



Kostenwälzung: Orientierungspunkte der BNetzA

5. März 2026

Festlegungsverfahren AgNes

1. Einleitung

Die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur hat gemäß § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit §§ 21, 21a EnWG ein Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltssystematik Strom (AgNes) nach Außerkrafttreten der StromNEV unter dem Geschäftszeichen GBK-25-01-1#3 am 12.05.2025 eröffnet.

Mit der Verfahrenseröffnung hat die Bundesnetzagentur ein [Diskussionspapier](#) veröffentlicht, in dem die geänderten Rahmenbedingungen durch die Energiewende, das Zielbild, eine Analyse des Status quo sowie dessen Abgleich mit dem Zielbild und daraus abgeleitete erste Anpassungsoptionen skizziert werden. Sowohl die Beiträge im Rahmen der anschließenden Konsultation des Papiers als auch der Branchenworkshop Anfang Juni haben Zielvorstellungen und Ideen der unterschiedlichen Akteure ein Stück weit offengelegt sowie Vor- und Nachteile verschiedener Anpassungsoptionen aufgezeigt. Die Bundesnetzagentur hat die [Konsultationsbeiträge veröffentlicht](#).

Unter Berücksichtigung dieser Erkenntnisse und unter intensivem Austausch mit den für den AgNes-Prozess bestellten Gutachtern verdichtet die Bundesnetzagentur den Gestaltungsraum. Der vorliegende Sachstandsbericht enthält konkrete Vorschläge, in welche Richtung die Beschlusskammer auf Basis des heutigen Erkenntnisstands tendiert. Diese sollen nun in Expertenworkshops vertieft diskutiert und auf ihre Praktikabilität geprüft werden.

Die Bundesnetzagentur hat darüber hinaus ein Gutachten, welches die unterschiedlichen europäischen Lösungsansätze bei der Gestaltung der Netzentgelte analysiert, [veröffentlicht](#).

Das vorliegende Papier gibt den Sachstand der Überlegungen zur **Kostenwälzung** sowie für eine etwaige Abschaffung von abrechnungsrelevanten Umspannebenen wieder.

Die Kostenwälzung beschreibt, wie die Kosten der unterschiedlichen Netzebenen innerhalb eines Netzbetreibers bzw. zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern gewälzt werden. Es geht hier also nicht unmittelbar um ein „nach außen“ fakturiertes Netzentgelt, sondern einen Verrechnungsvorgang in der Sphäre der Netzbetreiber. Die Netzentgelte der eigentlichen Netznutzer werden durch die Kostenwälzung dennoch stark beeinflusst, denn je höher der Anteil der Netzkosten, der an einen nachgelagerten Netzbetreiber oder innerhalb eines Netzbetreibers an die nachgelagerte Netzebene – und damit deren Kunden – gewälzt werden darf oder muss, desto geringer ist der Anteil der Netzkosten, der von den direkt an die vorgelagerte Netzebene oder den vorgelagerten Netzbetreiber angeschlossenen Netzkunden zu tragen ist.

Papiere zu den Vorschlägen zum Grundmodell der Netzfinanzierung, den (dynamischen) [Netzentgelten mit Anreizfunktion](#) sowie Netzentgelten für [Speicher](#) und [Einspeiser](#) liegen bereits vor. Die transparente Wiedergabe des aktuellen Sachstandes dient der Strukturierung der weiteren Diskussion insbesondere in den Expertenworkshops.

2. Sachstand der Überlegungen zur Kostenwälzung

Reform der Kostenwälzung

- Die heutige Systematik der Kostenwälzung behandelt nachgelagerte Netzbetreiber im Kern wie Endverbraucher, die an ein Netz angeschlossen sind. Dieser Grundansatz wird auch auf die Behandlung von Netzebenen innerhalb eines Netzbetreibers, der mehrere Spannungsebenen betreibt, übertragen.
- Aus Sicht der BNetzA führt die heutige Systematik der vertikalen Kostenwälzung zu einer regional stark ungleichen Kostenbeteiligung von Verbrauchern in nachgelagerten Verteilernetzen an den Kosten der vorgelagerten Netze. In Netzen mit einem hohen Anteil dezentraler Erzeugung erfolgen mittlerweile vergleichsweise geringere Strombezüge aus den vorgelagerten Netzebenen. Gleichzeitig führt die dezentrale Erzeugung praktisch nicht zu Kosteneinsparungen in den vorgelagerten Netzen, sondern verursacht eher sogar deutliche Mehrkosten aufgrund hoher Rückspeisungen in vorgelagerte Netze.
- Aus der unterproportionalen Kostentragung entstehen auch Tarifanomalien. Gerade mit der Einführung der sog. EE-Netzkostenwälzung (Az.: BK8-24-001-A) kann es dazu kommen, dass durch die bundesweite Verteilung von EE-bedingte Netzkosten eine nachgelagerte Ebene kostengünstiger werden kann als eine vorgelagerte Ebene und somit Tarifanomalien verstärkt werden können. Mit dem Grundsatz der Kostenreflexivität ist es nur schwer zu vereinbaren, wenn die Nutzung von mehr Infrastruktur preiswerter ist als die Nutzung von weniger Infrastruktur. Darüber hinaus entstehen Fehlanreize, beispielsweise bei der Wahl der Anschlussnetzebene.
- Verallgemeinernd könnte der heutige Wälzungsmechanismus als Anreiz zur finanziellen Optimierung der nachgelagerten Netzebenen gegenüber den überregionalen Strukturen der vorgelagerten Netzebene beschrieben werden. Dies erscheint nicht richtig, denn weiterhin wird das Energiesystem ausgehend vom Übertragungsnetz sicher betrieben. Dort liegt die Verantwortung für insbesondere Regelenergie, Frequenzhaltung und Netzwiederaufbau. Alle vorgelagerten Netze tragen die Aufgabe, die sichere Versorgung aller Verbrauchenden mit zunehmend CO₂-freier Energie sicherzustellen – durch die Energiewende steigt die mittlere Transportentfernung von der Erzeugung zum Kunden. An diesem Befund ändert auch die Zunahme vieler dezentraler Klein- und Kleinsterzeugungsanlagen nichts.
- Aus Sicht der Bundesnetzagentur besteht daher Reformbedarf bei der vertikalen Kostenwälzung. Hierzu wurden verschiedene Optionen untersucht wie die
 - Anpassung der Kostenwälzung an die vorgeschlagene neue Netzentgeltstruktur,
 - die Einführung einer in der Vergangenheit bereits verschiedentlich vorgeschlagenen bidirektionalen Kostenwälzung sowie
 - die Entkopplung der Kostenwälzung von der Netzentgeltstruktur.

- Die Bundesnetzagentur schlägt eine Entkopplung der Kostenwälzung von der Netzentgeltstruktur in Form einer Wälzung nach dem netzbezogenen Letztverbrauch vor. Für diese Form der Kostenwälzung spricht, dass sie
 - in Bezug auf die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber als kostenreflexiv angesehen werden kann. Es sind nicht primär die Netzbetreiber, die über die Dimensionierung des Netzes entscheiden, sondern die Netzbezüge der Netznutzer. Daher ist als Verteilungs- und Versicherungsmechanismus die von Netznutzern bezogene Energiemenge ein gut begründbarer Schlüssel der vorgelagerten Netzkostenverteilung,
 - auf einer eindeutig messbaren Größe beruht, die von der Entwicklung der dezentralen Erzeugung unabhängig ist und somit eine über die Zeit deutlich stabilere Kostenallokation ermöglicht,
 - durch einen regional ähnlichen spezifischen Finanzierungsbeitrag (ct/kWh) eine gleichmäßige regionale Verteilung der Kosten vorgelagerter Netze bewirken kann und
 - Tarifanomalien sowie unsachgerechte Gestaltungsspielräume und Anreize vermeiden kann.
- Zur Diskussion hätte auch eine Entkopplung der Kostenwälzung von der Netzentgeltstruktur in Form einer Wälzung nach Maßgabe angeschlossener Kapazitäten gestanden.
 - Gegen diese Lösung spricht allerdings, dass die angeschlossenen Kapazitäten derzeit nicht wirklich sicher bestimmt werden können und ihre sichere Ermittlung einen vermeidbaren Zusatzaufwand darstellt.
 - Zudem ist die Bestimmung der Anschlussleistung zwischen Netzbetreibern durch historische Zuordnungen und hohe Durchmischung in Form von Pooling geprägt. Auch Reserven einer n-1 – sicheren Versorgung führen dazu, dass die Netzkapazität zwischen Netzebenen nicht immer eindeutig bestimmbar ist.
 - Darüber hinaus bedeutet ein Anknüpfen an die Anschlusskapazität gerade in Netzen mit einer hohen angeschlossenen Erzeugungskapazität, dass man die Kostentragungsanteile zwischen Verbrauchern und Erzeuger in deutlich höherem Maße zu Lasten der Erzeuger verschieben müsste.
- Die vorgeschlagene Kostenwälzungsmethodik an Hand des netzbezogenen Letztverbrauchs wäre eine sinnvolle Ergänzung des seit 2025 angewandten EE-Mehrkostenausgleichs, denn die EE-Mehrkostenwälzung gleicht zwar Nachteile in Netzgebieten mit hohen EE-bedingten Mehrkosten aus, lässt aber die Folgen der reduzierten Herabwälzung von Kosten vorgelagerter Netz- und Umspannebenen unverändert bestehen. Die Evaluierung des Mechanismus der EE-Netzkostenwälzung im Jahr 2028 bleibt unberührt und wäre im Lichte der zu treffenden AgNes-Festlegung durchzuführen.

Reform der abrechnungsrelevanten Umspannebenen

- Derzeit werden Netzentgelte für sieben Netz- und Umspannebenen ermittelt und abgerechnet. Die Abgrenzung und Bepreisung der Umspannebene wirft eine Reihe von Fragen auf.
- Weder der vor- noch der nachgelagerte Netzbetreiber kann i.d.R. seine Netze unabhängig von der Umspannebene betreiben. Denn dort werden Anschlüsse an die vorgelagerte

Ebene hergestellt und Entnahmen auf den sog. Sammelschienen gebündelt und geschaltet.

- In anderen Ländern werden deutlich weniger Ebenen unterschieden, nämlich in der Regel die vier Ebenen Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung. Dort werden Umspannkosten in die jeweils nachgelagerte Netzebene integriert. Dies wirft mindestens auf der Übertragungsnetzebene die Frage auf, wie die Anforderung aus den besonderen Entflechtungsvorschriften abgebildet werden können. Demzufolge muss jeder ÜNB eigenständig den Anschluss an das Übertragungsnetz herstellen können, was bislang die Umspannebene HöS/HS einschließt. Diese sind Teil des Übertragungsnetzes.
- Eine Lösungsoption zur Vereinfachung der Wälzungssystematik besteht darin, die Anzahl der Netzebenen auf vier zu reduzieren. Dies würde die Abschaffung separater Umspannebenen beinhalten. Dies könnte die Systemkomplexität reduzieren, Fehlanreize bei der Standortwahl und der Wahl von Netzanschlusspunkten (mit Auswirkungen auf erforderliche Anschlussleitungen) verringern und die Stabilität der Netzentgelte erhöhen.
- Dabei könnten die Umspannkosten den nachgelagerten Netzebenen zugeordnet werden, da dort die Versorgung auf gleicher Spannungsstufe erfolgt.
- Gleichzeitig führt die Abschaffung von Umspannebenen zu einer Vielzahl von Eigentumsfragen. Je nachdem wie diese geklärt werden, stellen sich anschließend Fragen in Form von Kostenabgrenzungen und Ausgleichszahlungen.
- Ferner stellen sich Folgefragen, wenn Netzkunden im Hinblick auf den Zugang zu den Umspannebenen Investitionen in längere Anschlussleitungen getätigt haben.
- Die zu klärenden durchaus komplexen Fragestellungen führen dazu, dass die Zusammenführung der Netzebenen zwar schon jetzt geprüft und diskutiert werden sollte, eine Änderung aber wahrscheinlich nicht im ersten Schritt der AgNES-Festlegung zum 01.01.2029 realisiert werden kann.

3. Kostenwälzung zwischen Netz- und Umspannebenen

Bisher konzentriert sich die Debatte um eine stärkere Beteiligung bei der Netzkostenfinanzierung primär auf Prosumer und Industrieunternehmen, die durch Eigenverbrauch ihre Netzentgeltzahlungen reduzieren sowie auf bisher von Netzentgeltzahlungen direkt befreite Nutzergruppen wie die Speicher und die Erzeuger. Ein analoger Effekt der Netzentgeltoptimierung findet jedoch auch auf der Ebene der Verteilernetze durch den Mechanismus der vertikalen Kostenwälzung statt.

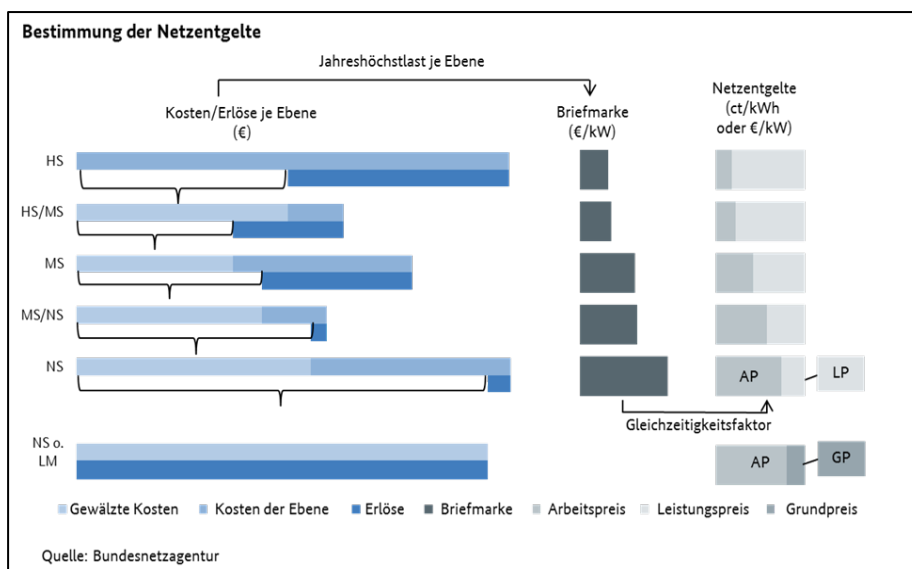
In Verteilernetzen mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung (vor allem EE-Anlagen) wird der Strombezug aus der vorgelagerten Übertragungs- oder Verteilernetzebene signifikant reduziert, sowohl hinsichtlich der bezogenen Energie als auch hinsichtlich der Jahreshöchstleistung. Letzteres ist abhängig von der Korrelation des Erzeugungs- zum Verbrauchsprofil. Bei der Kostenwälzung führt der verminderte Bezug aus der vorgelagerten Ebene dann dazu, dass Netze mit hoher Erzeugungsdurchdringung unterproportional zur Tragung der Kosten vorgelagerter Netze beitragen, obwohl deren Kosten hierdurch nicht signifikant reduziert werden. Hierdurch kommt es zu einer Einschränkung der Kostenreflexivität in der Netzentgeltssystematik. Die Netzgebiete mit einer hohen dezentralen Erzeugungsdurchdringung greifen weiterhin zur vollständigen Abdeckung ihrer Versorgungsaufgabe auf das Übertragungsnetz zurück. Des Weiteren profitieren Netzgebiete, mit einem geringen Ausmaß an dezentraler Erzeugung in gleichem Umfang von den durch die Übertragungsnetzbetreiber erbrachten Systemdienstleistungen, tragen jedoch zur Deckung dieser Kosten immer weniger bei. Dies führt nicht nur zu einer weniger sachgerechten

Verteilung der Kostentragung auf die Netznutzer, sondern erhöht auch die Wahrscheinlichkeit für das in der Branche als Tarifanomalie bekannte Phänomen, bei dem sich in manchen Netzgebieten in unterlagerten Netzebenen ein niedrigeres Entgeltniveau ergibt als in vorgelagerten Netzebenen. Diese Tarifanomalien führen ihrerseits zu Fehlanreizen für Netzanschlussbegehren, wodurch sich neben dem bereits identifizierten Ausbaubedarf (insbesondere in den höheren Netzebenen) auch Ausbaubedarf auf tieferen Netzebenen ergeben kann, der volkswirtschaftlich ineffizient ist. Die beschriebenen Effekte begründen nach Ansicht der Bundesnetzagentur einen Bedarf zur Anpassung der Kostenwälzungssystematik.

Mechanik der Kostenwälzung in der bestehenden Netzentgeltsystematik

Im heutigen Netzentgeltsystem werden die Kosten der Netz- und Umspannebenen beginnend bei der Höchstspannung jeweils anteilig auf Letztverbraucher und die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene nach dem top-down Prinzip weitergewälzt. Diese vertikale Kostenwälzung erfolgt in der Weise, dass Betreiber nachgelagerter Netze grundsätzlich die gleichen Entgeltkomponenten an den Betreiber des vorgelagerten Netzes zahlen wie die daran direkt angeschlossenen Letztverbraucher (also den Leistungspreis größer/kleiner 2.500 Benutzungsstunden und entsprechende Arbeitspreise). Für unterlagerte Netz- und Umspannebenen innerhalb des Netzes eines Netzbetreibers erfolgen diese Entgeltzahlungen zwar nicht explizit, werden aber in der internen Kostenzuordnung berücksichtigt, so dass sich die gleiche Wirkung ergibt wie an der Grenze zwischen einem vor- und einem nachgelagerten Netzbetreiber. Vielfach beinhaltet das heutige Entgeltsystem zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern auch Sonderregelungen der Entgeltsystematik, wie Entgelte für singular genutzte Betriebsmittel nach § 19 Abs. 3 Strom NEV oder Pooling nach § 17 Abs. 2a StromNEV sowie entsprechende Kombinationen. Durch den Beschluss der Bundesnetzagentur vom 16.09.2025 (BK8-25-003-A) kommen die Entgelte für singular genutzte Betriebsmittel für Netzbetreiber zum 01.01.2026 allerdings nicht mehr zur Anwendung.

Die folgende Graphik verdeutlicht noch einmal das Prinzip der heutigen top-down Kostenwälzung am Beispiel eines Verteilernetzbetreibers, dessen Netz die Ebenen Hoch- bis Niederspannung umfasst. Demnach werden zuerst durch Division der Kosten der höchsten vom jeweiligen Netzbetreiber betriebenen Netz- oder Umspannebene (mittelblauer Kostenblock in der Abbildung) durch die zeitgleiche Jahreshöchstlast dieser Netz- oder Umspannebene die spezifischen Jahreskosten (sog. Briefmarke) der entsprechenden Ebene ermittelt. Die Kosten dieser Ebene enthalten auch die Entgeltzahlungen des betrachteten Netzbetreibers an den Betreiber der direkt überlagerten Netz- oder Umspannebene (sog. vorgelagerte Netzkosten).



Die Ebenen-spezifische Briefmarke wird anschließend vom jeweiligen Netzbetreiber in die entsprechenden Arbeits- und Leistungspreise der Ebene überführt. Im nächsten Schritt wird ermittelt, welche Erlöse auf Basis dieser Entgelte sowie der prognostizierten Abnahmemengen und -leistungen von den direkt an die Ebene angeschlossenen Letztverbrauchern und nachgelagerten Netzen anderer Netzbetreiber zu erwarten sind. Diese Erlöse (dunkelblauer Balken je Ebene) werden von den Gesamtkosten der Ebene subtrahiert. Der verbleibende Kostenanteil der Ebene wird dann auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene weitergewälzt. Dieser Betrag entspricht in der Abbildung dem aus der geschweiften Klammer resultierenden hellblauen Kostenblock.

Die Kosten der nachgelagerten Netz- oder Umspannebene bestehen somit aus den originären Kosten dieser Ebene (mittelblauer Kostenblock) und den weitergewälzten Kosten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene (hellblauer Kostenblock). Dieser Vorgang wiederholt sich in jeder Netz- und Umspannebene. In der untersten Ebene (Niederspannung) ist eine Weiterwälzung von Kosten an unterlagerte Ebenen nicht möglich. Dafür findet hier eine Aufteilung auf Letztverbraucher mit und ohne registrierende Leistungsmessung (LM) statt, da für diese beiden Letztverbrauchergruppen unterschiedliche Entgeltstrukturen ermittelt werden (Arbeits- und Leistungspreis bzw. Arbeits- und Grundpreis).

Der oben beschriebene Effekt, dass der räumlich ungleich verteilte Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen zu einer nicht kostenreflexiven Verteilung der Kosten aus dem Übertragungsnetz führt, ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Kostenwälzung – sei es zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern oder zwischen den von einem Netzbetreiber betriebenen Ebenen – auf den gleichen Entgeltkomponenten beruht, die auch von Letztverbrauchern gezahlt werden. Diese Entgeltkomponenten beziehen sich auf die tatsächlichen, messtechnisch erfassten Stromflüsse zwischen den Netz- und Umspannebenen. Diese Stromflüsse und somit auch die einer unterlagerten Ebene zugewälzten Kosten nehmen ab, wenn in der unterlagerten Ebene Erzeugungsanlagen zugebaut werden.

Der in 2025 etablierte EE-Mehrkostenausgleich trägt zu einer sachgerechteren Verteilung von EE-bedingten Netzkosten bei, indem er insbesondere in Regionen, in denen ein außerordentlich hoher Anteil an erneuerbaren Energien mit einer im Vergleich dazu geringen Last einhergeht, eine pauschale bundesweite Verteilung der zusätzlichen Kosten aus der Integration von erneuerbaren Energien bewirkt. Dieser Mechanismus betrachtet nur die eigenen Kosten einer Netzebene und wird ohne vorgelagerte Netzkosten bestimmt. Daher ändert er nichts daran, dass sich Verteilnetzegebiete mit hoher Erzeugungsdurchdringung unterproportional an den Kosten vorgelagerter Netz- oder Umspannebenen beteiligen. Dies führt in Verbindung mit der hohen Pauschalität des Mechanismus tendenziell zu einer über das kostenreflexive Maß hinausgehenden Entlastung von Gebieten mit viel dezentraler Erzeugung.

Diese und weitere Merkmale und Auswirkungen des heutigen Systems der vertikalen Kostenwälzung haben bereits seit vielen Jahren zu Diskussionen über verschiedene Änderungsoptionen geführt.

Die im Weiteren diskutierten Änderungsoptionen der Kostenwälzungssystematik ergeben sich teils aus Überlegungen zur Sachgerechtigkeit der damit bewirkten Kostenallokation sowie teils aus den im AgNes-Prozess diskutierten Optionen zur Reform der Netzentgeltstruktur.

Bidirektionale Kostenwälzung

In der heutigen Netzentgeltssystematik werden Rückspeisungen bei der Kostenallokation zwischen Netzbetreibern (und auch zwischen Netzebenen innerhalb eines Netzgebietes) nicht berücksichtigt. Angesichts der in vielen Netzgebieten inzwischen erheblichen Rückspeisungen wird mitunter argumentiert, die Netzkosten würden nicht (mehr) verursachungsgerecht gewälzt, da die top-

down Kostenwälzung die tatsächlichen Stromflüsse nicht vollständig abbildet. Eine bidirektionale Kostenwälzung könne dahingegen sowohl abwärts- als auch aufwärts gerichtete Stromflüsse berücksichtigen und die Kosten somit verursachungsgerechter den jeweiligen Netznutzern zuordnen. Eine solche Form der Kostenwälzung kann sowohl innerhalb eines Netzgebietes als auch für die Kostenwälzung zwischen Netzgebieten angewandt werden. Bei der konkreten Ausgestaltung sind unterschiedliche Optionen denkbar, so zum Beispiel:

- a) eine bidirektionale Kostenwälzung, bei der die Aufwärtswälzung der eigentlichen Entgeltbildung vorgeschaltet ist; hierbei könnten die in die vorgelagerte Netzebene gewälzten Kosten beispielsweise vor der eigentlichen Preisbildung über das Verhältnis zwischen Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene und Entnahme durch Letztverbraucher sowie Entnahme der nachgelagerten Netzebenen bestimmt werden¹ ;
- b) eine bidirektionale Kostenwälzung, bei der die Berücksichtigung von Rückspeisungen in die heute gültige Entgeltbildung integriert wird, so dass Rückspeisungen analog den abwärtsgerichteten Stromflüssen behandelt werden.

Den Ausgangspunkt der Argumentation für eine bidirektionale Kostenwälzung, wonach sich eine verursachungsgerechte Kostenallokation nur dann ergebe, wenn die Kosten entsprechend den tatsächlichen Stromflüssen im Netz verteilt werden, teilt die Beschlusskammer in dieser Form nicht. Netzkosten werden in erster Linie nicht durch die Richtung von Stromflüssen, sondern durch die notwendige Vorhaltung von Transportkapazität und die strukturellen Gegebenheiten an das Netz getrieben. Auch grundsätzlich ist die Verursachung von Netzkosten im Allgemeinen nicht eindeutig den einzelnen Netznutzern oder Netznutzergruppen zuordenbar. Eine Ausnahme hiervon bilden nur die (näherungsweise) direkt zuordenbaren marginalen Netzkosten, die gemäß dem Vorschlag der Bundesnetzagentur als Grundlage für die Ausgestaltung von Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion herangezogen werden (z. B. Kosten des Engpassmanagements). Die Frage, welche Form der Kostenwälzung als verursachungsgerecht zu bewerten ist, hängt daher auch von anderen grundlegenden Entscheidungen wie etwa Art und Umfang der Beteiligung von Einspeisern und Speichern an der Netzkostentragung ab. In einer Systematik, bei der die Netzkosten – wie heute – vollständig von den Verbrauchern getragen werden oder – wie aktuell diskutiert wird – die Einspeiser und Speicher hieran zwar grundsätzlich, aber im Vergleich zu den Verbrauchern nur eingeschränkt beteiligt werden, ist eine weiterhin top-down gerichtete vertikale Kostenwälzung sachgerecht und keine, die auf Bidirektionalität setzt. Dies gilt insbesondere dann, wenn sie mit einem Instrument wie dem EE-Mehrkostenausgleich kombiniert wird. Das Instrument des EE-Mehrkostenausgleichs stellt sicher, dass die erzeugungsbedingten Mehrkosten in einzelnen Netzgebieten von Verbrauchern bundesweit getragen werden. Durch eine angepasste Kostenwälzung zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern soll nun zudem sichergestellt werden, dass auch die anfallenden Kosten für das Stromnetz als Gesamtsystem sachgerecht verteilt werden. Dies lässt sich nach Ansicht der Beschlusskammer durch das bewährte Konzept der top-down Kostenwälzung am besten gewährleisten.

Abgesehen von dieser konzeptionellen Einordnung ist zu beachten, dass die bisher vorgeschlagenen und teils bereits untersuchten Methoden für eine bidirektionale Kostenwälzung in ihrer Ausgestaltung und Umsetzung im Detail sehr komplex und mit einem hohen administrativen Aufwand verbunden sind. Darüber hinaus haben bisherige Untersuchungen gezeigt, dass die bidirektionale Kostenwälzung zu einer fragwürdigen Kostenallokation wie z. B. einer Kumulation der zu

¹ Diese Methode wurde von Consentec/Fraunhofer im Netzentgelt-Gutachten für das BMWi aus dem Jahr 2018 vorgestellt.

tragenden Kosten in der Hochspannungsebene in Netzgebieten mit hohem Erzeugungsanteil führen kann. Das oben erwähnte Problem von vermehrt auftretenden Tarifanomalien würde hierdurch voraussichtlich sogar verstärkt. Weiterhin liegen auch international keine Erfahrungswerte aus der Anwendung einer bidirektionalen Kostenwälzung vor. So ergab eine Befragung von ACER unter 28 europäischen Ländern (neben Deutschland), dass die top-down Kostenwälzung weiterhin der Standard in der Umsetzung der Kostenwälzung ist.²

Aus diesen Gründen bewertet die Bundesnetzagentur eine bidirektionale Kostenwälzung weder als eine zeitnah umsetzbare Option noch als eine in ihren Wirkungen sachgerechte Alternative zum Ansatz der top-down Kostenwälzung in Verbindung mit der EE-Mehrkostenwälzung. Im Folgenden werden verschiedene Ansätze zur Umsetzung einer top-down Kostenwälzung diskutiert.

Kapazitätsbasierte Netzentgeltstruktur auch für die Kostenwälzung

Die Bundesnetzagentur hat in ihren Orientierungspunkten zur zukünftigen Struktur der regulären Netzentgelte die Ablösung des heutigen leistungsbezogenen Entgelts durch ein kapazitätsbezogenes Entgelt vorgeschlagen, bei dem die Kapazität durch den einzelnen Netznutzer frei gewählt wird, evtl. innerhalb vorgegebener Grenzen. Dieser Vorschlag ist verbunden mit einer Abschaffung der heutigen flexibilitätshemmenden Leistungspreise sowie des heute verwendeten Modells der Gleichzeitigkeitsfunktion und mit der Aufteilung des arbeitsbezogenen Entgelts in Anteile für Strombezüge unterhalb und oberhalb der gewählten Kapazität. Im vorgeschlagenen neuen kapazitätsbasierten System würde für Bezugsmengen oberhalb der gewählten Kapazität ein höherer Arbeitspreis gelten als für Bezüge unterhalb der gewählten Kapazität.

Der Gedanke, die vertikale Kostenwälzung ebenfalls an den Entgeltkomponenten zu orientieren, die auch von Letztverbrauchern erhoben werden, liegt nahe. Netzbetreiber könnten dann für jede Netz- oder Umspannebene eine Kapazität beim Betreiber der jeweils vorgelagerten Ebene bestellen. Eine Bestellung bei sich selbst zur Abbildung der internen Wälzungen ergibt aber dagegen wenig Sinn. Innerhalb eines Netzes müsse die Bestellung durch objektive Maßstäbe ersetzt werden. Die beim vorgelagerten Netzbetreiber bestellte Kapazität würde sich dabei nur auf Bezüge in top-down-Richtung beziehen. Für Rückspeisungen könnte hingegen erwogen werden, einen zusätzlichen Bestandteil in der Kostenwälzung zu ergänzen, sofern im weiteren Verlauf des AgNES-Prozesses entschieden wird, Netzentgelte (insbesondere solche mit Finanzierungsfunktion) für Einspeiser und Speicher einzuführen.

Eine solche Übertragung des Kapazitäts-/Arbeitspreissystems auf die vertikale Kostenwälzung wäre voraussichtlich mit vertretbarem Aufwand umsetzbar, hätte aber in verschiedener Hinsicht fragwürdige Konsequenzen. Netzbetreiber hätten z. B. anders als Letztverbraucher keinen ertragswirksamen Anreiz, die wirtschaftlich optimale Kapazität zu bestellen, da vorgelagerte Netzkosten sinnvoller Weise bei der Anreizregulierung als dauerhaft nicht beeinflussbar behandelt werden. Zugleich könnten durch die Notwendigkeit, Kapazität für die Übergänge zwischen den selbst betriebenen Netz- und Umspannebenen bei sich selbst zu bestellen, Gestaltungsspielräume für sachlich nicht begründete Umverteilungen zwischen den Ebenen entstehen.

Wesentlicher für die Beurteilung dieses Konzepts ist aber, dass es den oben skizzierten Verwerfungen bei der Kostenallokation durch regional ungleich verteilte dezentrale Erzeugung nicht systematisch entgegenwirken würde. Auch bei einem kombinierten Kapazitäts-/Arbeitspreissystem würde sich die Kostenallokation letztlich nach den Stromflüssen zwischen den Netz- und

² <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Reports/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>

Umspannebenen richten, da die wirtschaftlich optimale Wahl der bestellten Kapazität von dem erwarteten zeitlichen Profil des Strombezugs abhängt.

Darüber hinaus begegnet es entflechtungsrechtlichen Bedenken, ein System zu etablieren, bei dem ein Netzbetreiber Kapazitäten frei wählt und er um diese Wahl rational zu machen, dann die Möglichkeit erhalten müsste, über die Beeinflussung der verbrauchten Energie die Einhaltung der bestellten Kapazitätsgrenze sicherzustellen.

Aus diesen Gründen erachtet die Bundesnetzagentur dieses Konzept mit Blick auf die dargestellten Probleme nicht als eine sinnvolle Lösung.

Entkopplung der Kostenwälzung von der Struktur der regulären Netzentgelte

Die angestrebte Wirkung, die Deckung der Kosten des Übertragungsnetzes entsprechend der tatsächlichen Nutzung des Netzes auf alle Netzgebiete zu verteilen, lässt sich erreichen, indem die Kostenwälzung von der Struktur der regulären Netzentgelte entkoppelt wird. Eine solche Entkopplung würde darauf hinauslaufen, dass Netzbetreiber sich nicht gegenseitig Netzentgelte zahlen (bzw. diese kalkulatorisch für ihre eigenen Ebenen ansetzen), sondern die zu wälzenden Beträge auf Basis festzulegender Schlüsselungsprinzipien in einem eigenständigen Schritt ermittelt und den jeweils unterlagerten Netzbetreibern/Ebenen als zu deckende vorgelagerte Netzkosten zugeordnet würden. Hierdurch würden auch Möglichkeiten dahingehend geschaffen, dass für die Kostenwälzung zwischen Netzbetreibern oder -ebenen andere, für dieses Nutzungsverhalten sachgerechtere Schlüsselungsprinzipien angewandt werden können. Das Nutzungsverhalten von Netzbetreibern ist nämlich, im Gegensatz zu dem von Letztverbrauchern, durch sie selbst so gut wie nicht zu beeinflussen. Das Nutzungsverhalten der Netzbetreiber ist bestimmt durch das Nutzungsverhalten der Letztverbraucher und Einspeiser. Netzbetreiber „verbrauchen“ selbst Strom nur in sehr geringen Mengen (z.B. Verlustenergie oder Eigenverbrauch). Anreize für das Netznutzungsverhalten würden daher weitgehend ins Leere laufen. Zudem sind vorgelagerte Netzkosten Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KANeu) und können als Kostenposition bei Netzbetreibern jährlich auf ihr tatsächliches Niveau angepasst werden. Für Netzbetreiber ist diese Kostenposition daher ein ergebnisneutraler, durchlaufender Posten und setzt somit ebenfalls keine Verhaltensanreize. Aus Sicht der Entflechtung ist dieses System auch völlig richtig, weil sich der Netzbetreiber strikt neutral gegenüber dem Verhalten der vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen zu verhalten hat.

Der bisher in Deutschland praktizierte Gleichlauf von Kostenwälzung und Entgeltstruktur ist nicht zwingend, wie auch der Blick ins Ausland zeigt. So wird etwa in Österreich die Aufteilung der Übertragungsnetzkosten anhand von Schlüsseln vorgenommen, die nicht mit der Struktur der Übertragungsnetzentgelte übereinstimmen. Es lassen sich weitere Beispiele von Regulierungssystemen benennen, die eine Loslösung der Kostenwälzung von der regulären Entgeltstruktur vorsehen. In Dänemark erfolgt keine direkte Kostenwälzung zwischen ÜNB und VNB. Anhand einer Klassifizierung von Kundengruppen wird für die Entnahme aller Ebenen ein Tarif für die Nutzung des Übertragungsnetzes erhoben. Gleiches gilt für im Verteilnetz angeschlossene Kunden in Spanien. Eine Kostenwälzung zwischen ÜNB und VNB erfolgt in Großbritannien ebenfalls nicht, hier wird ebenfalls eine Klassifizierung von Kunden vorgenommen, um eine Zuteilung von Kosten des Übertragungsnetzes durchzuführen.³

³ https://bnetza.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Gutachten.pdf

Für die sich insoweit aufdrängende Entkopplung der Kostenwälzung von der Struktur der regulären Netzentgelte können unterschiedliche Ansätze gewählt werden:

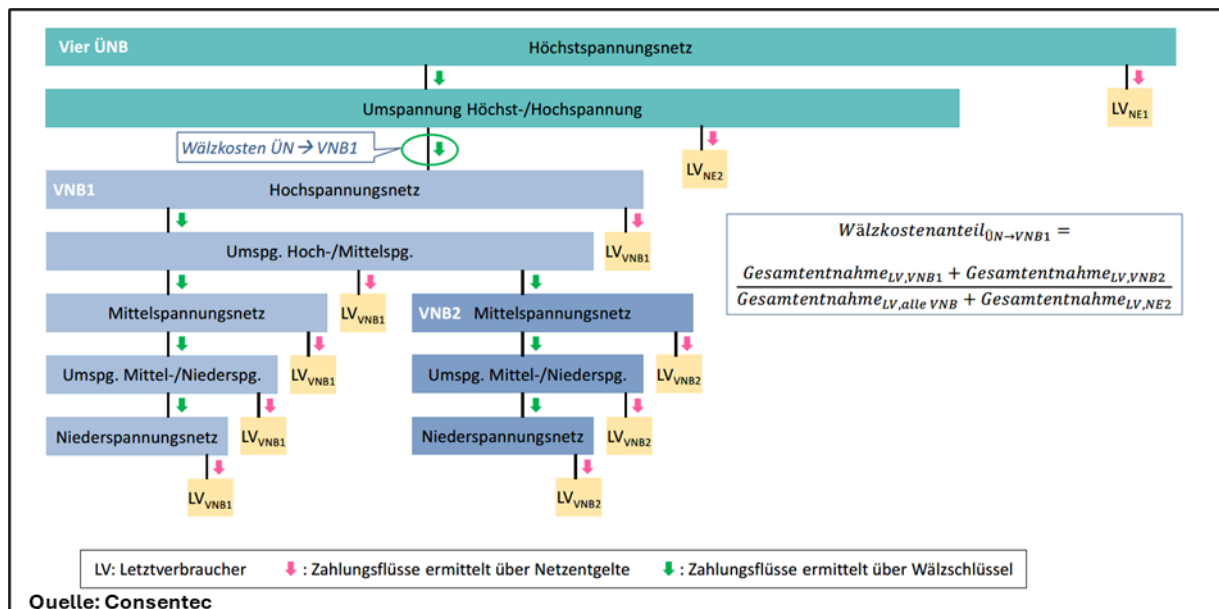
- **Kostenwälzung nach vertraglicher Netzanschlusskapazität (NAK):**
Für die zukünftige Netzentgeltstruktur erachtet die Bundesnetzagentur Entgelte, die sich ausschließlich oder weitgehend auf die NAK beziehen, aus verschiedenen Gründen für nicht geeignet. Derartige Entgelte würden u. a. Zuordnungsprobleme zwischen Anschlussnehmern und Netznutzern aufwerfen, Netznutzer mit geringer Benutzungsdauer überproportional belasten und potenziell Fehlanreize in Bezug auf die Nutzung der Flexibilität von Netznutzern auslösen. Diese Nachteile bestünden bei der Verwendung der NAK als Schlüssel für die Kostenwälzung nicht, so dass diese grundsätzlich in Erwägung gezogen werden kann.
- **Kostenwälzung nach technischer Netzanschlusskapazität:**
Auch Eigenschaften der technischen Anschlusskonstellation sind aus Sicht der Bundesnetzagentur für die Bildung von Netzentgelten nicht geeignet. Für die Kostenwälzung könnten sie aber grundsätzlich in Betracht gezogen werden.

Bei der Verwendung von Kapazitätsgrößen wie der NAK oder der technischen Kapazität würden allerdings Verbraucher in Netzgebieten, in denen die benötigte Kapazität durch Rückspeisungen (die aus Einspeisungen von Erzeugungsanlagen und/oder Speichern stammen) bestimmt wird, überproportional in die Kostentragung einbezogen. Dies ist der Fall, weil in rückspeisegeprägten Gebieten die Dimensionierung der Kapazität nicht durch die Entnahme, sondern durch die Rückspeisung definiert wird. Somit würde sich hier keine kostenreflexivere Verteilung der Kosten vorgelagerter Ebenen ergeben; vielmehr würden entgegen der Zielsetzung des EE-Mehrkostenausgleichs, Gebieten mit hoher EE-Durchdringung durch die von Einspeisern verursachten Rückspeisungen unsachgerecht erhöhte Kostenanteile der vorgelagerten Ebenen zugewälzt. In diesem Fall wäre die Einführung eines sehr hohen Einspeiseentgeltes mit Finanzierungsfunktion erforderlich, um eine kostenreflexive Belastung auch von Einspeisern abzubilden und Verbraucher nicht überproportional zu belasten. Die Diskussion um die Bepreisung von Einspeisern ist Gegenstand des [Orientierungspapiers zu Einspeiseentgelten](#).

Die Bundesnetzagentur hat in diesem Papier eine sehr zurückhaltende Position im Hinblick auf die Höhe der Einspeiseentgelte bezogen. Erste Reaktionen der Branche zeigen, dass selbst diese vorsichtige, zurückhaltende Einführung noch als Herausforderung betrachtet wird.

Eine Voraussetzung für die Nutzung der NAK als Schlüsselungsgröße wäre zudem, dass für Ebenen innerhalb der Sphäre eines Netzbetreibers die entsprechende Bezugsgröße bekannt ist. Des Weiteren müsste auch eine einheitliche Definition der technischen Anschlusskapazität z. B. hinsichtlich der Berücksichtigung von Reservebetriebsmitteln und der Übertragungskapazität von Leitungsnetzebenen vorliegen.

- **Kostenwälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch der unterlagerten Letztverbraucher:**
Während bei der Abrechnung von Netzentgelten auf die zähltechnisch erfassten Mengen abgestellt wird, können bei der Kostenwälzung andere Größen herangezogen werden. Hier bietet sich insbesondere der aus dem Netz bezogene Letztverbrauch (im Folgenden „netzbezogener Letztverbrauch“) als Schlüsselungsgröße an. Der netzbezogene Letztverbrauch bezeichnet dabei die Summe aller Letztverbraucherentnahmen aus der betreffenden und allen nachgelagerten Ebenen bis hin zur Niederspannungsebene. Dabei ist es nicht maßgeblich, ob er im eigenen Netz oder im Netz von nachgelagerten Netzbetreibern entnommen werden. Die folgende Grafik veranschaulicht die Ermittlung des Wälzungsschlüssels zwischen dem Übertragungsnetz und einem nachgelagerten Verteilnetz.



Im Umkehrschluss gibt es auch Ausgestaltungen von Entgeltkomponenten, die nicht als Schlüssel für die vertikale Kostenwälzung geeignet sind. Hierzu gehören etwa dynamische Netzentgelte, da hiermit Anreize vermittelt werden sollen, die bei Netzbetreibern ins Leere laufen würden, weil Netzbetreiber im Allgemeinen nicht über eigene Flexibilitäten verfügen. Sie verschieben weder die eigenen noch die Verbräuche ihrer Anschlussnehmer substantiell aktiv.

Unter den oben genannten und weiteren denkbaren Schlüsselungsgrößen für eine von der Entgeltstruktur entkoppelte vertikale Kostenwälzung erachtet die Bundesnetzagentur aus derzeitiger Sicht insbesondere den netzbezogenen Letztverbrauch als einen vielversprechenden Ansatz. Hierfür sprechen verschiedene Gründe:

- Der netzbezogene Letztverbrauch sollte in der Regel eindeutig definierbar sein; gleichwohl kann es fallweise erforderlich sein, Teilgebiete von unterlagerten Netzen abzugrenzen und entsprechend zuzuordnen.
- Der netzbezogene Letztverbrauch ist unabhängig vom Umfang der dezentralen Erzeugung und verspricht somit eine ausgewogenere Kostenallokation. Durch den nahezu gleichen spezifischen Finanzierungsbeitrag (ct/kWh) würde etwa erreicht, dass ähnliche Verbraucher wie z. B. Haushalte mit einem bestimmten jährlichen Strombezug bundesweit ungefähr den gleichen absoluten Beitrag zur Finanzierung des Übertragungsnetzes leisten.
- Auch das Entstehen von Tarifanomalien dürfte bei diesem Schlüsselungsansatz weitgehend ausgeschlossen werden. Dies liegt darin begründet, dass die Zuordnung von Kosten aus vorgelagerten Netzen nicht mehr durch die regional unterschiedlich hohe dezentrale Erzeugung beeinflusst wird, sondern sich am tatsächlichen Letztverbrauch orientiert. Dieser nimmt im Regelfall zu, je tiefer die Spannungsebene liegt.
- Im Vergleich zu Größen, die (auch) gemessene Höchstleistungen in die Kostenwälzung einbeziehen, ist bei einer Wälzung auf Basis von netzbezogenen Letztverbrauchsmengen eine sehr geringe Sensitivität der Kostenwälzung gegenüber seltenen Leistungsspitzen und somit insgesamt eine hohe Stabilität der Kostenallokation zu erwarten.
- Bei einer Schlüsselung nach netzbezogenen Letztverbrauchsmengen erübrigen sich zudem Überlegungen zum Pooling, das bei einer Anwendung zwischen vor- und nachgelagerten Netzebenen problematische Wirkungen entfalten kann. Im Status quo entscheidet

die Frage, ob und in welcher Weise Pooling zugelassen wird, mitunter darüber, welche Netzkonzepte Netzbetreiber für nachgelagerte Ebenen realisieren. Hier werden somit Entscheidungen, die volkswirtschaftliche Kostenrelevanz haben, auf Basis von Gestaltungen getroffen, die in erster Linie Umverteilungen bewirken. Diese potenziellen Fehlanreize werden bei einer Gestaltung der Kostenwälzung, bei der Pooling keine Rolle spielt, vermieden. (Der Umgang mit Pooling bei Letztverbrauchern wird in den Orientierungspunkten zu Industrienetzentgelten aufgegriffen.)

Es mag erstaunen, zwischen Netzbetreibern eine Wälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch einzuführen, während im Grundmodell der neu vorgeschlagenen Netzentgeltsystematik für die Netznutzenden ein kapazitätsbezogenes Entgelt (mit Bezug auf eine vom Netznutzer wählbare Kapazität) vorgesehen wird. Hierzu ist jedoch Folgendes zu beachten:

Für die Betrachtung der einzelnen Netznutzer und deren relative Kostenanteile untereinander lässt sich deren Kostenzurechnung gut auf die vorzuhaltende Netzkapazität und die daraus resultierende maximale Transportleistung beziehen. Auf der Ebene der Netzbetreiber und in deren Verhältnis untereinander werden die Kosten allerdings auch stark von strukturellen Eigenschaften wie der Verteilung der Netzanschlusspunkte auf die Gebietsfläche getrieben oder der Resilienz der Anschlussstrukturen zum vorgelagerten Netz bzw. der Netzebenen untereinander bestimmt. Insoweit ist die Schlüsselung über Kapazitäten nicht besser als die Schlüsselung allein über Arbeit.

Darüber hinaus geht es bei der Kostenwälzung zwischen Netzbetreibern um die Aufteilung, welcher Anteil der Netzkosten auf nachgelagerte Netzebenen und deren Netzkunden verteilt wird und gerade nicht um die Bepreisung einzelner Letztverbraucher. Insofern besteht die Aufgabe auch darin, eine sachgerechte Zuschlüsselung der Kosten eines funktionierenden Gesamtsystems vorzunehmen. Dabei ist die Frage nach einem Verursachungsbeitrag des nachgelagerten Netzbetreibers allein nicht zielführend. Bei der Verteilung der Netzkosten auf einzelne Netzgebiete bzw. -ebenen erscheint die Anwendung eines pragmatischen Kriteriums wie die Aufteilung nach Arbeit als ein vorzugswürdiger Schlüssel. Dies gilt insbesondere, wenn man die oben dargestellten Vorteile und Vereinfachungen (wie zum Beispiel ausgewogenere Kostenallokation, geringere Gefahr von Tarifanomalien, weniger Definitions- bzw. Zuordnungsprobleme, geringere Sensitivität) im Vergleich zu den alternativen Schlüsselungsgrößen betrachtet.

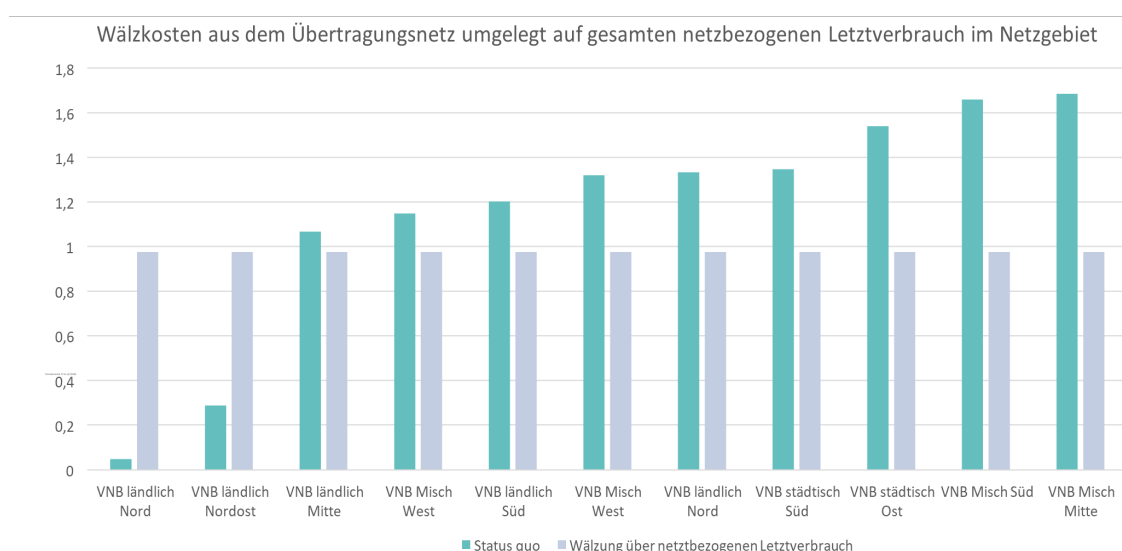
Die Abweichung von einer strikt an Kostentreiberwirkungen orientierten Kostenwälzung wird daher bei der Kostenwälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch als moderat und vertretbar angesehen, zumal hiermit eine aufwändige Definition und Berechnung geeigneter Leistungs- oder Kapazitätsgrößen vermieden wird.

Grundsätzlich wäre zwar auch vorstellbar, dass mehrere Schlüsselungsgrößen herangezogen und unter einer vorzugebenden Gewichtung miteinander kombiniert werden. Dies würde jedoch zu erhöhtem Aufwand für die Kostenwälzung führen und müsste daher durch relevante Vorteile hinsichtlich der Wälzungsergebnisse begründet werden. Ein Gleichlauf der Kostenallokation bei der Kostenwälzung mit der Struktur der Netzentgeltkomponenten ist jedenfalls, wie weiter oben ausgeführt, aus Sicht der Bundesnetzagentur keine zwingende Anforderung an die Ausgestaltung der Kostenwälzung. Vielmehr sollte insgesamt eine angemessene und möglichst stabile Verteilung der Finanzierungsbeiträge erreicht werden, basierend auf einer weitgehend eindeutigen Datengrundlage, die keine unsachgerechten Gestaltungsspielräume oder Fehlanreize schafft.

Für die Umsetzung einer vertikalen Kostenwälzung nach dem netzbezogenen Letztverbrauch müssten unterlagerte Netzbetreiber – beginnend bei der Niederspannungsebene – Daten zu den Strombezügen der Letztverbraucher in ihren Netzebenen bereitstellen. Für die nicht leistungsgemessenen Verbraucher im Niederspannungsnetz müsste hierbei auf Ansätze zur Periodenabgrenzung zurückgegriffen werden, die u. a. auch bereits bisher für die Kalkulation der Netzentgelte für

das jeweils nächste Kalenderjahr benötigt werden. Für Sonderfälle, in denen ein Netzgebiet auf einer Netzebene mehr als einem Netzgebiet auf der vorgelagerten Ebene unterlagert ist, müssten, wie oben erwähnt, auf geeignete Weise Teilgebiete abgegrenzt werden.

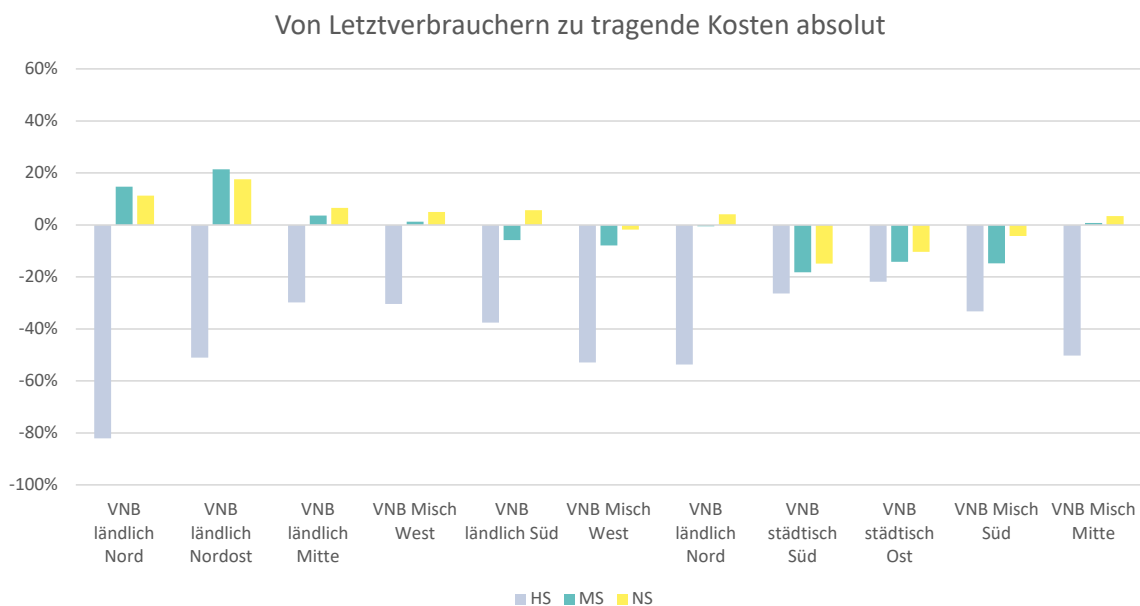
Zur groben Einordnung der Wirkungen der vorgeschlagenen Kostenwälzungssystematik haben die von der Bundesnetzagentur beauftragten Gutachter der Fa. Consentec GmbH modellbasierte Berechnungen durchgeführt, basierend auf Netzentgelt-Preisblättern für das Jahr 2025. Die nachstehende Abbildung veranschaulicht für 11 ausgewählte (größere) Verteilernetzbetreiber die Höhe der aus dem Übertragungsnetz herabgewälzten Kosten, jeweils bezogen auf den netzbezogenen Letztverbrauch im gesamten Netzgebiet. Für den Status quo zeigt sich eine extrem große Bandbreite von deutlich unter 0,1 ct/kWh bis zu mehr als 1,7 ct/kWh, bedingt durch die aktuell auf Netto-Stromflüsse bezogene Kostenwälzung (entsprechend den heutigen Netzentgeltkomponenten). Bei einer Kostenwälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch würden die Finanzierungsbeiträge für das Übertragungsnetz erwartungsgemäß vereinheitlicht, hier auf einen Betrag von knapp 1 ct/kWh.



Quelle: Consentec

Bei einer durchgängig über alle Netz- und Umspannebenen vorgenommenen Kostenwälzung nach dem netzbezogenen Letztverbrauch würden sich gegenüber dem Status quo die in der nachfolgenden Abbildung dargestellten prozentualen Änderungen der Finanzierungsbeiträge zu den Netzkosten aller Ebenen ergeben. Dass sich für die Hochspannungsebene durchgängig eine deutliche Entlastung ergibt, liegt daran, dass die Kosten dieser Ebene einschließlich der von der Übertragungsebene herabgewälzten Kosten bei einer Wälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch deutlich stärker in die unteren Verteilernetzebenen gewälzt werden. Dort ergeben sich dementsprechend teilweise Mehrbelastungen, die aber aufgrund der dort größeren Letztverbraucherkollektive prozentual erheblich geringer ausfallen als die Entlastungen in der Hochspannungsebene. Bei den beiden Verteilernetzbetreibern am linken Rand des Diagramms ist bemerkenswert, dass die starke Entlastung in der Hochspannungsebene dort eintritt, obwohl die Kostenwälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch gerade in diesen Netzgebieten zu einer deutlich erhöhten Zuwälzung von Übertragungsnetzkosten führt, wie das obenstehende Diagramm zeigt. Dieser Effekt wird somit überkompensiert von der stärkeren Herabwälzung von Kosten aus der Hoch- in die Mittel- und Niederspannungsebene.

Dass bei diesen beiden Verteilnetzbetreibern Mehrbelastungen in der Größenordnung von 10% - 20 % in den unteren Netzebenen zu verzeichnen wären, erscheint vertretbar, weil dies gleichzeitig Gebiete sind, die vom Mechanismus des EE-Mehrkostenausgleichs besonders stark profitieren. Hier zeigt sich, dass die Kostenwälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch eine sinnvolle Ergänzung des EE-Mehrkostenausgleichs wäre, da Letzterer zwar Nachteile durch EE-bedingte Mehrkosten ausgleicht, aber die (schwer zu rechtfertigenden) Vorteile durch reduzierte Herabwälzung der Kosten vorgelagerter Netz- und Umspannebenen unverändert bestehen lässt.



Quelle: Consentec

Fragen

- Welches Modell ist aus Ihrer Sicht vorzugswürdig?
- Welche Voraussetzungen müssen geschaffen werden, damit den Netzbetreibern alle erforderlichen Informationen z.B. zu den netzbezogenen Letztverbrauchsmengen, auch von nachgelagerten Netzbetreibern, vorliegen?
- 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?
- 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?
- 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?

- 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?
- 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?

4. Abrechnungsrelevante Umspannebenen

Die heutige Netzentgeltsystematik unterscheidet gemäß Anlage 2 StromNEV sieben Netz- und Umspannebenen, für die jeweils eigenständige Netzentgelte kalkuliert werden. Letztverbraucher werden danach differenziert, ob sie an eine Station des Netzes angeschlossen sind, die Umspannanlagen zur nächsthöheren Netzebene enthält, oder an eine Station oder Anschlussstelle, die keine solche Verbindung zur vorgelagerten Ebene enthält.

Diese Systematik vermittelt Netznutzern einen Anreiz, durch Wahl ihres Standorts und Errichtung einer Anschlussleitung (auf eigene Kosten) einen Anschluss an eine Umspannstation zu erhalten und somit davon zu profitieren, dass die Netzentgelte für eine Umspannebene in der Regel niedriger sind als für die nachgelagerte Netzebene. Für die Netznutzer stehen diesem Anreiz die mit der Standortwahl und Errichtung der Anschlussleitung ggf. verbundenen Mehrkosten gegenüber.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist dieser Anreiz fragwürdig, insbesondere wenn hierdurch längere und kostenintensivere Anschlussleitungen errichtet werden als bei einem Anschluss an die nächstgelegene mögliche Anschlussstelle, die aber keine Umspannanlagen zur vorgelagerten Ebene enthält.

Umgekehrt kann heute durch verstärktes Auftreten von Tarifanomalien ein Anreiz entstehen, einen Anschluss an eine niedrigere, technisch evtl. nicht optimale Netzebene zu begehren. Auch dies kann gesamtwirtschaftlich zu ineffizienten Mehrkosten führen.

Option: Abschaffung der abrechnungsrelevanten Umspannebenen

Die Unterteilung der Netzentgelte in sieben Ebenen ist nicht zwingend. In anderen Ländern werden mitunter nur die vier Ebenen Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung unterschieden, d. h. es werden keine eigenständigen Entgelte für Umspannebenen ausgewiesen und angewendet. Eine Umstellung auf diese Gestaltung ist aus Sicht der Bundesnetzagentur grundsätzlich betrachtenswert, weil sie die Netzentgeltsystematik vereinfachen würde und den oben beschriebenen Fehlanreizen in Bezug auf die Wahl der Anschlussnetzebene und die Errichtung von (unnötig langen) Anschlussleitungen entgegenwirken könnte.

Es ist auch grundsätzlich zu hinterfragen, ob die Unterscheidung von Anschlüssen an Netz- und Umspannebenen zu einer gerechten Kostentragung führt. Die Nähe des Standorts eines Letztverbrauchers zur nächstgelegenen Umspannstation ergibt sich aus Verbrauchersicht letztlich zufällig in Abhängigkeit von netzstrukturellen Entscheidungen der Netzbetreiber.

Ein weiterer Vorteil einer Reduzierung der abrechnungsrelevanten Ebenenzahl würde sich ergeben, wenn die vertikale Kostenwälzung – wie oben diskutiert – von der Entgeltstruktur entkoppelt wird und die Stabilität der Entgeltniveaus dann stärker von der Größe der Letztverbraucherkollektive je Netzebene abhängt. Da oft vergleichsweise wenige Verbraucher an die Umspannebenen angeschlossen sind, könnte eine Zusammenlegung von Netz- und Umspannebenen zu einer Stabilisierung der Entgeltniveaus beitragen.

Hinsichtlich der konkreten Zuordnung der Kosten ist es denkbar, die Kosten der Umspannanlagen, die heute als eigenständige Kostenstelle behandelt werden, den Kosten der jeweils nachgelagerten Netzebene zuzuordnen. Es ist zu erörtern, welcher Aufwand für die Abgrenzung von Kosten und die Ermittlung möglicher Ausgleichszahlungen bei einer solchen Zuordnung dadurch entstehen würde, dass heute das Eigentum an den Umspannanlagen häufig bei dem Betreiber der vorgelagerten Netzebene liegt.

Die Reduzierung der Abrechnungsebenen würde eine beträchtliche Änderung der bisherigen Praxis mit sich bringen. Die Konsequenz wäre zunächst eine Verschiebung zahlreicher – häufig historisch gewachsener – Ebenenabgrenzungen. Hier ist genau zu überprüfen, welche Vereinfachungen durch die Konsolidierung bewirkt werden und ob diese die – durchaus unübersichtlichen – denkbaren Nachteile überwiegen.

In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass die Betrachtung der Sammelschienen im Zusammenhang mit der Kostenwälzung eine besondere Relevanz besitzt. So wird beispielsweise die unterspannungsseitige Sammelschiene bislang der Umspannebene zugeordnet und nicht der nachgelagerten Netzebene. Wenn nun Netz- und Umspannebene zusammengefasst werden, entsteht die Situation, dass die Sammelschiene im Eigentum eines Netzbetreibers steht, der nachgelagerte Netzbetreiber, der dort angeschlossen ist, aber die gleiche Spannungsebene betreibt. Dies wirft wiederum Folgefragen in Bezug auf Kostenwälzung zwischen Netzbetreibern und Bepreisung anderer Netznutzer bei Netzen gleicher Spannungsebenen auf.

Auch in Bezug auf die overspannungsseitige Sammelschiene sind Unklarheiten vorhanden. Hier ist bereits die gegenwärtige Zuordnung zur Netz- oder Umspannebene fraglich und eine einheitliche Praxis im Bundesgebiet nicht sicher bestimmbar. Je nachdem, wo die overspannungsseitige Sammelschiene verortet wird, stellen sich Folgefragen in Bezug auf Kundenzuordnungen, insbesondere im Übertragungsnetz. Aufgrund entflechtungsrechtlicher Vorgaben muss jeder Übertragungsnetzbetreiber eigenständig den Anschluss an das Übertragungsnetz herstellen können, was bislang die Umspannebene HÖS/HS einschließt.

Vor diesem Hintergrund soll die Zusammenführung der Netzebenen zwar schon im aktuellen Verfahrensstadium geprüft und diskutiert werden. Die Bundesnetzagentur sieht es jedoch gegenwärtig nicht als erforderlich an, hierzu bereits mit der initialen AgNes-Festlegung zum 01.01.2029 Regelungen zu treffen. Dies kann bei Bedarf und nach intensiver Prüfung auch zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen.

Wenn perspektivisch die Zahl der bei den Netzentgelten differenzierten Ebenen auf die vier Netzebenen reduziert werden sollte, läge es nahe, die heutigen Nutzer der Umspannebenen den Nutzern der jeweils nachgelagerten Netzebene zuzuordnen, da deren Versorgung auf der gleichen Spannungsstufe stattfindet. Die Ebenen der Netzentgelte würden somit den technischen Netzebenen angeglichen werden.

Fragen

- Wird der Prämisse zugestimmt, dass die Abschaffung der Umspannebenen zu einer Reduzierung von Fehlanreizen führt?
- Führt eine Abschaffung der Umspannebenen aus Ihrer Sicht zu Vereinfachungen?
- Welche Nachteile für Bestandskunden sehen Sie?
- 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?
- Welche weiteren praktischen Herausforderungen sehen Sie bei der Abschaffung der abrechnungsrelevanten Umspannebenen?
- Befürworten Sie eine zeitlich nachfolgende Regelung zur Abschaffung der abrechnungsrelevanten Umspannebenen im Anschluss an den AgNes-Prozess (also nach 2029)?