technische IT-Systeme) auf Knopfdruck Marktlokationen (kaufmännische IT-Systeme) adressieren könnte.

Die BNetzA erwägt, dass Netzbetreiber dynamische Preiskomponenten für den Liefertag am Vortag vor der Day-ahead-Auktion des Börsenhandels veröffentlichen müssten. In der Praxis wäre hier ein komplexer Prozess erforderlich, denn im Grunde muss eine Netzbetreiberkaskade analog zur Veröffentlichung der Preisblätter Netznutzung durchlaufen werden: Jeder Netzbetreiber müsste zunächst die dynamischen Preiskomponenten seiner vorgelagerten Netzbetreiber kennen, da diese auch auf die Kunden in seinem Netz wirken sollen. Dann könnte der Netzbetreiber auf Grundlage einer Netzsicherheitsrechnung beurteilen, inwieweit in seinem Netz Engpässe drohen. Ist das der Fall, müsste er zur Gewährleistung der Netzsicherheit selbst dynamische Preiskomponenten ermitteln und veröffentlichen. Selbst im Fall einer hohen Automatisierung würde die Veröffentlichung der dynamischen Preiskomponenten einige Zeit beanspruchen, die einzuplanen ist.

5. Differenzierung nach Netzebenen

Die BNetzA hält es für sachgerecht, dynamische Preiskomponenten über mehrere Netzebenen zu kumulieren. Beispielsweise soll bei einem Netzengpass in HS die dynamische Entgeltkomponente nicht nur in HS, sondern auch in HS/MS, MS und NS weitergereicht werden und wirken. Dies ist aus mehreren Gründen zu hinterfragen.

Zum einen setzen Kunden in den nachgelagerten Ebenen typischerweise meist weniger Strom um als in höheren Ebenen und deren Flexibilitäten weisen geringere und restriktive Kapazitäten auf. Spezifisch höhere Preissignale als Anreiz für eine Nutzungsänderung würden hier nur bedingt etwas bewirken. Eine einfache Kumulierung wäre demnach unzureichend. Zum anderen unterstellt die vorgeschlagene Kumulierung, dass im Regelfall ein Lastfluss von oben nach unten erfolgt. Wenn das Hochspanungsnetz regelmäßig in das Übertragungsnetz rückspeist, wäre zu diskutieren, ob im vorliegenden Fall (auch) nach oben kumuliert wird.

6. Adressierte Nutzergruppen

Der VKU bezweifelt, dass beim BNetzA-Modell hinsichtlich der Einbeziehung von Netzkunden der unteren Ebenen ein angemessenes Aufwand-Nutzen-Verhältnis gegeben ist. Hier geht es pro Kunde um sehr geringe Beiträge zur Engpassvermeidung. Zudem wären Massenprozesse zu etablieren (Information, Parametrierung, Abrechnung, Rechnungsprüfung, ...), ohne dass die adressierten Kunden – hier die Anschlussnutzer – in die Marktkommunikation eingebunden werden können.

Die Preissignale kommen bei den Kunden im Regelfall nicht an, da ganz überwiegend die Lieferanten Netznutzer sind und vordergründig mit einem dynamischen Energiepreis Wirkung beim Kunden erzielen. Auch darf man bezweifeln, dass alle adressierten Kunden Interesse daran haben, den Anreizen zwangsweise nachzukommen.

7. Bemessung, Weitergabe und Abrechnung

Der Vorschlag der BNetzA, das dynamische Netzentgelt auch Netznutzern in untergelagerten Netzebenen weiterzuleiten, birgt die Gefahr, dass Netzbetreiber die Netzsicherheit anderer Netzbetreiber unmittelbar beeinflussen: Es ist explizit gewünscht, dass veröffentlichte dynamische NNE auch in Netzen anderer Netzbetreiber Wirkung entfalten. Die anderen Netzbetreiber sollen die Entgelte sogar vereinnahmen und “weiterreichen”. Die Netzsicherheit ist von hohem Stellenwert. Dem wird man nur durch Ansätze gerecht, in denen der Netzbetreiber aufgrund seiner eigenen Netzsituation entscheidet, ob Preissignale anderer Netzbetreiber für Netzkunden in seinem Netz gelten oder nicht. Falls die BNetzA bei ihrem Ansatz bleibt, muss der Netzbetreiber hinreichend Zeit haben, die Auswirkungen dynamischer Preissignale anderer Netzbetreiber auf sein Netz zu analysieren und erforderlichenfalls mittels eigener - kompensierender - Preissignale gegenzusteuern, was sicherlich mit einer weiteren Verschlechterung der Prognosegüte von Redispatchmaßnahmen einhergehen würde.

Da dynamische Netzentgelte auf Planbasis anzuwenden, aber später endabzurechnen sind, ist grundsätzlich ein Plan-Ist-Abgleich erforderlich. Das Regulierungskonto kommt dafür allenfalls teilweise in Betracht, denn für andere Netzbetreiber vereinnahmte oder gezahlte Preiskomponenten wären gegenüber diesen anderen Netzbetreibern abzurechnen (tatsächlich wäre das Regulierungskonto auch für eigene dynamische Preiskomponenten ungeeignet, denn der Saldo wird über die Erlösobergrenze und somit alle Netzkunden aufgelöst). Dessen ungeachtet, dürfte die Saldierung und Abrechnung aufwändig werden, da jede Viertelstunde des Jahres einzeln zu betrachten ist. Bislang gibt es seitens der BNetzA keine Entwürfe für Verprobungsdateien, Spitzabrechnungen oder Regulierungskonto-Schemata. Dieser Aufwand muss in die Gesamtbewertung einbezogen werden.

Bei einer eventuellen Einführung dynamischer Netzentgelte muss zwingend das Verursachungsprinzip verankert werden. Der anfordernde Netzbetreiber sollte für etwaige Transaktionskosten, Mindererlöse oder eventuelle Auswirkungen auf vorgelagerten Netzkosten

aufkommen. Der ausführende Netzbetreiber müsste zur Sicherstellung seiner Finanzierungsfunktion berechtigt sein, monatliche Abschläge, wie sie zum Teil beim Redispatch gelten, mit dem anfordernden Netzbetreiber abrechnen zu können. Auch sollten nachgelagerte Netzbetreiber in diesem Zusammenhang von jeglichen Risiken befreit werden, insbesondere von fehlerhaften Preisbildungen, Veröffentlichungen oder Ersatzwerten.

Ansprechpartner:

Bereich Netzwirtschaft

Victor Fröse
Mobil: +49 170 8580195
froese@vku.de