E.ON SE · Brüsseler Platz 1 · 45131 Essen

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Große Beschlusskammer
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

E.ON SE
Grid Economics
Energy Networks Germany
Brüsseler Platz 1
45131 Essen
www.eon.com

[redacted]

17. April 2026

Stellungnahme zu Orientierungspunkte Kostenwälzung (AgNes) GBK-25-01-1#3

Sehr geehrte Damen und Herren,

am 05. März 2026 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Orientierungspunkte zur Kostenwälzung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) veröffentlicht. Für die nachstehend genannten Verteilnetzbetreiber des E.ON-Konzerns nehmen wir im Folgenden Stellung:

- **Avacon Netz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt**
- **Bayernwerk Netz GmbH, Lilienthalstr. 7, 93049 Regensburg**
- **energis-Netzgesellschaft mbH, Heinrich-Böcking-Straße 10-14, 66121 Saarbrücken**
- **E.DIS Netz GmbH, Langewahler Str. 60, 15517 Fürstenwalde/SpreeLEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg**
- **Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal**
- **NEW Netz GmbH, Nikolaus-Becker-Straße 28-34, 52511 Geilenkirchen**
- **Schleswig-Holstein Netz GmbH, Schleswag-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn**
- **Syna GmbH, Ludwigshafener Straße 4, 65929 Frankfurt**
- **Westnetz GmbH, Florianstr. 15-21, 44139 Dortmund**

Die genannten E.ON Verteilnetzbetreiber (VNB) begrüßen das Vorhaben der BNetzA zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik sowie die Vorschläge der BNetzA in ihrem Orientierungspunktepapier zur Reform der Kostenwälzung. Die von der BNetzA vorgeschlagene Reform der Kostenwälzung beschäftigt sich zum einen mit der Wälzrichtung und zum anderen mit den Wälzschlüsseln.

Die E.ON-VNB sprechen sich unabhängig von der konkreten Systematik der EE-bedingten-Mehrkosten grundsätzlich für die Fortführung des bestehenden Mechanismus zur Wälzung der Mehrkosten aus erneuerbaren Energien aus. Es ist eine zielführende Lösung, die auch über das Jahr 2028 hinaus bestehen bleiben muss, um eine sachgerechte und stabile Verteilung der Kosten, zwischen Verteilnetzbetreibern mit unterschiedlichen Versorgungsaufgaben, zu gewährleisten.

Hinsichtlich der Wälzrichtung halten auch die E.ON-VNB eine Beibehaltung der Top-Down Wälzung für erforderlich, weil das System der bidirektionalen Wälzung in der Umsetzung zu komplex ist. Durch die gegenseitigen Abhängigkeiten von Top-down und Bottom-up Wälzung entsteht ein iterativer Prozess, der auf Grund des administrativen Aufwandes durch die

Vorsitzender des Aufsichtsrats:
Erich Clementi

Vorstand:
Leonhard Birnbaum
(Vorsitzender)
Nadia Jakobi
Thomas König
Victoria Ossadnik
Marc Spieker

Sitz: Essen
Amtsgericht Essen
HRB 28196

Vielzahl der Netzbetreiber schwer umsetzbar ist. Außerdem führt die bidirektionale Wälzung zu einer Umverteilung der Kosten zu Lasten der kostenreflexiven Netznutzer der oberen Netz- und Umspannebenen. Durch die stärkeren Kostenbelastungen in den oberen Netz- und Umspannebenen werden Tarifanomalien hervorgerufen bzw. verstärkt.

Eine Abkehr von der Gleichzeitigkeitsfunktion und die Einführung einer Wälzung mittels Wälzschlüsseln sehen die E.ON-VNB als sinnvolle Weiterentwicklung des Systems an. Die Berechnung des Beitrags eines Netznutzers bzw. der nachgelagerten Netz-/ oder Umspannebene zur Jahreshöchstlast über die Gleichzeitigkeitsfunktion bildet die tatsächlichen Verhältnisse nur noch unzureichend ab. Außerdem bedeutet der Entfall der Gleichzeitigkeitsfunktion eine deutliche Vereinfachung des Gesamtsystems.

Darüber hinaus ist eine grundsätzliche Entkopplung von Entgelten und Kostenwälzung zu befürworten. Durch den Gleichlauf von Entgelten und Kostenwälzung in der aktuellen Systematik rufen Änderungen in der Netzentgeltstruktur automatisch auch Änderungen in der Kostenwälzung hervor. Durch die Entkopplung sowie die Verwendung eines stabilen Wälzschlüssel kann eine hohe Stabilität in der Verteilung der Kosten erreicht werden. Die durch die Entkopplung angestrebte Wirkung, die Deckung der Kosten des Übertragungsnetzes entsprechend der tatsächlichen Nutzung des Netzes auf alle Netzgebiete zu verteilen, führt außerdem zu einer Erhöhung der Kostenreflexivität und Vermeidung von Tarifanomalien.

Für die Frage welcher Wälzschlüssel zu verwenden ist, halten die E.ON-VNB den netzbezogenen Letztverbrauch für eine geeignete Größe und vorzugswürdig gegenüber der Kapazität. Die Verwendung von Kapazitäten, egal ob sie auf technischen oder vertraglichen Daten beruhen, erfordert grundsätzlich eine Aufteilung auf Entnahme- und Einspeisekapazitäten, sofern Einspeiser nicht oder wie bisher vorgesehen nur sehr eingeschränkt an den Netzentgelten beteiligt werden. Die Aufteilung ist zwar grundsätzlich möglich, lässt aber eine hohe Transaktion zwischen den Netzbetreibern erwarten, die sich mit der Frage beschäftigen müssen, welcher Anteil der Kapazität der Entnahme und welcher der Einspeisung zuzuordnen ist, was auch nicht immer ganz eindeutig ist. Die gleichen Fragen entstehen, wenn der Netzbetreiber die Kapazität für seine eigene nachgelagerte Netzebene festzulegen hat.

Der netzbezogene Letztverbrauch hat demgegenüber den Vorteil, dass er sich eindeutig auf Basis von Messwerten bestimmen lässt und bereits für andere Prozesse, wie z.B. die Abgabe des Regulierungskontos, Erstellung des EEG/KWK-Testats oder im Rahmen der Strukturdatenerhebung zum Effizienzvergleich netzbetreiberweit ermittelt wird. Die mengenbasierte Vorgehensweise, kann unabhängig von der dezentralen Erzeugung erfolgen und unterliegt keinen großen Schwankungen sowie führt zu einer stabilen Kostenschlüsselung. Außerdem wird darüber das angestrebte Ziel, die Kosten des Übertragungsnetzes gleichmäßig bzw. entsprechend ihrer Nutzung auf die Verteilnetze zu verteilen, erreicht. Durch die Kumulierung des netzbezogenen Letztverbrauchs über die Ebenen werden zudem Tarifanomalien gemindert.

Letztlich muss aber angemerkt werden, dass beim derzeitigen Informationsstand eine wirklich finale Beurteilung nicht erfolgen kann. Wir behalten uns daher vor, Aussagen im weiteren Prozess anzupassen bzw. zu präzisieren. Insbesondere ist noch nicht ersichtlich, wie sich die Netzentgelte in den unteren Spannungsebenen entwickeln werden.
Die in ihrem Orientierungspunktepapier von der BNetzA vorgeschlagene Abschaffung von Umspannebenen ist aus Sicht der E.ON-VNB nach derzeitiger Abwägung der unten aufgeführten Vor- und Nachteile abzulehnen. Grundsätzlich ist zwar denkbar, dass durch die reduzierte Zahl von Netzebenen eine Reduzierung von Schnittstellen in administrativen Prozessen und damit Kosteneinsparungen erreicht werden können. Vereinfachungen würden aber vor allem dann entstehen, wenn ein System neu eingeführt wird. In einem historisch gewachsenen Energiesystem mag der Zielzustand von vier Netzebenen einfacher im ersten

Schritt erscheinen, die Umstellung von sieben auf vier Ebenen führt aber erstmal zu einem erheblichen Umstellungsaufwand. Die Kalkulation bzw. Kostenwälzung ist bereits für sieben Netz- und Umspannebenen separat aufgebaut und müsste bei einer Abschaffung der Umspannebenen auf vier Netzebenen reduziert werden. In einem automatisierten Prozess ist es jedoch für den Aufwand nicht entscheidend, ob für vier oder sieben Ebenen kalkuliert wird. Wenn in anderen europäischen Ländern deutlich weniger Spannungsebenen unterschieden werden, nämlich in der Regel Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung, wird dies auch seit Jahrzehnten praktiziert. In der Folge haben sich andere Netzstrukturen und Anschlusskonstellationen, auf das System von vier Netzebenen angepasst, herausgebildet, so dass die Praxis in anderen Ländern an dieser Stelle nicht mit Deutschland vergleichen lässt. Ebenso lässt sich nicht erkennen, dass eine separate Betrachtung von Netz- und Umspannebenen mit Fehlanreizen bei der Standortwahl und der Wahl von Netzanschlusspunkten in Verbindung steht. Vielmehr ist das Gegenteil der Fall. Der Anschluss an eine Umspannebene erfolgt auf Grund von technischen Anforderungen an die Leistungsbereitstellungen bzw. Kurzschlussleistung. Manche Kunden benötigen den Anschluss an die Umspannebene, da sie auf Grund von Netzrückwirkungen durch ihre eigenen Prozesse vom übrigen Netz getrennt werden müssen, z.B. beim Hochfahren von Motoren oder beim Betrieb eines Hochofens. Bei einer Abschaffung der Umspannebenen ist es in diesen Situationen weder kostenreflexiv, dass ein Umspannkunde an den Kosten der nachgelagerten Ebene beteiligt wird, noch hängt sein Anschluss von „Zufälligkeiten“ ab, sondern beruht auf technischen Erwägungen. Sicherlich gibt es dadurch bei einzelnen Kunden Mitnahmeeffekte, die sich jedoch nicht immer vermeiden lassen.

Sofern auf Grund von Tarifanomalien ein wirtschaftlicher Anreiz entstehen sollte, sich an eine niedrigere, technisch nicht optimale Netzebene anschließen zu wollen, so ist die Abschaffung der Umspannebenen keine geeignete Maßnahme, um Tarifanomalien zu vermeiden. Aus Sicht der E.ON-VNB führt die von der BNetzA vorgeschlagene Entkopplung von Kostenwälzung und Entgelten sowie die Verwendung eines Wälzschlüssels, der von der dezentralen Erzeugung unabhängig ist, bereits dazu, dass Tarifanomalien weitgehend vermieden werden. Außerdem sind bei einer Abschaffung der Umspannebenen zahlreiche, historisch gewachsene Anschlusskonstellationen aufzulösen und umzustellen. Zusätzlich kann es auch bei vergleichbaren Anschlusskonstellationen sehr unterschiedliche eigentumsrechtliche Abgrenzungen geben, die unterschiedliche Lösungen erfordern. Die Kundenanschlüsse aller Umspannkunden sind neu zu bewerten und vertraglich anzupassen. Zunächst ist zu klären, wie mit den Nachteilen von Bestandskunden sowie mit eigentumsrechtlichen Herausforderungen und Zuordnungsprobleme nach der Abschaffung der Umspannebenen umgegangen werden müsste.

Nachteile für Bestandskunden entstehen aus Sicht der E.ON-VNB zum einen für größere Industriekunden, die einen Anschluss an die Umspannebene in Bezug auf technische Anforderungen an die Leistungsbereitstellung und auf Grund von Netzrückwirkungen ihrer technischen Prozesse benötigen. Diese Kunden werden durch die Abschaffung der Umspannebenen mit den Kosten der nachgelagerten Netzebenen zusätzlich belastet, obwohl sie diese tatsächlich nicht nutzen (dürfen). In der Folge entwickelt sich bei den kostenreflexiven Industriekunden die Gefahr der Verlegung von Produktionsstandorten, was aus volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten zu vermeiden ist, zumal sie folgend vollständig aus der Netznutzergemeinschaft ausscheiden würden.
Darüber hinaus haben Netznutzer auf Grund des bestehenden Systems der sieben Netz- und Umspannebenen Investitionen getätigt, um einen Anschluss an eine höhere Netz- oder

Umspanneben zu erreichen. Durch die Abschaffung der Umspannebenen können durch Investitionen keine Netzentgeltvorteile mehr erreicht werden sowie sich eigentumsrechtliche Folgefragen ergeben, wie Betriebsmittel zukünftig zuzuordnen werden. Alternativ könnten aus der Perspektive der Netznutzer zusätzliche Investitionen erforderlich sein, um an die nächsthöhere Netzebene angeschlossen zu werden.

Herausforderungen ergeben sich auch im Verhältnis zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern, insbesondere wenn der vorgelagerte Netzbetreiber die Umspannebene betreibt und der nachgelagerte Netzbetreiber die daran angeschlossene Netzebene. In der Anschlusskonstellation wird das parallele Netz zum Standardfall.

Im weiteren Verlauf kommen Nachteile für Bestandskunden bei Leistungserweiterungen auf. Mit der Abschaffung der Umspannebenen zahlen Netzkunden zwischen Umspannebene und Netzebene den gleichen BKZ, obwohl in unterschiedliche Anlagenbestände investiert wird. Auf Grund der Vielzahl der individuellen Anschlusssituationen und eigentumsrechtlichen Abgrenzungen genauso wie die Reaktionen der Kunden auf die Anpassung, können sich noch eine Vielzahl von Nachteilen für Bestandskunden ergeben, die sich zum jetzigen Zeitpunkt nicht detailliert vorliegen.

Abschließend ist festzuhalten, dass in den Umspannebenen in einem nicht unerheblichen Maß Kosten allokiert werden. Zum Beispiel bei der Westnetz betragen die Umspannkosten rd. 20% der Gesamtkosten, knapp 30%, wenn man nur die Kostenzuordnung zwischen HS/MS und MS bzw. MS/NS und NS betrachtet. Bei Netzbetreibern mit hoher Lastdichte werden in den Umspannebenen teils noch mehr Kosten allokiert, bei Netzbetreibern mit niedriger Lastdichte hingegen weniger. Im Vergleich dazu ist das Kostenverhältnis bei der Bayernwerk Netz zwischen Umspannung zu Netz 27% / 73%, dies gilt sowohl HS/MS zu MS als auch MS/NS zu NS. Die Abschaffung der Umspannebenen vernachlässigt das Ziel einer verursachungsgerechten Entgeltsystematik, weil die Umspannebenen signifikante Kosten aufweisen.

Antworten der E.ON-VNB auf Fragestellungen der BNetzA

Im weiteren Verlauf werden die von der BNetzA aufgeführten Fragestellungen aus Sicht der E.ON-VNB beantwortet.

Welches Modell ist aus Ihrer Sicht vorzugswürdig?

Aus der Perspektive der E.ON-VNB ist das Modell der letztverbraucherbezogenen Kostenwälzung vorzugswürdig. Es knüpft an bestehende Datenstrukturen an und vermeidet die Einführung zusätzlicher, nicht verfügbarer oder nur mit erheblichem Aufwand zu erhebende Informationen. Bidirektionale- & kapazitätsbasierte Kostenwälzung überzeugen, unter der Abwägung der Vor- und Nachteile, aus Sicht der E.ON-VNB nicht. Sie führen zu erheblichen Abgrenzungsproblemen, komplexen Verteilungswirkungen und einer deutlichen Erhöhung der administrativen Komplexität, ohne einen erkennbaren Mehrwert gegenüber einer verbrauchsbezogenen Wälzung zu liefern. Zudem besteht die Gefahr systematischer Verschiebungen zwischen Netz- und Kundengruppen, die weder sachgerecht noch transparent auflösbar sind.

Die letztverbraucherbezogene Kostenwälzung erlaubt demgegenüber eine konsistente Abbildung der Netzkostentragung, sofern sie auf klar definierten und bereits vorhandenen Datengrundlagen aufsetzt (z. B. Regulierungskonten, testierten Jahresabschlussmengen oder Strukturdatenerhebung zum Effizienzvergleich) und keine parallelen oder zusätzlichen Berechnungslogiken eingeführt werden. Entscheidend ist dabei ein pragmatischer Ansatz, der

auf vorhandenen Verfahren aufbaut und nicht den Anspruch verfolgt, eine scheinbar vollständige, faktisch jedoch nicht erreichbare Datenpräzision herzustellen.

Wie oben ausgeführt, ist eine finale Beurteilung mit Blick auf potenzielle zusätzliche Belastungen von Letztverbrauchern in niederen Spannungsebenen aber aus unserer Sicht derzeit noch nicht möglich.

Welche Voraussetzungen müssen geschaffen werden, damit den Netzbetreibern alle erforderlichen Informationen z.B. zu den netzbezogenen Letztverbrauchsmengen, auch von nachgelagerten Netzbetreibern, vorliegen?

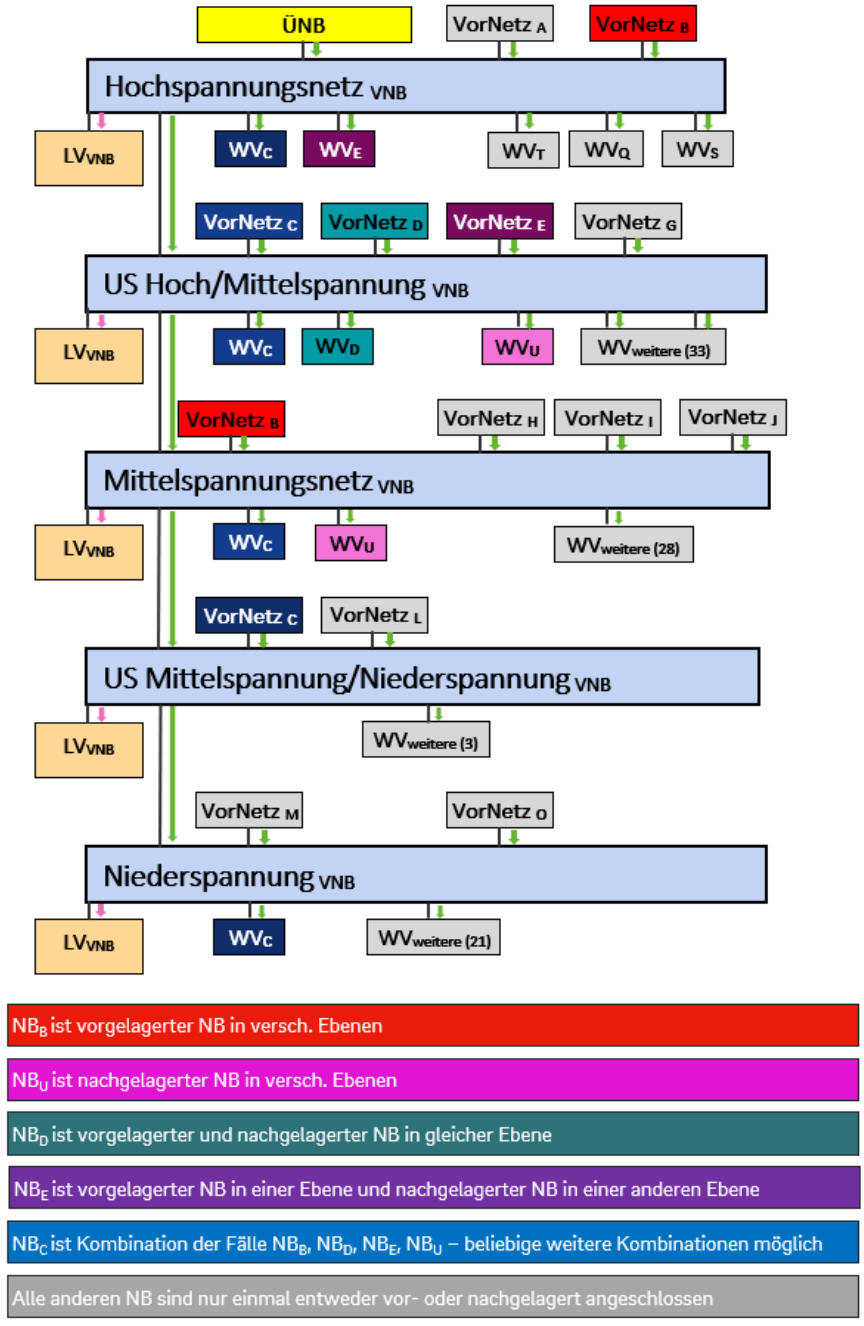
Aus unserer Perspektive ist es zentral, dass die Bereitstellung netzbezogener Letztverbrauchsmengen konsequent auf bestehenden, etablierten Daten- und Meldeprozessen aufsetzt. Die Einführung zusätzlicher oder paralleler Datenerhebungen würde den administrativen Aufwand erhöhen, neue Abgrenzungsprobleme schaffen und die Fehleranfälligkeit steigern, ohne einen entsprechenden Erkenntnisgewinn zu liefern. Voraussetzung ist daher eine verbindliche und einheitliche Regelung zur Datenmeldung durch nachgelagerte Netzbetreiber. Die zu meldenden Letztverbrauchsmengen müssen klar definiert, eindeutig abgegrenzt und zeitlich bestimmt sein. Dabei sollte ausdrücklich auf Daten zurückgegriffen werden, die bereits heute im Rahmen regulierter Verfahren vorliegen, zum Beispiel aus testierten Jahresabschlüssen, aus Regulierungskonten oder Datenerhebungen zum Effizienzvergleich. Diese Datenquellen haben sich bewährt und bieten eine für regulatorische Zwecke ausreichende Qualität.

In Konstellationen mit mehreren vorgelagerten Netzbetreibern ist darüber hinaus eine klare, bundesweit einheitliche Abgrenzungs- und Schlüsselungsmethodik erforderlich. Diese muss transparent, nachvollziehbar und praktikabel ausgestaltet sein. Entscheidend ist dabei nicht eine scheinbar vollständige rechnerische Präzision, sondern eine konsistente und regelmäßig fortschreibbare Methodik, die für alle Beteiligten handhabbar bleibt. Im weiteren bedarf es eindeutiger regulatorischer Vorgaben zu Verantwortlichkeiten, Meldefristen und Datenformaten, um einen vollständigen, fristgerechten und verlässlichen Datenaustausch zwischen den Netzebenen sicherzustellen. Gleichzeitig sollte vermieden werden, Anforderungen an bislang nicht verfügbare oder nur mit erheblichem Zusatzaufwand zu erhebende Detailinformationen zu stellen, da dies die Umsetzbarkeit des Modells gefährden würde.

Wird der Auffassung der Bundesnetzagentur zugestimmt, dass in den meisten Fällen eine eindeutige Zuordnung des netzbezogenen Letztverbrauchs in nachgelagerten Ebenen zu einem vorgelagerten Netzgebiet möglich ist?

Aus Sicht der E.ON-VNB kann dieser Auffassung nur eingeschränkt zugestimmt werden. Eine eindeutige Zuordnung des netzbezogenen Letztverbrauchs zu einem vorgelagerten Netzgebiet ist nicht der Regelfall, sondern erfordert spezifische strukturelle und datenbezogene Voraussetzungen, die heute in vielen Netzkonstellationen nicht durchgängig erfüllt sind. In der Praxis sind insbesondere bei größeren Netzbetreibern komplexe Netztopologien mit mehreren nachgelagerten Ebenen, mehreren vorgelagerten Netzbetreibern sowie unterschiedlichen Spannungsebenen die Regel. Neben einer LV-Mengen-Aufteilung auf Grund mehrerer vorgelagerter Netzbetreiber, bedarfs es ebenso einer Aufteilung, wenn ein WV Übergabestellen in mehreren Netzebenen hat. In solchen Konstellationen ist eine eindeutige Zuordnung ohne zusätzliche Abgrenzungs- und Schlüsselungsannahmen regelmäßig nicht möglich. Insbesondere bei nachgelagerten Netzbetreibern, die ihrerseits wiederum mehrere Netzanschlusspunkte und vorgelagerte Ebenen haben, besteht keine unmittelbare Eins-zu-eins-Beziehung zwischen Letztverbrauch und vorgelagertem Netzgebiet.

Aus unserer Sicht sind die wichtigsten Konstellationen der folgenden Abbildung zu entnehmen:



NB_B ist vorgelagerter NB in versch. Ebenen

NB_U ist nachgelagerter NB in versch. Ebenen

NB_D ist vorgelagerter und nachgelagerter NB in gleicher Ebene

NB_E ist vorgelagerter NB in einer Ebene und nachgelagerter NB in einer anderen Ebene

NB_C ist Kombination der Fälle NB_B, NB_D, NB_E, NB_U – beliebige weitere Kombinationen möglich

Alle anderen NB sind nur einmal entweder vor- oder nachgelagert angeschlossen

LEGENDE:

WV	-	Weiterverteiler
VorNetz	-	vorgelagerter Netzbetreiber
LV	-	Letztverbraucher
VNB	-	Verteilnetzbetreiber
ÜNB	-	Übertragungsnetzbetreiber

gleiche Farben bei WV bzw. vorgelagerte Netzbetreiber stellen gleiche Netzbetreiber dar

angegebene Zahl in der Fußnote der WV weisen Anzahl weiterer Weiterverteiler aus

graue Farbhinterlegung -> Weiterverteiler bzw. vorgelagerte Netzbetreiber ist nur 1x beim betreffenden VNB vertreten

Eine eindeutige Zuordnung kann daher nur dort erfolgen, wo entsprechende Informationen vollständig, konsistent und eindeutig vorliegen, etwa bei einfachen Netzstrukturen mit nur einem vorgelagerten Netzbetreiber und klar abgegrenzten Entnahmepunkten. In allen anderen Fällen ist eine Zuordnung nur über pauschalierende oder schlüsselbasierte Verfahren möglich. Diese stellen notwendigerweise Vereinfachungen dar und können nicht als eindeutig im strengen Sinne verstanden werden.

Wie wird der Aufwand eingeschätzt, für Fälle mit mehr als einem überlagerten Netzbetreiber eine eindeutige Abgrenzungsmethodik für den netzbezogenen Letztverbrauch zu entwickeln? Wie könnte eine solche Abgrenzungsmethodik aussehen?

Der Aufwand zur Entwicklung einer eindeutigen Abgrenzungsmethodik in Fällen mit mehreren vorgelagerten Netzbetreibern wird als hoch eingeschätzt. Derartige Konstellationen sind insbesondere bei großen und historisch gewachsenen Netzen der Regelfall und durch komplexe Netzstrukturen mit mehreren Netzebenen und Rollenwechseln zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern geprägt. Eine vollständig eindeutige Abgrenzung ist unter diesen Bedingungen vollumfänglich unmöglich, sodass jede Methodik zwangsläufig auf Vereinfachungen und Schlüsselungen angewiesen ist. Eine sachgerechte Ausgestaltung kann daher nur pragmatisch erfolgen, indem auf vorhandene Daten zurückgegriffen und eine bundesweit einheitliche und fortschreibbare Schlüsselungsmethodik etabliert wird, die den netzbezogenen Letztverbrauch anteilig den jeweiligen vorgelagerten Netzgebieten zuordnet. Entscheidend ist dabei nicht rechnerische Exaktheit im Einzelfall, sondern eine konsistente, nachvollziehbare und mit vertretbarem Aufwand umsetzbare Lösung.
Für eine transparente und einheitliche Auflösung dieser komplexen Zuordnungsproblematik sind aus Sicht der E.ON-VNB einheitliche Verfahren zur Aufteilung der netzbezogenen Letztverbrauchsmengen, die durch die BNetzA festgelegt werden, erforderlich.

Wäre die zeitliche Fixierung von Verteilungsschlüsseln (z.B. netzbezogener Letztverbrauch) über ein Jahr hinaus ein gangbarer Kompromiss, um die Anwendung der Kostenwälzung in der Praxis zu vereinfachen?

Es erscheint eine zeitliche Fixierung von Verteilungsschlüsseln über ein Jahr hinaus grundsätzlich als ein pragmatischer und praktikabler Ansatz, um die Anwendung der Kostenwälzung zu vereinfachen und den administrativen Aufwand zu begrenzen. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die Fixierung auf belastbaren Ausgangsdaten basiert. Gleichzeitig müssen klare Regelungen vorgesehen werden, unter welchen Umständen eine Anpassung zwingend erforderlich wird, etwa bei Netzübergängen oder bei wesentlichen Änderungen der netzbezogenen Letztverbrauchsmengen, z.B. bei Wirtschaftskrisen oder Krisen einzelner Unternehmen. Insbesondere in Netzen mit mehreren vor- oder nachgelagerten Netzbetreibern können sich solche Anpassungsbedarfe ergeben.

Wie könnte eine Verrechnung auf gleicher Spannungsebene aussehen (sog. Pancaking)? Ist es denkbar, hier auf die Verrechnung von Wälzungsbeträgen zu verzichten? Oder sind weiterhin Sonderregelungen erforderlich?

Grundsätzlich ist eine Systematik anzustreben, die keiner Sonderregelungen bedarf. Gleichzeitig muss die neue Netzentgeltsystematik sicherstellen, dass sie alle praxisrelevanten Fälle hinreichend adressiert, sodass sich ein durchgängiges verursachungsgerechtes Netzentgeltmodell ergibt. Die von der BNetzA vorgeschlagene Wälzungssystematik nach Letztverbraucherabsatz allein kann noch nicht ausschließen, dass der Bedarf nach einer Pancakingregelung in allen praxisrelevanten Fällen entfällt.

Eine typische Anschlusskonstellation, in der ein paralleles Netz auftritt und die in der Praxis regelmäßig vorkommt, ist, wenn ein nachgelagerter Netzbetreiber mit einem eigenen Mittelspannungskabel an die nächstgelegene Umspannanlage des vorgelagerten

Netzbetreibers angeschlossen ist. Der vorgelagerte Netzbetreiber betreibt in der Regel aus betrieblichen bzw. sicherheitstechnischen Gründen das Schaltfeld zwischen Kabelendverschluss und unterspannungsseitiger Sammelschiene, welches der nachgelagerte VNB benötigt, um die Entnahmeebene HS/MS zu erreichen.
Der nachgelagerte Netzbetreiber wird in dieser Konstellation gemäß seinem Letztverbraucherabsatz an den Kosten des gesamten Mittelspannungsnetzes beteiligt, obwohl er, mit Ausnahme des Schaltfelds, keine Mittelspannungsbetriebsmittel des vorg. NB nutzt. Hinzukommen seine eigenen Mittelspannungskosten. Es erscheint in dieser Konstellation sach- bzw. verursachungsgerecht, nur die Kosten der Umspannebene (hier HS/MS) sowie die Kosten der der Umspannebene vorgelagerten Ebene über den Schlüssel des netzbezogenen Letztverbrauchs anteilig an den nachgelagerten Netzbetreiber weiterzugeben und nicht die Kosten des Mittelspannungsnetzes. Auf die Wälzung der Kosten für das MS-Netz könnte demnach verzichtet werden.

Weiterhin ist für die Praxis ebenfalls der Fall relevant, in dem der nachgelagerte Netzbetreiber das unterspannungsseitige Transformatorschaltfeld inkl. der unterspannungsseitigen Sammelschiene in der Umspannanlage besitzt. Verursachungsgerecht erscheint es auch in diesem Fall, diesem Netzbetreiber die Entnahmeebene „Umspannung HS/MS“ zuzuordnen, denn er nutzt vom vorgelagerten Netzbetreiber den Transformator als den überwiegenden, kostenrelevanten Teil der Betriebsmittel der Umspannebene. Die jeweils nachgelagerten Netzbetreiber werden also in beiden Praxisfällen gleichgestellt, da das Schaltfeld allein sich nicht als ausreichend relevante Kostenposition darstellt, um für eine Entscheidung über die Entnahmeebene herangezogen zu werden.
Aus eben diesem Grund ist in beiden vorgenannten Fällen nicht von einem parallelen Netz zu sprechen, so dass auf die Sonderregelung „Pancaking“ in der Tat verzichtet werden könnte. Diese Überlegungen sind auf andere Anschlusskonstellationen geeignet zu übertragen. Wir sprechen uns dafür aus, eine klare und dennoch pragmatische sowie eine in gewissem Sinne flexible Regelung zu entwickeln.

Darüber hinaus ist derzeit eine Pancaking Regelung nur zwischen Netzbetreibern vorgesehen. Zwischen Netzbetreibern und den angeschlossenen Letztverbrauchern werden diese Konstrukte noch über singulär genutzte Betriebsmittel gem. § 19 Abs. 3 StromNEV im Rahmen der Übergangsfrist aufgelöst. Durch den Entfall der singulär genutzten Betriebsmittel für Letztverbraucher zum 31.12.2028 entstehen zu den oben skizzierten Fällen vergleichbare Anschlusssituationen, bei denen ein Letztverbraucher an den Kosten einer Netz- und Umspannebene des vorgelagerten Netzbetreibers beteiligt wird, aber selbst noch Betriebsmittel dieser Ebene z.B. in Form einer Anschlussleitung betreibt. Die von uns vorgeschlagene Regelung bzgl. der Wälzung von Kosten an nachgelagerte Netzbetreiber (nicht mehr allein vom Schaltfeld abhängig) ist daher unseres Erachtens auf die Letztverbraucher zu übertragen. Sie ist jedoch flexibler und bietet so ein echtes Potenzial zur Vereinfachung bei gleichzeitiger Erhöhung der Verursachungsgerechtigkeit. Sie vermeidet es, die Problematik des parallelen Netzes durch Umordnung von Betriebsmitteln zu Spannungsebenen nur auf andere Fälle zu verschieben.

Ist die technische NAK in den jeweils eigenen Netzebenen einheitlich definiert und bekannt? Wie werden Reservetrafos in den Umspannebenen behandelt und welche weiteren relevanten Konstellationen ergeben sich?

Die technische NAK in den jeweils eigenen Umspannebenen lässt sich grundsätzlich ermitteln z.B. über die technische Kapazität der Transformatoren. Offen ist, wie die Kapazität einer Netzebene bestimmt werden sollte. Für die Ermittlung ist grundsätzlich ein einheitliches und transparentes Verfahren erforderlich, was bundesweit von allen Netzbetreibern gleichermaßen angewendet wird, da sich in diesem Zusammenhang einige Ermittlungsfragen stellen.

Reservetransformatoren im engeren Sinne (außer Betrieb, außer im Fehlerfall) gibt es in der Praxis im Regelfall nicht. Alle Transformatoren werden permanent betrieben. Bei mehreren Transformatoren werden diese z.B. zw. Kabel- und Freileitungsnetzen aufgeteilt und/oder eine gleichmäßig Lastverteilung angestrebt. Darüber hinaus ist die installierte Transformatorleistung zwar bekannt, es werden jedoch Standard-Betriebsmittel verwendet, die nur in „diskreten Größen" verfügbar sind (typ. 31,5 MVA, 40 MVA, 63 MVA).

Wenn die installierte Transformatorleistung als Kapazität bei der Kostenwälzung für das eigene nachgelagerte Netz angesetzt würde, so würde dies zu Verzerrungen im Rahmen der Kostenwälzung führen. Dies liegt daran, dass die technische Kapazität durch die Verwendung von Standardbetriebsmitteln oder wegen vorausschauendem Netzausbau ggf. höher dimensioniert ist, als wenn man sie vertraglich vereinbaren würde. Sollte also die Kostenwälzung auf Basis von Kapazitäten erfolgen, wäre ein Verfahren zur Bestimmung der Kapazitäten erforderlich, dass die eigenen und fremden nachgelagerte Netzebenen gleichstellen.

Weitere Abgrenzungsprobleme können sich ergeben, wenn Einspeiser nicht oder wie bisher vorgesehen nur sehr eingeschränkt an den Netzentgelten beteiligt werden. Damit Netznutzer in Netzen mit viel dezentraler Einspeisung durch die Kapazitäten, die für die Einspeisung geplant sind, nicht belastet werden, wird eine grundsätzliche Aufteilung auf Entnahme- und Einspeisekapazitäten erforderlich. Die Aufteilung ist zwar grundsätzlich möglich, lässt aber eine hohe Transaktion zwischen den Netzbetreibern erwarten, die sich mit der Frage beschäftigen müssen, welcher Anteil der Kapazität der Entnahme und welcher der Einspeisung zuzuordnen ist. Sicherlich ist diese Zuordnung auch nicht immer eindeutig, was wiederum zu Spielräumen bei der Kostenverteilung führen kann. Die gleichen Fragen entstehen, wenn der Netzbetreiber die Kapazität für seine eigene nachgelagerte Netzebene festlegen muss.

Wird der Prämisse zugestimmt, dass die Abschaffung der Umspannebenen zu einer Reduzierung von Fehlanreizen führt?

Die Abschaffung der Umspannebenen führt nicht zu einer Reduzierung von Fehlanreizen.

Zunächst lässt sich nicht erkennen, dass eine separate Betrachtung von Netz- und Umspannebenen mit Fehlanreizen bei der Standortwahl und der Wahl von Netzanschlusspunkten in Verbindung steht. Vielmehr ist das Gegenteil der Fall. Der Anschluss an eine Umspannebene erfolgt auf Grund von technischen Anforderungen an die Leistungsbereitstellungen bzw. Kurzschlussleistung. Manche Kunden benötigen den Anschluss an die Umspannebene, da sie auf Grund von Netzrückwirkungen durch ihre eigenen Prozesse vom übrigen Netz getrennt werden müssen, z.B. beim Hochfahren von Motoren oder beim Betrieb eines Hochofens. Bei einer Abschaffung der Umspannebenen ist es in diesen Situationen weder kostenreflexiv, dass ein Umspannkunde an den Kosten der nachgelagerten Ebene beteiligt wird, noch hängt sein Anschluss von „Zufälligkeiten" ab, sondern beruht auf technischen Erwägungen. Sicherlich gibt es dadurch bei einzelnen Kunden Mitnahmeeffekte, die sich jedoch nicht immer vermeiden lassen.

Sofern auf Grund von Tarifanomalien ein wirtschaftlicher Anreiz entstehen sollte, sich an eine niedrigere, technisch nicht optimale Netzebene anschließen zu wollen, so ist die Abschaffung der Umspannebenen keine geeignete Maßnahme diesen zu beseitigen. Aus unserer Sicht führt die von der BNetzA vorgeschlagene Entkopplung von Kostenwälzung und Entgelten sowie die Verwendung eines Wälzschlüssels, der von der dezentralen Erzeugung unabhängig ist, bereits dazu, dass Tarifanomalien gemindert werden. Dies würde aus unserer Perspektive eher zu einer Vereinfachung des Gesamtsystems führen, anstatt einer zusätzlichen Maßnahme in Form der Abschaffung der Umspannebenen, die einen immensen Zusatzaufwand hervorrufen würde.

Führt eine Abschaffung der Umspannebenen aus Ihrer Sicht zu Vereinfachungen?

In der von der BNetzA vorgeschlagenen Abschaffung von Umspannebenen sehen die E.ON-VNB keine Vereinfachung der Netzentgeltsystematik. Grundsätzlich ist zwar denkbar, dass durch die reduzierte Zahl von Netzebenen eine Reduzierung von Schnittstellen in administrativen Prozessen und damit Kosteneinsparungen erreicht werden können. Vereinfachungen würden aber vor allem dann entstehen, wenn ein System neu eingeführt wird. In einem historisch gewachsenen System mag der Zielzustand von vier Netzebenen einfacher erscheinen, die Umstellung von sieben auf vier Ebenen führt aber erstmal zu einem erheblichen Umstellungsaufwand. Die Kalkulation bzw. Kostenwälzung ist bereits für sieben Netz- und Umspannebenen jeweils separat aufgebaut und müsste bei einer Abschaffung der Umspannebenen auf vier Netzebenen reduziert werden. In einem automatisierten Prozess ist es jedoch für den Aufwand nicht entscheidend, ob für vier oder sieben Ebenen kalkuliert wird. Im Vergleich dazu ist mit der Abschaffung der Umspannebenen ein nicht abschätzbarer aber voraussichtlich sehr großer Umstellungsaufwand mit der Auflösung von historisch gewachsenen Anschlusskonstellationen verbunden.

Wenn in anderen europäischen Ländern deutlich weniger Ebenen unterschieden werden, nämlich in der Regel Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung, dann wird dies auch schon seit Jahrzehnten dort so praktiziert. In der Folge haben sich andere Strukturen und Anschlusskonstellationen, nämlich angepasst auf das System von vier Netzebenen, herausgebildet, so dass sich die Praxis in anderen Ländern an dieser Stelle nicht mit Deutschland vergleichen lässt.

Welche Nachteile für Bestandskunden sehen Sie?

Nachteile für Bestandskunden entstehen aus Sicht der E.ON-VNB zum einen für größere Industriekunden, die einen Anschluss an die Umspannebene auf Grund von technischen Anforderungen an die Leistungsbereitstellung und auf Grund von Netzrückwirkungen ihrer technischen Prozesse benötigen. Diese Kunden werden durch die Abschaffung der Umspannebenen mit den Kosten der nachgelagerten Netzebenen zusätzlich belastet, obwohl sie diese tatsächlich nicht nutzen (dürfen). In der Folge entwickelt sich bei den kostenreflexiven Industriekunden die Gefahr der Verlegung von Produktionsstandorten, was aus volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten zu vermeiden ist, zumal sie dann vollständig aus der Netznutzergemeinschaft ausscheiden würden.

Darüber hinaus haben Netznutzer auf Grund des bestehenden Systems der sieben Netz- und Umspannebenen Investitionen getätigt, um einen Anschluss an eine höhere Netz- oder Umspanneben zu erreichen. Durch die Abschaffung der Umspannebenen können durch diese Investitionen keine Netzentgeltvorteile mehr erreicht werden oder es werden hingegen zusätzliche Investitionen erforderlich, um wiederum die nächsthöhere Netzebene zu erreichen.

Zusätzlich ergeben sich Nachteile für Bestandskunden bei Leistungserweiterungen. Nach Abschaffung der Umspannebenen zahlen originäre Umspannkunden und originäre Netzkunden hierfür den gleichen BKZ, obwohl sie in unterschiedliche Anlagenbestände investieren müssen.

Auf Grund der Vielzahl der individuellen Anschlusssituationen und eigentumsrechtlichen Abgrenzungen genauso wie die Reaktionen der Kunden auf die Anpassung, können sich noch eine Vielzahl von Nachteilen für Bestandskunden ergeben, die sich zum jetzigen Zeitpunkt nicht absehen lassen.

Welche eigentumsrechtlichen Herausforderungen bzw. Zuordnungsprobleme sind aus Ihrer Sicht bei einer Reduzierung der Netzebenen zu bewältigen? Welche Rolle spielen hierbei die ober- und unterspannungsseitigen Sammelschienen?

Aus Sicht der E.ON-VNB ergeben sich Herausforderungen zum einen, wenn Netznutzer auf Grund des bestehenden Systems der sieben Netz- und Umspannebenen Investitionen getätigt haben, um einen Anschluss an eine höhere Netz- oder Umspannebe zu erreichen, sich die Netzentgeltvorteile durch die Abschaffung der Umspannebenen jedoch nicht mehr realisieren lassen. Hieraus resultieren unmittelbar eigentumsrechtliche Folgefragen, wie diese Betriebsmittel zukünftig zuzuordnen sind.

Herausforderungen ergeben sich auch im Verhältnis zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern, insbesondere dann, wenn der vorgelagerte Netzbetreiber die Umspannebene betreibt und der nachgelagerte Netzbetreiber die daran angeschlossene Netzebene. In dieser Anschlusskonstellation wird das parallele Netz zum Standardfall.

Auf Grund der Vielzahl der individuellen Anschlusssituationen und eigentumsrechtlichen Abgrenzungen genauso wie die Reaktionen der Kunden auf die Anpassung, können sich noch eine Vielzahl von eigentumsrechtlichen Herausforderungen und Zuordnungsproblemen ergeben, die sich zum jetzigen Zeitpunkt nicht absehen lassen.

Welche weiteren praktischen Herausforderungen sehen Sie bei der Abschaffung der abrechnungsrelevanten Umspannebenen?

Bei einer Abschaffung der Umspannebenen sind zahlreiche, historisch gewachsene Anschlusskonstellationen aufzulösen und umzustellen. Zusätzlich kann es auch bei vergleichbaren Anschlusskonstellationen sehr unterschiedliche eigentumsrechtliche Abgrenzungen geben, die unterschiedliche Lösungen erfordern. Die Kundenanschlüsse aller Umspannkunden müssen neu bewertet und vertraglich neu vereinbart werden.

Befürworten Sie eine zeitlich nachfolgende Regelung zur Abschaffung der abrechnungsrelevanten Umspannebenen im Anschluss an den AgNes-Prozess (also nach 2029)?

Eine permanente Überarbeitung der NE-Systematik über viele Jahre (deutlich über 2029 hinaus) lehnen wir ab. Eine kurzfristige Umstellung bis 2029 ist theoretisch denkbar (Umstellung der Abrechnung auf andere Spannungsebenen). Die Vielzahl der praktischen Probleme (s.o.) wird jedoch in diesem Zeitraum auf Grund der umfangreichen Kundenabstimmungen nicht möglich sein und wird ggf. zu einem erhöhten Beschwerdeaufkommen führen. Je umfangreicher die Anforderungen/Veränderungen sind, desto frühzeitiger ist die Information erforderlich, um die IT-Umstellungen in die Wege leiten zu können. Eine Festlegung mit dem AgNes-Prozess i.V.m. einem definierten Umsetzungszeitpunkt in der weiteren Zukunft wäre ggf. denkbar, da dies die Planbarkeit erheblich erhöht. Auf Grund der Vielzahl der oben adressierten Probleme und Herausforderungen sowie nach Abwägung der aufgeführten Vor- und Nachteile lehnen die E.ON-VNB die Abschaffung der Umspannebenen unabhängig vom Umsetzungszeitpunkt ab.

[redacted]

[redacted]