GROSSE BESCHLUSSKAMMER ENERGIE

Diskussions-papier

Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)

Bundesnetzagentur

Diskussionspapier

Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)

Stand: Mai 2025

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Große Beschlusskammer Energie

Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Tel.: +49 228 14-0
Fax: +49 228 14-8872
E-Mail: info@bnetza.de

Vorwort

Die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), die bislang die Bildung von Netzentgelten in der Bundesrepublik Deutschland regelt, tritt mit Ablauf des 31.12.2028 außer Kraft. Mit seinem Urteil vom 02.09.2021 hatte der Europäische Gerichtshof festgestellt, dass die bis dato geltende sog. normative Regulierung auf Grundlage von Rechtsverordnungen der Bundesregierung gegen die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinien verstößt. Zur Vermeidung erheblicher Rechtsunsicherheiten muss die Bundesnetzagentur daher den bisherigen Regelungsgestand der §§ 12 ff. StromNEV durch eine oder mehrere Festlegung(en) ersetzen.

Die aktuellen Erwartungen an Netzentgelte unterscheiden sich deutlich von denen zur Zeit der Ausgestaltung der StromNEV vor ca. 20 Jahren, ohne dass sich die zentralen Anforderungen an Netzentgelte geändert hätten: Es gilt einen angemessenen Ausgleich zwischen der Refinanzierung der Netzkosten, den Interessen der zahlenden Netznutzer und einem für alle Beteiligten umsetzbaren System herzustellen. Die Bundesnetzagentur wird zu entscheiden haben, inwiefern den – insbesondere durch die Energiewende – veränderten Rahmenbedingungen durch neue Ansätze zu begegnen ist. Dies wird ergebnisoffen und in einem stetigen und engen Austausch mit allen Stakeholdern geschehen.

Das Ziel ist eine Netzentgeltsystematik, die das freie Agieren aller Netznutzer an den verschiedenen Märkten ermöglicht, ohne dabei die Belange der Netze aus dem Blick zu verlieren. Zusätzlich müssen neue Akteure wie die zunehmende Anzahl an Prosumern Beachtung finden. Daneben muss die Netzentgeltsystematik so ausgestaltet sein, dass das Verhalten und nicht die Art der einzelnen Netznutzer im Vordergrund steht.

Das vorliegende Diskussionspapier soll als Diskussionsgrundlage dienen. Es analysiert zu diesem Zweck die wichtigsten Themen und Thesen rund um den bisherigen öffentlichen Diskurs und setzt erste Denkanstöße. Dazu wurde insbesondere die in Kapitel E aufgeführte Literatur ausgewertet.

Im Fokus steht zunächst die Entwicklung einer allgemeinen Systematik zur Bildung der Netzentgelte, sowohl für Verteiler- als auch für Übertragungsnetzbetreiber. Spezifische Sonderregelungen wie u.a. die Sondernetzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV, die Entgelte nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) oder aber die vermiedenen Netzentgelte nach § 18 StromNEV werden in diesem Papier nicht dezidiert behandelt, sondern sind Gegenstand eigener Festlegungsverfahren. Jedoch werden sich diese Sonderformen der Entgeltbildung mit ihren Begründungsansätzen in die in diesem Prozess zu entwickelnden allgemeinen Netzentgeltsystematik einbetten lassen müssen bzw. dürfen zumindest nicht im Widerspruch zu ihr stehen.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort ... **3**

Inhaltsverzeichnis ... **5**

I GEÄNDERTE RAHMENBEDINGUNGEN DURCH DIE ENERGIEWENDE ... **7**

II ZIELBILD FÜR DIE NETZENTGELTSYSTEMATIK ... **9**

III STATUS QUO DER NETZENTGELTBILDUNG STROM IN DEUTSCHLAND ... **15**

IV ABGLEICH DES STATUS QUO MIT DEM ZIELBILD ... **21**

V WELCHE ANPASSUNGSOPTIONEN KÖNNTEN SICH AUS DER ANALYSE DES STATUS QUO ERGEBEN ... **25**

1. Verbreiterung der Kostenträgerbasis für die Netznutzung: Sollen sich auch Einspeiser an der Finanzierung der Netzkosten beteiligen? ... 25
2. Netzentgeltkomponenten: Mit welchen Preiselementen soll die Netznutzung abgerechnet werden? ... 30
3. Dynamische Netzentgelte: Welche zeitliche und regionale Auflösung sollen Netzentgelte haben? ... 34
4. Bundeseinheitliche Netzentgelte: Vereinheitlichung der Netzentgelte auch auf Verteilernetzebene? ... 39
5. Speicherentgelte: Wie soll das zukünftige Entgeltregime für mobile und stationäre Speicher aussehen? ... 43
6. Weitere Anpassungsoptionen? ... 47

VERZEICHNISSE ... **53**

Abbildungsverzeichnis ... **54**

Impressum ... **55**

I Geänderte Rahmenbedingungen durch die Energiewende

Seit Inkrafttreten der StromNEV hat sich das Energieversorgungssystem deutlich gewandelt und verändert sich weiterhin. Die dezentrale Einspeisung aus erneuerbaren Energien (EE) steigt kontinuierlich, vor allem im Norden und Osten des Landes. Da in diesen Regionen oft entsprechende Last fehlt kommt es zunehmend zu Rückspeisungen in vorgelagerte Netzebenen. Die EE-Einspeisung ist weder geographisch, noch zeitlich im Tages- oder Jahresverlauf gleichmäßig verteilt. Dadurch entsteht ein hoher Netzausbaubedarf und vorübergehend ein Bedarf an Engpassmanagement, die beide Kostensteigerungen erzeugen.

Auch das Netznutzungsverhalten verändert sich an vielen Stellen deutlich. Die Eigenerzeugung von Industrie- und Gewerbe sowie von Haushalten nimmt weiterhin zu und wird zunehmend durch Speicheroptionen ergänzt. Im Haushaltsbereich sind es hauptsächlich Kombinationen aus Solaranlagen und Speichern, bei denen Überschüsse auch ins Netz eingespeist werden. Demgegenüber basiert die industrielle Eigenerzeugung überwiegend noch auf fossilen Energieträgern. Bei steigenden Netzentgelten wird für alle Formen der Eigenerzeugung eine Netzentgeltoptimierung höchst lukrativ. Gleichzeitig muss das Netz der allgemeinen Versorgung so dimensioniert sein, dass auch die Eigenversorger – wenn nötig – vollständig daraus versorgt werden können. Damit unterscheidet sich die Eigenversorger hinsichtlich Kostenzuordnung und Kostentragung deutlich von den reinen Verbrauchern.

Auf der Niederspannungsebene führen die wachsende E-Mobilität und der Einbau von Wärmepumpen perspektivisch zu zusätzlichen Verbräuchen. Auf höheren Spannungsebenen wird erwartet, dass die Elektrifizierung von Produktionsprozessen und der Zubau von Elektrolyseuren verschiedener Industriezweige ebenfalls zu einem erheblichen Mehrbedarf an Elektrizität führt. Die wesentliche Herausforderung für die Netze liegt dabei in der Erhöhung der Gleichzeitigkeit in der Stromabnahme, sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbrauchsseite. Speichertechnologien, digitalisierte Netze und Haushalte sowie verbesserte Prognosen der zu erwartenden Wetter- und Einspeiseschwankungen bieten neue Möglichkeiten, den Stromverbrauch stärker an Marktsignalen auszurichten, wodurch die Gleichzeitigkeit des Strombezugs in der Tendenz noch einmal deutlich zunehmen wird. Dieses systemisch richtige Verhalten der Netznutzer ist für die Netze mit höherer Auslastung, weiteren Kosten für Netzausbau und weiteren kostenverursachenden Herausforderungen verbunden.

Bereits heute sehen die Planungen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber Onshore einen Ausbaubedarf von ca. 360 Mrd. € bis zum Jahr 2045 vor. Dieser Bedarf teilt sich in ca. 160 Mrd. € in den Übertragungs- und ca. 200 Mrd. € in den Verteilernetzen. Dazu kommen bei den Übertragungsnetzbetreibern 160 Mrd. € für den Bau von Offshore-Anbindungen. Diese zusätzlichen Investitionsvolumina werden die Entgelte – je nach Abschätzung der zukünftigen Mengenentwicklung und vorbehaltlich politischer Entscheidungen zur Kostenentlastung – spürbar ansteigen lassen.

In der heutigen Netzentgeltsystematik tragen allein die entnehmenden Netznutzer die Kosten des Netzes. Daneben gehören aber auch Netzbetreiber, Betreiber von Stromspeicheranlagen und Elektrolyseuren, Betreiber von Erzeugungsanlagen sowie Stromhändler und Aggregatoren zu den relevanten Akteuren einer modernen Netzentgeltsystematik. Die konkrete Rolle einiger dieser Akteure in Bezug auf ihren finanziellen Beitrag zu den Netzentgelten ist im weiteren Verlauf des Verfahrens zu beleuchten.

II Zielbild für die Netzentgeltsystematik

Die Zwecke und Ziele, die mit der Bildung von Netzentgelten verfolgt werden können, sind vielschichtig. Eine in sich konsistente Netzentgeltsystematik bedarf einer klaren Identifizierung der zu verfolgenden Ziele. Diese können jedoch nicht „auf der grünen Wiese“ gewählt werden.

Netznutzer haben sich über Jahre auf die heutige Netzentgeltsystematik eingestellt und stehen deshalb Änderungen typischerweise kritisch gegenüber. Dazu kommt, dass Änderungen einzelnen Akteuren nutzen und dafür bei anderen zu höheren Zahlungspflichten führen werden. Zudem betrifft die Materie mehrheitlich Akteure außerhalb des Kreises der Energiewirtschaft.

Ökonomisch sinnvolle Lösungen sind in den gesetzlich vorgegebenen Rahmen einzubetten. Der regulierungsrechtliche Rahmen skizziert ein grundsätzlich breites Zielbild. Bei der Abwägung der zahlreichen Zielvorgaben, die sich teils gegenseitig bedingen, teils aber auch im Konflikt zueinanderstehen, steht der Regulierungsbehörde nach ihren normierten Befugnissen, insbesondere aus Art. 59 Abs. 1 lit. a) RL (EU) 2019/944 sowie aus § 21 Abs. 3 EnWG, dementsprechend ein grundsätzlich weites Ermessen zu.

Unzweifelhaft kommt Netzentgelten in erster Linie eine Finanzierungsfunktion zu. Die Netzentgeltsystematik muss sicherstellen, dass Netzbetreiber die Beträge einnehmen, die ihnen regulatorisch als effiziente Kosten des Netzbetriebs zugestanden werden, ohne dass darüberhinausgehende bzw. sachfremde Kosten auf die Netznutzer gewälzt werden. Diese wesentlichen Grundsätze lassen sich unter den Oberbegriff der Kostenorientierung subsumieren, der eine prägende Bedeutung für alle Ebenen der Kosten- und Entgeltregulierung hat.

Die nachfolgende Abbildung zeigt das zu finanzierende Netzkostenvolumen Strom über alle Netzebenen seit Beginn der Anreizregulierung. Abgebildet werden die Erlösobergrenzen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber (inklusive der Kosten aus den vorgelagerten Netzen) in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur sowie die Offshore-Netzumlage, die seit 2019 die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen enthält, die seitdem nicht mehr in den Netzentgelten enthalten sind.

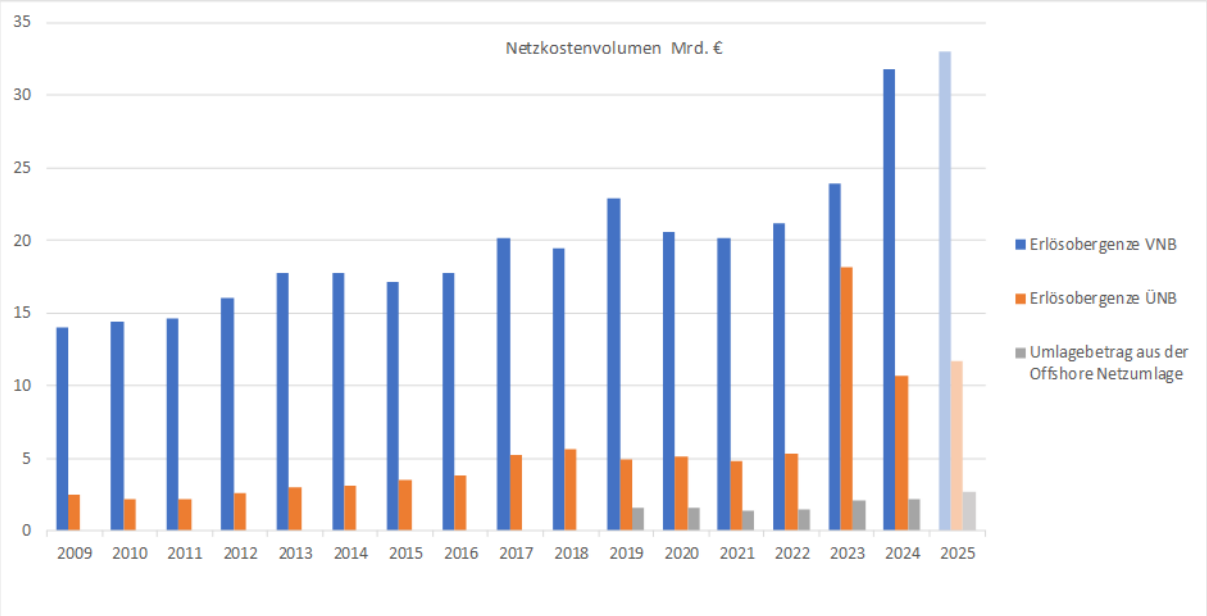

Abbildung 1: Entwicklung der Netzkosten Strom; Quelle: Eigene Darstellung Bundesnetzagentur

Weitere Zielbestimmungen des Rechtsrahmens ergeben sich teils aus speziellen materiellen Regelungen, teils aus den Normen, die die Ziele und Aufgaben der Regulierungsbehörden regeln, sowie teilweise aus generellen Regelungen und Prinzipen des europäischen Rechts. Zu beachten sind dabei generelle Ziele aus dem europäischen Primärrecht wie der Klima- und Umweltschutz oder der Verbraucherschutz, jedoch auch konkretere energiewirtschaftliche Zielbestimmungen. Teilweise weist das europäische Recht aber auch explizite Verbote aus, wie beispielsweise die Untersagung der Erhebung von entfernungsabhängigen Entgelten.

Das nachfolgende Schaubild fasst die sich aus dem Rechtsrahmen ergebenden Ziele unter den vier Dimensionen

- Kostenorientierung,
- Anreizfunktion,
- Finanzierungsbeteiligung und
- Umsetzbarkeit

zusammen. Diese Leitlinien gilt es miteinander abzuwägen, mögliche Konflikte zu identifizieren und schließlich in Einklang zu bringen, sodass das bestmöglichste System für eine Zeit während und nach Abschluss der Energiewende, also auch in 15 bis 20 Jahren, entwickelt werden kann.

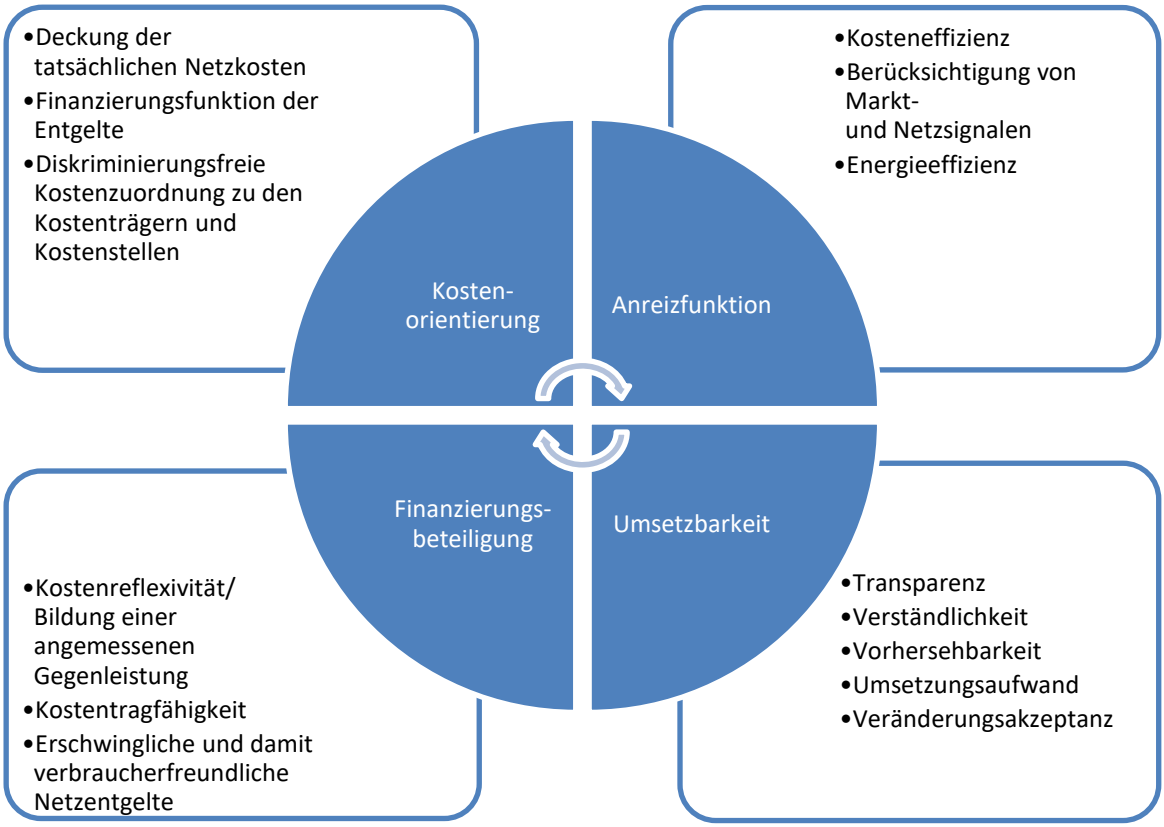

Abbildung 2: Zielbild der Netzentgeltsystematik Strom; Quelle: Eigene Darstellung Bundesnetzagentur

Bei der Bildung dieser vier Dimensionen und der (nicht abschließend gemeinten) Zuordnung von Unterpunkten hat sich die Bundesnetzagentur bewusst dafür entschieden, von der gängigen Rubrizierung der Kostenverursachung (auf europäischer Ebene „cost reflexivity“) unter den Begriff der Kostenorientierung abzuweichen. Die Finanzierungsfunktion der Netzentgelte im Allgemeinen und die Kostenreflexivität der Netzentgelte im Einzelfall oder je Nutzergruppe sind zwei unterschiedliche Ziele, bei deren Realisierung es durchaus zu Konflikten kommen kann. Die Zuordnung zu unterschiedlichen Zieldimensionen soll ferner das Bewusstsein dafür schärfen, dass eine kausale, eindeutige Zuordnung einzelner Netzkosten zu einzelnen Netzkunden praktisch nahezu ausgeschlossen ist. Bei der Bildung von Netzentgelten geht es immer um eine sachgerechte Zuordnung von Kosten zu typisierten Nutzergruppen und im seltensten Falle darum, welcher Netznutzer welcher konkreten Netzkosten verursacht. Damit wird das Prinzip der Kostenreflexivität nicht aufgegeben, es wird lediglich in den sachlich richtigen Zusammenhang gestellt und dadurch im Ergebnis eher gestärkt.

(1) Kostenorientierung

Die Kostenorientierung in der o.g. Beschreibung ist in der Bewertung der Bundesnetzagentur ein essentieller Bestandteil der Netzentgeltbildung. Für die Bundesnetzagentur steht beim Grundsatz der Kostenorientierung im Vordergrund, dass die Netzentgelte als primären Zweck der Refinanzierung der tatsächlichen Kosten des Netzbetriebs dienen, soweit diese notwendig und effizient sind. Die vielfach darunter subsumierte Kostenreflexivität (nach älterer Terminologie auch Verursachungsgerechtigkeit genannt) ordnet die

Bundesnetzagentur dagegen der Finanzierungsbeteiligung zu. Diese gewählte Zuordnung soll verdeutlichen, dass die Finanzierungsfunktion der Netzentgelte und die Kostenreflexivität der Netzentgelte zwei unterschiedliche Ziele sind, bei deren gleichzeitiger Verfolgung es durchaus zu Konflikten kommen kann. Die getrennte Darstellung ermöglicht so eine klarere Bewertung des Status quo sowie möglicher Änderungsvorschläge.

Die Netzentgelte decken planbar und stetig die sehr langfristig angelegten Netzkosten, die über die festgelegte kalenderjährliche Erlösobergrenze seitens der Regulierungsbehörde maximal zugestanden werden. Den Netzentgelten kommt somit zu allererst eine Finanzierungsfunktion zu. Dabei gibt der anzuwendende europäische sowie nationale Rechtsrahmen keinesfalls einen Vollkostenansatz, also das Zugestehen aller dem Netzbetreiber entstandenen Kosten, vor. Vielmehr ist ein Sollkostenansatz vorgesehen, der die Kosten widerspiegeln soll, die sich dergestalt auch im freien Wettbewerb ergeben würden. Kosten, die mit dem Netzbetrieb nicht zusammenhängen, dürfen nicht berücksichtigt werden. Dabei ist zu verhindern, dass Kosten sachfremder unternehmensinterner (Entflechtung und Verhinderung der Quersubventionierung) oder politischer Zwecke die Kalkulationsbasis für die Netzentgelte erhöhen. Bei der Bildung der Netzentgelte sind Sondernetzentgelte nur gerechtfertigt, soweit sie der Förderung eines oder mehrerer legitimer netzwirtschaftlicher Zwecke dienen. Insofern ist der Grundsatz der Kostenorientierung eng mit den Zielen des europäischen Beihilferechts verknüpft.

Die mit der Kostenorientierung zusammenhängende Kostenzuordnung auf die verschiedenen Netz- und Umspannebenen sowie die dort angeschlossenen Netzkunden hat erhebliche Verteilungswirkungen und muss diskriminierungsfrei erfolgen. Das Diskriminierungsverbot beinhaltet sowohl die Gleichbehandlung von wesensmäßig Gleichem, als auch die Andersbehandlung von wesentlich Ungleichem. Die Umsetzung des Diskriminierungsverbotes schafft nicht nur Vertrauen in die Entgeltberechnungen der Netzbetreiber, sondern stärkt durch die Verhinderung von Verzerrungen den Wettbewerb auf dem Strommarkt.

(2) Anreizfunktion

Der Rechtsrahmen, aber auch die Anforderungen des Energiesystems und der Netze, verlangen an verschiedenen Stellen die Setzung bestimmter Anreize, sei es zur Förderung von Kosteneffizienz oder von Energieeffizienz oder auch zur Hebung von Flexibilität, die als Vehikel für beide vorgenannte Zwecke gelten kann. Eine anreizorientierte Netzentgeltsystematik ist auch ein wichtiger Baustein zur Bewältigung der Energiewende und zur Stärkung der Versorgungsicherheit.

Zur Förderung der Kosteneffizienz im Netz können Anreize zu einem Netznutzungsverhalten beitragen, das die Netzauslastung optimiert. So kann die auftretende Netzüberlastung bis zum vollständigen Netzausbau vermindert, wenn nicht verhindert und damit verbundene Kosten gesenkt werden.

Dabei sollen die Netzentgelte so ausgestaltet sein, dass sie einer marktlichen Preisreaktion des Stromverbrauchs nicht oder nur wenig im Wege stehen. Die Wirkung des Marktsignals ist für die Integration von erneuerbarer Erzeugung und für ein volkswirtschaftlich optimales Energiesystem von großer Bedeutung. Schon auf mittlere Sicht ist es unentbehrlich, dass breite Schichten von Verbrauchern diesem Signal eine größere Aufmerksamkeit schenken. Die Einbindung der flexiblen (industriellen) Nachfrage in den Strommarkt wird darüber hinaus einen wichtigen Beitrag für die Versorgungssicherheit leisten. Ergeben sich zwischen der Markt- sowie der Netzdienlichkeit Konflikte oder auch Synergien, müssen diese betrachtet und in die Entwicklung einer Systematik einbezogen werden.

Die Netzentgelte sollen darüber hinaus den energieeffizienten Umgang mit Strom anreizen. Auch insofern mag es zu Zielkonflikten kommen.

(3) Finanzierungsbeteiligung

Darüber hinaus sollte die Finanzierungsbeteiligung ein wichtiges Ziel der Netzentgeltsystematik sein. Von wesentlicher Bedeutung ist hierfür eine kostenreflexive (allgemeine) Netzentgeltsystematik, innerhalb derer die Tragung der Netzkosten durch einzelne Nutzergruppen bzw. bei einem bestimmten Netznutzungsverhalten in einem angemessenen Verhältnis zur Kostenverursachung stehen. Dabei ist zu beachten, dass eine rein kostenreflexive Bepreisung der individuellen Netznutzung nicht darstellbar wäre, da die individuellen Kosten der Netznutzung nicht exakt bestimmbar, sondern allenfalls über Berechnungskonventionen näherungsweise ableitbar sind. Dem Ziel der Kostenreflexivität kann man sich jedoch mittels typisierter Betrachtung der von Netznutzergruppen verursachten Kosten annähern. Eine derartig ausgestaltete Netzentgeltsystematik sollte dafür sorgen, dass Netznutzer bei ihren Nutzungsentscheidungen die Kosten implizit mitberücksichtigen, die durch sie verursacht werden. Somit würde – bei entsprechender Parametrierung – ein volkswirtschaftliches Optimum angestrebt. Neben der bereits identifizierten Finanzierungsfunktion kommt den Netzentgelten aufgrund des Grundsatzes Kostenreflexivität somit auch eine Verteilungs- und Optimierungsfunktion zu. Nutzungsentscheidungen im oben genannten Sinne sind dabei im Übrigen die initialen Investitionsentscheidungen eines Netznutzers (wo oder wann errichte ich eine Anlage mit einer bestimmten Leistung?) sowie die tagtägliche Einsatzentscheidung (mit welcher Leistung beziehe ich Strom zu welchem Zeitpunkt?). Diese Unterscheidung ist wichtig, da unterschiedliche Netzentgeltkomponenten unterschiedlich auf diese Kategorien wirken.

Eine Aufgabe wird es sein, die Netzentgeltsystematik so auszugestalten, dass der Beitrag einer die Netzanschlusskapazität schonende Kombination von Technologien in der Entgelthöhe auch Berücksichtigung findet, ohne dass die jeweiligen technologischen Einzelspezifikationen mit einzelnen Netzentgeltelementen belegt werden müssten. Hier werden Überschneidungen der Dimension Finanzierungsbeteiligung und mit der Dimension Anreizwirkung deutlich.

Unter Finanzierungsbeteiligung ist jedoch auch zu verstehen, dass einzelne Netznutzergruppen nicht überfordert werden dürfen, was durchaus im Widerspruch zur Kostenreflexivität stehen kann. Ein wesentlicher Bestandteil der Finanzierungsbeteiligung ist dabei die Zielvorgabe des Verbraucherschutzes und der damit verbundenen Kostentragfähigkeit der Energieversorgung, die sowohl zu den allgemeinen Zielen des europäischen Primärrechts, als auch zu den speziellen Zielen des europäischen Energiewirtschaftsrechts zählt. Eine ausgewogene Finanzierungsbeteiligung soll die (sozialen) Unterschiede zwischen den verschiedenen Nutzergruppen und ihrer ggf. geminderten wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit, ihren Anteil an der Finanzierung der Netzkosten zu tragen, berücksichtigen und so verhindern, dass sich Teile der Stromverbraucher unverhältnismäßig hohen Belastungen ausgesetzt sehen.

(4) Umsetzbarkeit und Praktikabilität

Jenseits der Fragen nach einer ökonomisch sinnvollen Ausgestaltung der Netzentgelte ist es von großer Bedeutung, dass die gefundene Systematik praktisch und unbürokratisch umsetzbar bleibt. Umsetzbarkeit zielt zunächst darauf ab, dass der jeweilige Netzbetreiber fachlich in der Lage ist, Netzentgelte gemäß den Vorgaben der Festlegung rechtssicher zu bilden, in Rechnung zu stellen und zu verbuchen. Extrem komplizierte Regelungen, die selbst leistungsstarke und mit der Digitalisierung weit fortgeschrittene

Netzbetreiber überfordern würden, sind daher zu vermeiden. Umstellungsaufwand allein ist dagegen kein entscheidender Gesichtspunkt, denn anderenfalls würde jede Änderung einer überkommenen Praxis von vornherein ausscheiden.

Auch auf Seiten der Netznutzer dürfen Netzentgelte nicht zu einem überkomplexen System werden, bei dem die Akteure nicht mehr in der Lage sind, ihr Verhalten an den damit angestrebten Zielen auszurichten. Der europäische Gesetzgeber benennt als wichtiges Kriterium hierfür den Transparenzgrundsatz. Die Netzentgelte sollten idealerweise für alle Netznutzer in einer solchen Art und Weise transparent sein, dass eine Rechnung nachvollziehbar und prüffähig ist. Dies erfordert, die Komplexität von Regelungen soweit wie möglich zu minimieren. Auch müssen die Methoden zur Ermittlung der Netzentgelte sowie erforderlichenfalls ergänzenden Informationen öffentlich einsehbar sein. Auch die Planbarkeit der Kostenbelastungen aus Netzentgelten ist für Unternehmen von großer Bedeutung.

Die Netzentgeltsystematik sollte auch deshalb transparent und standardisiert angewendet werden können, um darauf aufsetzende Geschäftsprozesse massentauglich zu gestalten. Die Netze sind letztlich die Plattform für die Abwicklung des gesamten Energiemarktes mit immer zahlreicheren Akteuren.

Zuletzt müssen die Regelungen auch behördlich administrierbar sein. Dies schließt beispielsweise ein, dass Parametrierungen des Netzbetreibers hinsichtlich möglicher Diskriminierungen effektiv überprüft werden können. Zu kleinteilige, lokale Einzelregelungen sind vor diesem Hintergrund kritisch zu sehen.

Gewichtung der Ziele

Die in diesem Kapitel aufgeführten Ziele der Kostenorientierung, Anreizfunktion, Finanzierungsbeteiligung sowie Umsetzbarkeit müssen in ein angemessenes Verhältnis gebracht werden, um eine ausgeglichene und wirksame Netzentgeltsystematik entwickeln zu können. Wie bereits dargestellt, ist der Grundsatz der Kostenorientierung eine notwendige Voraussetzung für die Netzentgeltsystematik. Daneben muss die Netzentgeltsystematik auch praktisch umsetzbar sein, um die damit verfolgten Ziele tatsächlich effektiv zu fördern. Denn das differenzierteste und ökonomietheoretisch bestmöglich austarierte Netzentgeltsystem kann nicht erfolgreich sein, wenn es von den betroffenen Netzbetreibern und Kunden aufgrund zu hoher Komplexität oder administrativer Überforderung nicht treffsicher zur Bildung von Entgelten genutzt werden kann oder in seiner Wirkweise nicht verstanden wird. Die Sicherstellung der Umsetzbarkeit ist also zwingend erforderlich als Vehikel zur Erreichung aller weiteren Ziele. Finanzierungsfunktion und Umsetzbarkeit sind damit notwendige, aber nicht hinreichende Bedingungen für eine zukunftsfähige Netzentgeltsystematik.

Sie müssen daher durch die Setzung sinnvoller Anreize sowie die Wahrung einer angemessenen Finanzierungsbeteiligung der Netznutzer ergänzt werden. Auch diese Dimensionen sind stets hinreichend in die Systembildung einzubeziehen. Sie nehmen je nach betrachteter Konstellation einen mehr oder weniger großen Stellenwert ein.

Es ist nicht zu bestreiten, dass zwischen den Dimensionen Spannungsverhältnisse bestehen und sich auch innerhalb der Unterkriterien der vorgenannten übergeordneten Zielbestimmungen Konflikte ergeben können.

III Status quo der Netzentgeltbildung Strom in Deutschland

Die aktuelle Netzentgeltsystematik ist in der StromNEV geregelt. Netzentgelte basieren auf den Kosten, die den Netzbetreibern für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Netze entstehen. Die Netzentgeltsystematik bestimmt, welche Netznutzer in welcher Höhe über die Entrichtung von Netzentgelten an den Netzkosten beteiligt werden. In Deutschland gibt es 866 Netzbetreiber mit einer hohen Spreizung des Entgeltniveaus.

Mit der Entrichtung des Netzentgelts wird die Nutzung der Netz- oder Umspannebenen, an die der Netznutzer unmittelbar angeschlossen ist, und aller vorgelagerten Netz- und Umspannebenen abgegolten. Für die Einspeisung elektrischer Energie sind aktuell keine Netzentgelte zu entrichten.

Netzentgeltberechnung

Die finale Veröffentlichung der Netzentgelte eines jeden Kalenderjahres erfolgt durch jeden Netzbetreiber zum 01. Januar. Die Berechnung erfolgt über die Kostenarten-, Kostenstellen- und Kostenträgerrechnung. Ausgangspunkt ist immer die zulässige Erlösobergrenze, die durch eine umfangreiche Prüfung der verschiedenen Kostenarten (Personalkosten, kalk. Abschreibungen, Kapitalkosten, etc.) durch die jeweils zuständige Regulierungsbehörde bestimmt wird. Die Kostenarten werden im Zuge der Kostenstellenrechnung zunächst dem Ort der Entstehung, also den verschiedenen Netzebenen, zugeordnet. Angefangen in der höchsten betriebenen Netz- oder Umspannebene werden die Kosten dieser Ebene, soweit diese nicht der Entnahme von Letztverbrauchern oder nachgelagerten eigenständigen Netzbetreibern zuzuordnen sind, jeweils auf die eigene nachgelagerte Ebene verteilt (Kostenwälzung, illustriert in der nachfolgenden Abbildung. Bestimmung der Netzentgelte gilt ebenso für Übertragungsnetzbetreiber).

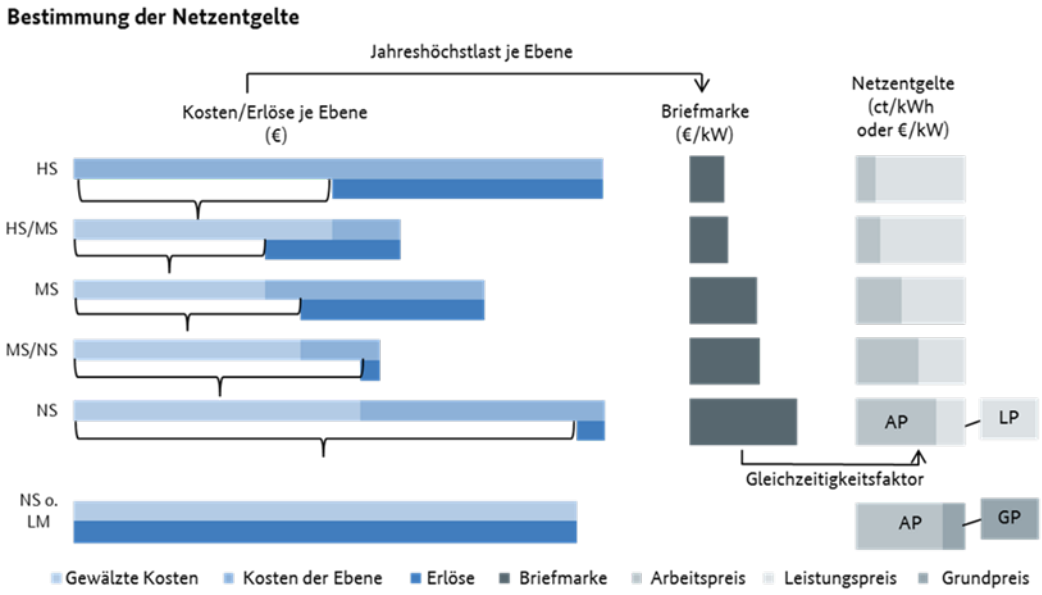

Abbildung 3: Bestimmung der Netzentgelte auf Verteilernetzebene; Quelle: Eigene Darstellung Bundesnetzagentur

Diese Vorgehensweise basiert auf einem System, das noch aus den sog. Verbändevereinbarungen (1998-2004) stammt und bei dem Stromflüsse und Systemdienstleistungen ausschließlich von den oberen zu den unteren Netzebenen unterstellt werden.

Aus der beschriebenen Kostenwälzung folgt ein Top-Down-Ansatz bei der Netzentgeltermittlung. In einem sich für jede betriebene Netz- oder Umspannebene wiederholenden Verfahren wird ein Netzentgelt gebildet, das von den unmittelbar angeschlossenen Netzkunden und in der jeweiligen Netz- oder Umspannebene angeschlossenen nachgelagerten Netzbetreibern zu entrichten ist (Kostenträgerrechnung).

In der Kostenträgerrechnung werden die spezifischen Jahreskosten in €/kW („Briefmarke“) eines Netzbetreibers je Netzebene ermittelt. Die Briefmarke ergibt sich aus der Division der Gesamtkosten der Ebene und der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Ebene. Dem liegt der Gedanke zugrunde, dass die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus einer Netzebene ausschlaggebend für die Netzdimensionierung und damit der wesentliche Kostentreiber sei. Da sich in Netzregionen mit hoher EE-Einspeisung und geringer Last der bisher vorherrschende Lastfluss temporär oder auch zunehmend dauerhaft umgekehrt hat, wurde in 2024 für 2025 die Wälzung EE-bedingter Mehrkosten eingeführt. Diese überführt die der EE-Einspeisung zugeschriebene Kosten einer Netzebene vor Bildung der Briefmarke in eine Umlage.

Auf der Grundlage von Erfahrungs- bzw. Erwartungswerten wird eine Gleichzeitigkeitsfunktion (g-Funktion) je Netzebene abgeleitet. Die g-Funktion approximiert die Gleichzeitigkeit (Wert zwischen 0 und 1) der individuellen Jahreshöchstlast mit der Jahreshöchstlast der Ebene in Abhängigkeit von der Jahresbenutzungsdauer.

Mit Hilfe der g-Funktion wird die Briefmarke für die leistungsgemessenen Kundengruppen in die vier Entgeltpositionen Leistungs- und Arbeitspreis, jeweils für die Netznutzer (bzw. die eigenen nachgelagerten Ebenen) unterhalb und oberhalb des sog. Knickpunkts von 2.500 Jahresbenutzungsstunden überführt. Die

ermittelten Geradengleichungen definieren eindeutig Arbeits- und Leistungspreis. Für die Ermittlung des Leistungspreises wird der Startpunkt des y-Achsenabschnittes der Geradengleichung jeweils ober und unterhalb des Knickpunktes mit der Briefmarke multipliziert (LP = y-Abschnitt der Geradengleichung * Briefmarke). Der Arbeitspreis ergibt sich aus der Steigung der Geradengleichung (AP = Steigung der Geradengleichung * Briefmarke). Der Knickpunkt reflektiert den damals vorherrschenden Grundgedanken, dass die Gleichzeitigkeit nicht linear mit der Benutzungsstundenzahl steigt, sondern dass Netznutzer, mit einer Benutzungsstundenzahl oberhalb von 2500 bereits eine hohe Gleichzeitigkeit aufweisen. Netznutzer, die mit ihrer individuellen Jahreshöchstlast mit einer hohen Wahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der Jahresnetzhöchstlast beteiligt sind, werden so mit einem hohen Leistungsanteil an den Kosten beteiligt. Der Kostenanteil, der über den Leistungspreis erlöst wird, ist somit nicht exogen vorgegeben, sondern ergibt sich endogen in Abhängigkeit von der Nutzerstruktur der Netzebene, insbesondere aus deren durchschnittlicher Gleichzeitigkeit und Benutzungsstundenzahl.

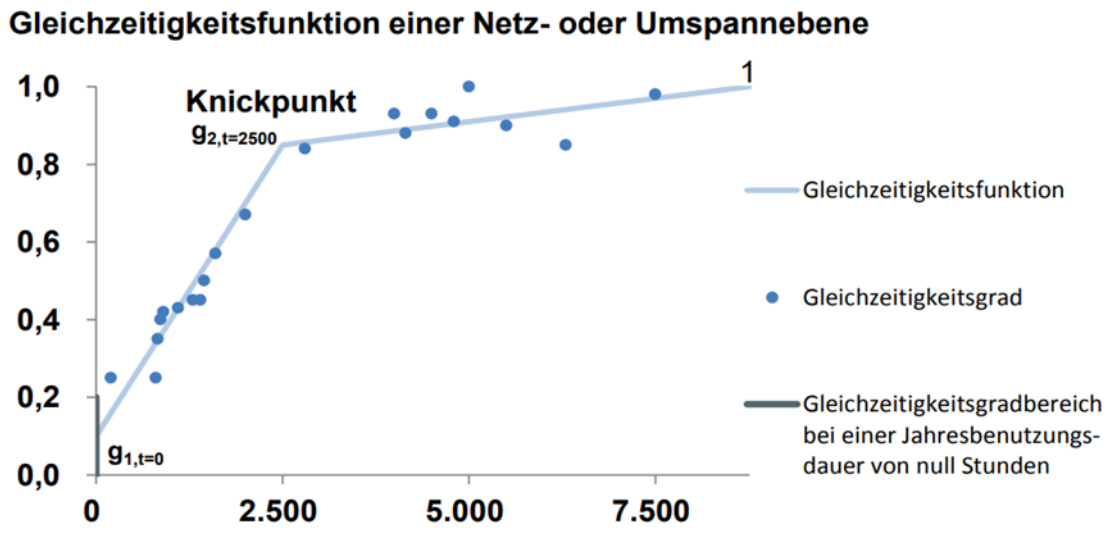

Abbildung 4: Gleichzeitigkeitsfunktion einer Netz- oder Umspannebene; Quelle: Eigene Darstellung Bundesnetzagentur

Im Zuge der Netzentgeltabrechnung wird mittels der errechneten Jahresbenutzungsstunden des Netznutzers festgestellt, welches Entgelt in Ansatz zu bringen ist. Dazu wird der Stromverbrauch eines Bezugszeitraums (i.d.R. 1 Jahr) durch die individuelle Höchstleistung im Bezugszeitraum dividiert. Der Knickpunkt definiert hierbei den Wechsel zwischen den Entgelten.

Für Entnahmestellen im Niederspannungsnetz mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh ist bei Zählerstandgangmessung oder einer anderen Form der Arbeitsmessung kein Leistungspreis, sondern ein Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde festzulegen, der um einen monatlichen Grundpreis ergänzt werden kann. Dabei haben Grund- und Arbeitspreis in einem angemessenen Verhältnis zueinander zu stehen.

Sondertatbestände

Bei der Netzentgeltabrechnung wird grundsätzlich von jeder Entnahmestelle ein Netzentgelt erhoben. Hiervon gibt es allerdings eine praxisrelevante Ausnahme. Unter dem Begriff „Pooling“ wird die zeitgleiche Abrechnung mehrerer durch ein und denselben Netznutzer genutzten Stromentnahmestellen verstanden. Dabei werden mehrere an das Netz angeschlossene Entnahmestellen zum Zwecke der Berechnung des Jahresleistungsentgelts unter bestimmten Bedingungen zu einer Entnahmestelle zusammengeführt. Demnach richtet sich die abrechnungsrelevante individuelle Jahreshöchstlast beim Bezug der Elektrizität nach der „zusammengefassten Entnahmestelle“ und nicht nach jedem Entnahmepunkt separat. Für die Unternehmen und die nachgelagerten Weiterverteiler ist damit eine deutliche Entlastung verbunden.

Im Falle einer singulären Nutzung eines Betriebsmittels durch einen Netznutzer bzw. einen Weiterverteiler ist vom Anschlussnetzbetreiber, insofern dies günstiger ist als die Verwendung des Standardpreissystems, zudem ein individuelles Entgelt abzurechnen, welches von der oben beschriebenen Systematik abweicht.

Eine weitere Abweichung von der allgemeinen Netzentgeltsystematik besteht aktuell im Instrument der Netzreservekapazität. Das Instrument dient der Absicherung des Ausfalls einer Eigenerzeugungsanlage und der damit einhergehenden Erhöhung des Leistungsbezugs. Letztlich handelt es sich um eine Rabattierung des normalen Leistungspreises. Das Instrument findet nach längerem Streit vor Bundesnetzagentur und Gerichten nur in geringem Maße Anwendung.

Bei den sog. vermiedenen Netzentgelten handelt es sich um Zahlungen der Netzbetreiber an dezentrale Erzeugungsanlagen, die zusätzlich zu deren Erlösen aus dem Stromverkauf gewährt werden. Begründet wird dieses mit der sogenannten Verbändevereinbarung II kurz vor Einführung der Regulierung geschaffene Förderinstrument damit, dezentrale Einspeisung spare Netzausbau in vorgelagerten Netzebenen ein. Zum Themenfeld der vermiedenen Netzentgelte hat die Bundesnetzagentur am 23. April 2025 ein Verfahren zur "Abschmelzung der Entgelte für dezentrale Erzeugung in den Jahren 2026 bis 2028" eröffnet [GBK-25-02-1#1].

Darüber hinaus sind hier die individuellen Netzentgelte zu nennen, die hohen stetigen oder „atypischen“ Verbrauch begünstigen. Zum einen gibt es die „atypische Netznutzung“, bei der der Strombezug außerhalb von Hochlastzeitfenstern über ein individuelles Netzentgelt honoriert wird, und zum anderen gibt es den Bandlastbezug, bei dem ein individuelles Netzentgelt für eine Jahresbenutzungsdauer von mehr als 7.000 Stunden gewährt wird.

Auch für den sogenannten Pancaking-Effekt besteht in der heutigen Netzentgeltsystematik eine Sonderregelung: Eigentümerstrukturen von Netzen lassen sich nicht immer netzebenenscharf abbilden, sondern erstrecken sich mitunter über eine Netz- oder Umspannebene. In einem solchen Fall wälzt der vorgelagerte Netzbetreiber das Netzentgelt auf den nachgelagerten Netzbetreiber, der wiederum seine Netzkosten für die technisch gleiche Ebene hinzufügt und sie den angeschlossenen Netznutzern in Rechnung stellt. Im Ergebnis werden die Netznutzer also doppelt für die Finanzierung einer einzigen Netzebene herangezogen (sog. Pancaking-Effekt). Zur Abmilderung können diese heute eine Reduktion der nach Standardpreissystem gebildeten Preise gemäß § 14 Abs. 2 S. 2 und 3 StromNEV erhalten.

Schließlich sieht die heutige Netzentgeltsystematik für Letztverbraucher, die einen Netzanschluss nicht das ganze Jahr nutzen, zwei weitere Sonderregelungen vor:

Monatsleistungspreissystem: Letztverbrauchern mit einer zeitlich begrenzten hohen Leistungsaufnahme (z.B. Getreidetrocknungsanlagen), der in der übrigen Zeit eine deutlich geringere oder keine Leistungsaufnahme gegenübersteht, haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, an deren Netz der jeweilige Letztverbraucher angeschlossen ist, neben dem Jahresleistungspreissystem eine Abrechnung auf der Grundlage von Monatsleistungspreisen anzubieten.

Tagesleistungspreissystem: Netzbetreiber können für den Strombezug der von Land aus erbrachter Stromversorgung von Seeschiffen am Liegeplatz oberhalb der Umspannung von Mittel- zu Niederspannung neben einem Jahres- und Monatsleistungspreissystem auch eine Abrechnung auf der Grundlage von Tagesleistungspreisen anbieten.

Beide Regelungen finden nur in geringem Umfang Anwendung.

IV Abgleich des Status quo mit dem Zielbild

Nachfolgend wird die derzeitige Netzentgeltsystematik mit dem oben beschriebenen Zielbild abgeglichen. Es zeigt sich, dass die vier Dimensionen, Kostenorientierung, Umsetzbarkeit, Finanzierungsfunktion, Anreizfunktion unterschiedlich gut erfüllt werden:

Kostenorientierung

Die derzeitige Netzentgeltsystematik erweist sich als zuverlässig darin, die zulässige Erlösobergrenze zielsicher zu finanzieren und die tatsächlichen Netzkosten zu decken. Schwankende Kosten und Einnahmen werden über das Institut des Regulierungskontos bislang „geräuschlos“ ausgeglichen. Die Kostenorientierung ist daher nach wie vor im Wesentlichen gegeben.

Allerdings sei darauf hingewiesen, dass zunehmend Netzkosten auch über Umlagen finanziert werden. Dazu gehören nicht nur die bereits erwähnte EE-Mehrkostenwälzung (2025: ca. 2.4 Mrd. €) und die durch die individuellen Netzentgelte resultierenden Mindererlöse (2025: ca. 2 Mrd. €). Auch die Kosten für die Offshore-Anbindungsleitungen werden, obwohl es sich gemäß § 17d Abs. 1 Satz 3 um Teile des Energieversorgungsnetzes handelt, nicht über die Netzentgelte, sondern über die Offshore-Umlage finanziert (2025: ca. 2,9 Mrd. €).

Zusätzlich zu diesen bereits erfolgten Auslagerungen von Netzkosten, die damit nicht mehr kostenorientiert refinanziert werden, sah sich der Gesetzeber in der Vergangenheit bereits veranlasst, die Netzentgelte über Zuschüsse aus dem Bundeshaushalt zu begrenzen. Auf die aktuell erneut entfachte Diskussion der Frage sei hingewiesen.

Umsetzbarkeit

Auch die Umsetzbarkeit ist weitgehend gegeben, da die heutige Systematik aus einer überschaubaren Zahl an Entgeltkomponenten besteht und von Netznutzern, Lieferanten, Messstellenbetreiber und Netzbetreibern als im Wesentlichen ausführbar und vorhersehbar bezeichnet wird.

Zu bedenken ist allerdings, dass es mittlerweile, wie oben dargestellt, eine nennenswerte Anzahl an Sondertatbeständen gibt, die die Komplexität wiederum erhöhen. Auch durch die ebenenbezogene Herausnahme von Netzkosten in der EE-Netzkostenwälzung und die Überführung in eine kWh-bezogene Umlage ergeben sich Anomalien in den Entgelten (unterlagerte Ebenen sind dadurch günstiger als vorgelagerte Netzebenen) und Eingriffe in die Kalkulationsmechanismen.

Zudem führen arbeitsbezogene Vergütungstatbestände für Einspeisung, die Befreiungen von Umlagen, verschiedene Höhen bei der Konzessionsabgabe und Rabatten auf Netzentgelte je nach Anwendungsfall zu komplexen bzw. kleinteiligen Abgrenzungsfragen, Messkonzepten und Abrechnungen.

Finanzierungsbeteiligung

Die Finanzierungsbeteiligung muss deutlich negativ beurteilt werden. Das Unterziel der Kostentragfähigkeit wird zwar – mithilfe einer Reihe von Sondernetzentgelten – weitgehend erreicht. Jedoch ist die Kostenreflexivität nur sehr eingeschränkt gegeben, da keine Beteiligung von Erzeugungsanlagen erfolgt, umfangreiche Befreiungstatbestände für weitere Nutzergruppen bestehen, durch Eigenerzeugung immer mehr Finanzierungsbeiträge fehlen und außer entnahmeabhängigen Kostentreibern keine weiteren berücksichtigt werden:

Die Netzintegration der erneuerbaren Erzeugungsanlagen hat sich zunehmend zum Treiber der Netzkosten entwickelt. Eine Beteiligung an den Kosten findet jedoch nicht statt. Zudem sind weitere Akteure, die das Netz uneingeschränkt nutzen können, wie beispielsweise netzgekoppelte Speicher und Elektrolyseure, von Netzentgeltzahlungen ausgenommen, ohne dass dafür eine Gegenleistung für das Netz erbracht wird.

Zudem sinkt durch die zunehmende Eigenversorgung insbesondere durch PV-Anlagen die Kostenbeteiligung der sog. Prosumer. Diese weisen in der Regel einen geringeren Strombezug aus dem Netz auf und sparen dadurch Netzentgelte, aber keineswegs Netzkosten, da das Netz in gleicher Größe vorgehalten werden muss. Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme weist auf der Plattform Energy-Charts schätzungsweise einen Anstieg des solaren Eigenverbrauchs von 3,1 TWh in 2020 auf 12,9 TWh in 2024 aus. Durch fortschreitenden PV- und Speicherzubau wird diese Menge noch steigen. Aus diesem Grund wird eine öffentliche Diskussion über eine kostenreflexive Beteiligung von Prosumern an den Netzkosten geführt. Dies beschränkt sich aber nicht nur auf Haushalte in der Niederspannung, sondern schließt auch Industrie- und Gewerbekunden mit Eigenerzeugung in höheren Spannungsebenen mit ein.

Darüber hinaus wird in der öffentlichen Diskussion – unter anderem bedingt durch die volatile EE-Einspeisung und eine wachsende Verbreitung von Nutzern, mit der Möglichkeit flexibleren Verbrauchsverhaltens – zunehmend die Frage aufgeworfen, ob es neben der zeitgleichen Jahreshöchstlast andere oder weitere Kostentreiber gibt, die derzeit nicht in Entgeltkomponenten abgebildet werden, aber tatsächlich einen ähnlichen oder maßgeblicheren Beitrag zu den entstehenden Kosten leisten. Insbesondere strukturbedingte und anschlussbezogene Kosten werden derzeit nicht kostenreflexiv abgebildet, was zu volkswirtschaftlich nachteiligen Entscheidungen der Netznutzer führen kann. Auch wird vorgetragen, die g-Funktion bilde den Beitrag der individuellen Jahreshöchstlast zur zeitgleichen Jahreshöchstlast der Netzebene nicht mehr adäquat ab. Zunehmende Eigenverbrauchsphänomene auf der einen Seite und zunehmend flexibles Nutzungsverhalten auf der anderen Seite könnten die Ursachen dafür sein.

Hinzu kommt, dass einige Sondertatbestände wie die Netzreservekapazität oder die vermiedenen Netzentgelte als Rabatte bzw. Zahlungen ohne Gegenleistung einzuordnen sind. Bei beiden Sondertatbeständen muss das Netz vollumfänglich vorgehalten werden, sodass im Netz keinerlei Kosten eingespart werden.

Anreizfunktion

Auch die verschiedenen Anreizfunktionen werden nur eingeschränkt erfüllt.

Die beiden zentralen Netzentgeltkomponenten (Arbeit- und Leistungspreis) sind abhängig von der Entnahme des Netznutzers aus dem Netz. Diese setzen dauerhaft einen starken Anreiz zum sparsamen Umgang mit knapper Netzkapazität (in Bezugsrichtung). Aus Netzsicht ist dies jedoch in den meisten Netzen zu vielen Zeitpunkten gar nicht notwendig, weil lastseitig nur ein Bruchteil der Netzkapazität benötigt wird oder das Netz sogar überspeist ist. So wirkt die hohe Entnahmeabhängigkeit kontraproduktiv, da flexibles Nachfrageverhalten in Abhängigkeit von Stromgroßhandelspreisen gehemmt wird. Potenziale zur Systemintegration von erneuerbarem Strom werden damit nicht gehoben. Gleichzeitig werden in Situationen konkreter Netzüberlastungen allenfalls rudimentäre Ansätze zur Begrenzung der Netznutzung gesetzt.

Hinzu kommen weitere problematische Anreize. So tritt durch die dezentrale Einspeisung von Strom, die spezifische Kundenstruktur und andere Effekte verstärkt das Phänomen auf, dass Netzentgelte niedrigerer Spannungsebenen günstiger sind, als die der vorgelagerten Ebenen („Netzentgeltanomalie“). Durch die Netzentgeltanomalie werden bei dauerhaftem Bestand energiewirtschaftlich nicht begründbare Wechsel der Netzebene angereizt.

Darüber hinaus begünstigt der oben diskutierte Sondertatbestand Pancaking, eine kleinstteilige Netzbetreiberstruktur, da Nutzer nachgelagerter Netzebenen von Kosten vorgelagerter befreit werden.

Allein die Energieeffizienz wird durch die Bepreisung der Arbeitsmenge unterstützt, obwohl die Bedeutung und damit die Anreizwirkung des Arbeitspreises nicht bei allen Netznutzern gleichermaßen ausgestaltet ist.

V Welche Anpassungsoptionen könnten sich aus der Analyse des Status quo ergeben

1. Verbreiterung der Kostenträgerbasis für die Netznutzung: Sollen sich auch Einspeiser an der Finanzierung der Netzkosten beteiligen?

Einführung von Einspeiseentgelten

In Deutschland sind nach § 15 Abs. 1 S. 2 der StromNEV für die Einspeisung elektrischer Energie keine Netzentgelte zu entrichten. Im Gegensatz zu Netzentgeltsystemen anderer europäischer Länder werden in Deutschland somit die Netzentgelte Strom allein von den letztverbrauchenden Netzkunden gezahlt. Erzeugung gleich welcher Art ist primär eine wettbewerbliche Betätigung zum Zwecke der Gewinnerzielung und Deckung des Elektrizitätsbedarfs in Verbindung mit einer Nutzung der Netzinfrastruktur. Dabei entfachen insbesondere die hohen Mehrkosten der EE-Integration eine Diskussion, inwiefern Einspeiser auch in Deutschland künftig einen Finanzierungsbeitrag für die Nutzung der Netzinfrastruktur leisten sollten. Im Bereich der Netzentgelte Gas sind auf der Fernleitungsebene Einspeiseentgelte seit Jahren geübte Praxis.

Eine Beteiligung der Einspeiser bietet dabei die Möglichkeit, angesichts steigender Netzkosten durch den Zubau von erneuerbaren Energien Einspeiser an den Kosten des Netzes zu beteiligen. Gerade in Netzen, in denen Einspeisung netzdimensionierend wirkt, würden somit zusätzliche Einnahmen generiert und die Netzentgelte für Letztverbraucher sinken. Dies sollte dazu führen, dass der Umverteilungsmechanismus zwischen den EE-belasteten und verbrauchsdominierten Verteilernetzen in geringerem Umfang nötig wäre oder gänzlich wieder abgeschafft werden könnte. Durch den zusätzlichen Finanzierungsbeitrag der Einspeiser könnten für die Netzbetreiber finanzielle Anreize entstehen, EE-Anlagen zügig anzuschließen. Bei der Einführung von Einspeiseentgelten müssen aber ebenfalls Fragestellungen zu Allokationsrisiken, Verzerrungen in der Preisbildung sowie zum Umgang mit Bestandsanlagen ernst genommen werden.

Der Umfang der Kostenbeteiligung von Einspeisern an den Netzkosten über Einspeiseentgelte kann im Grunde frei bestimmt werden. Mögliche Szenarien könnten beispielhaft darauf abzielen

- im Extrem eine paritätische Kostenbeteiligung zwischen Verbrauchern und Einspeisern zu erreichen (wodurch für 2025 die ca. 33 Mrd. € bundesweiten Netzkosten über Einspeiseentgelte hälftig mitfinanziert würden).
- die aus der Festlegung zur Verteilung der Mehrkosten aus der Integration von EE-Anlagen bestimmten Beträge (BK8-24-001-A) den Einspeisern aufzuerlegen (für 2025 ca. 2,4 Mrd. €).
- einen Kostenbeitrag an den Systemdienstleistungen, bei deren Entstehen den Einspeisern eine besondere Verantwortung zukommt (z. B. für Engpassmanagement (Redispatch, Netzreserve), der Regelleistung oder den Kosten für Verlustenergie) den Einspeisern abzuverlangen (für Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur 2025 ca. 7,3 Mrd. €).

Dabei sind folgende Preiselemente als Einspeiseentgelt grundsätzlich denkbar:

- Arbeitspreis: Alle Einspeiser haben ein Entgelt auf ihre eingespeiste Arbeit (€/MWh) zu zahlen
- Leistungspreis: Einspeiseentgelt auf die eingespeiste Höchstlast oder installierte Erzeugungsleistung (€/MW)
- Kapazitätspreis: Einspeiseentgelt auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität (€/MW)
- Grundpreis: Pauschaler Betrag pro Jahr je Netzanschluss und differenziert nach Netzanschlussebene (€/a)

Um mögliche Allokations- oder Betriebsführungsanreize zu setzen, sind daneben auch regionale Differenzierungen von Einspeiseentgelten denkbar. Technologische Differenzierungen wären hingegen sehr schwierig zu begründen, da eine Differenzierung im Regelfall nicht diskriminierungsfrei sein dürfte. Einzig eine Differenzierung zwischen umrichterbasierter Einspeisung und Einspeisung über rotierende Generatoren könnte für einen sehr begrenzten Teil der Systemdienstleistungskosten begründbar sein.

Bewertung der Anpassungsoption am Zielbild der Netzentgeltsystematik

Kostenorientierung

Einspeiser verursachen insbesondere durch den Zubau von EE-Anlagen Mehrkosten für den Netzanschluss, den Netzausbau und die Netzstabilisierung. Diese Mehrkosten werden u.a. derzeit im Rahmen der EE-Kostenwälzung über den Aufschlag für besondere Netznutzung außerhalb der Netzentgelte finanziert. Durch eine Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten würde die Zieldimension der Finanzierungsfunktion der Netzentgelte verbessert. Zudem könnte die Bepreisung von Einspeisung dazu führen, dass der EE-Wälzungsmechanismus in geringerem Umfang nötig wäre oder gänzlich wieder abgeschafft werden könnte.

Umsetzbarkeit

Die Erhebung von Einspeiseentgelten erhöht die Komplexität, da neben den Verbrauchern auch die Einspeiser als zusätzliche Akteure neu in die Systematik integriert werden müssen. Die Komplexität würde zusätzlich verstärkt, wenn regional oder technologieabhängige Komponenten eingeführt werden.

Finanzierungsbeteiligung

Nach dem Prinzip der Kostenreflexivität sollte jeder, der das Netz nutzt, auch an den daraus resultierenden Netzkosten beteiligt werden. Neben den Verbrauchern nutzen ebenfalls Einspeiser kostenrelevant das Netz. Dabei verursacht insbesondere die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien erhebliche Mehrkosten für den Netzanschluss, den Netzausbau und die Netzstabilisierung. Durch die Bepreisung der Einspeisung kann die kostenreflexive Kostenallokation verbessert werden. Der Umfang der Finanzierungsbeteiligung wird dabei maßgeblich durch die Art und Ausgestaltung der Entgeltkomponenten bestimmt, wobei die jeweilige Parametrierung einen starken Einfluss auf die Allokationswirkungen hat. Wenn die Entgelte im Einzelfall nicht genau die Kostenwirkungen im Netz reflektieren, treffen Netznutzer wie Letztverbraucher und Erzeugungsanlagenbetreiber weiterhin volkswirtschaftlich ineffiziente Entscheidungen z.B. hinsichtlich Standortwahl und/oder Netzdienlichkeit.

Zudem stellt sich bei der Einführung von Einspeiseentgelten die Frage, wie mit den Bestandsanlagen umgegangen werden soll. Einerseits wäre es sachgerecht, bestehende Anlagen an der Refinanzierung der Netzinfrastruktur zu beteiligen, da sie durch den in der Vergangenheit verursachten Netzausbau bereits zu diesem beigetragen haben. Andererseits dürften Einspeiseentgelte als im Nachhinein anfallende zusätzliche Kosten starke Akzeptanzprobleme hervorrufen. Bei Anlagen, die einem Förderungsregime unterliegen, kommen weitere Gesichtspunkte hinzu. Für neue Projekte kann die Finanzierung einschließlich der EE-Förderung anspruchsvoller werden. Nicht immer können die mit den abrechnungsrelevanten Preiselementen Leistungs-, Kapazitäts- und Grundpreis verbundenen zusätzlichen Kosten kurzfristig über den Strompreis gewälzt werden.

Anreizfunktion

Eine Netzentgeltsystematik sollte Anreize für ein effizientes und systemdienliches Verhalten der Netznutzer setzen. Durch die Kostenbeteiligung könnte einerseits eine netzdienliche Ansiedlung von Einspeisern gefördert werden. Andererseits haben Einspeiseentgelte einen weitreichenden Einfluss auf den Strommarkt sowie den EE-Fördermechanismus.

Fragen zur Erörterung im Rahmen des Verfahrens

- Ist Netzeinspeisung eine Form der Netznutzung, die mit Einspeiseentgelten an der Finanzierung der Netzkosten beteiligt werden sollte?
- Welche Auswirkungen auf den Strommarkt werden gesehen?
- Wären Einspeiseentgelte auch ein geeignetes Instrument der Standortsteuerung?
- Welche Ausgestaltungsvariante für Einspeiseentgelte (Arbeitspreis, Leistungspreis, Kapazitätspreis, Grundpreis) wären vorzugswürdig, um die Ziele der Finanzierungs- oder der Steuerungsfunktion bestmöglich zu erfüllen und gleichzeitig marktverzerrende Wirkungen zu begrenzen?
- An welchen Kosten sollten sich Einspeiser über Einspeiseentgelte beteiligen?
    - An bestimmten Kosten z. B. für Redispatch, Regelenergie und/ oder den Kosten für Verlustenergie?
    - An den Mehrkosten aus der EE-Integration, die z. B. durch den Mechanismus der Festlegung zur EE-Kostenwälzung festgestellt werden könnten?

- Oder sollten sich Einspeiser wie Letztverbraucher über ein allgemeines Netzentgelt an der Finanzierung der Netzkosten uneingeschränkt beteiligen?

Einführung eines Baukostenzuschusses (BKZ) als Ergänzung oder Alternative zum Einspeiseentgelt

Der BKZ für Einspeiser könnte ergänzend zum Einspeiseentgelt im Zuge der Anschlusserstellung und -erweiterung einmalig vom Anschlussnehmer entrichtet werden. Damit könnte ein Preissignal gesendet werden, welches einen Anreiz zum sparsamen Umgang mit Netzanschlusskapazität oder zur netzdienlichen Ansiedlung neuer Erzeugungskapazitäten setzt. (Anreizfunktion).

Bewertung der Anpassungsoption am Zielbild der Netzentgeltsystematik

Kostenorientierung

Nach dem zur Diskussion gestellten Ansatz würde ein BKZ für Einspeiser nur auf neu angeschlossene Anlagen erhoben werden. Kurz- bis mittelfristig wäre nur mit einem geringen Volumen an vereinnahmten Erlösen zu rechnen. Die Finanzierungsfunktion könnte mit BKZ also nur in geringem Ausmaß verfolgt werden. Dadurch würde die Einführung von BKZ ausblenden, dass es bereits einen hohen Zubau gegeben hat, der bei Verzicht auf Einspeiseentgelte weiterhin allein von den Letztverbrauchern zu tragen wäre. Für neue Projekte wirken BKZ wie zusätzliche Errichtungskosten, was die Finanzierung anspruchsvoller machen kann.

Umsetzbarkeit

Ein BKZ könnte insbesondere aufgrund dessen einfachen Parametrisierung auch als weniger komplexe Alternative zur Erhebung von Einspeiseentgelten verstanden werden, mit dem ein Mindestbeitrag zur Finanzierung der Netzausbaukosten geleistet wird. Hierbei blieben Bestandanlagen außen vor. Die Regelung von Baukostenzuschüssen fällt nach dem Europarecht in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur als unabhängige Regulierungsbehörde. Baukostenzuschüsse werden nach überkommener Betrachtungsweise als Beitrag zur teilweisen Deckung der notwendigen Kosten für die Erstellung oder Verstärkung des Netzes (vgl. § 11 Abs. 1 S. 1 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV)) beschrieben. Daraus resultiert ein Spannungsverhältnis zu § 17 Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG), der besagt, dass die Kosten der Optimierung, der Verstärkung und des Ausbaus des Netzes der Netzbetreiber trägt. Um den Weg zur Beteiligung von EE-Anlagen an den Netzkosten durch die Erhebung von BKZ rechtssicher zu ermöglichen, erscheint es sinnvoll, die gesetzlichen Voraussetzungen für Einspeise-BKZ anzupassen. Dies obliegt dem parlamentarischen Gesetzgeber.

Finanzierungsbeteiligung

Bestandsanlagen wären von der Erhebung nicht betroffen, auch wenn diese bereits Netzausbau mit verursacht haben.

Anreizfunktion

BKZ würden insbesondere eine Anreizfunktion verfolgen. Indem der BKZ ein sachgerechtes Preissignal gibt, die nachgefragte Netzanschlusskapazität auf die aus Sicht des Anlagenbetreiber notwendige Höhe zu begrenzen. Um eine netzverträgliche Allokation der Anlage anzureizen, müsste wiederum der BKZ auch regional differenziert werden. Anders als bei den Einspeiseentgelten hat ein BKZ nur einen geringen Einfluss auf den Strommarkt und die Betriebsweise der Anlagen. Einfluss auf die Investitionsentscheidung oder EE-Fördermechanismus sind aber vorhanden.

Fragen zur Erörterung im Rahmen des Verfahrens

- Wären Baukostenzuschüsse eine geeignete Ergänzung oder eine sinnvolle Alternative der Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzkosten?
- Welche Auswirkungen auf den Strommarkt werden gesehen?
- Wären Baukostenzuschüsse auch ein geeignetes Instrument der Standortsteuerung?
- Was wären geeignete Bemessungsgrundlagen für die Quantifizierung von Baukostenzuschüssen?
- Sollten Baukostenzuschüsse für Einspeiser in Anlehnung an die sogenannte EE-Kostenwälzung auf Netzgebiete beschränkt werden, in denen die Einspeisung der wesentliche Treiber für Netzausbaukosten ist?

2. Netzentgeltkomponenten: Mit welchen Preiselementen soll die Netznutzung abgerechnet werden?

Einführung eines verpflichtenden Grundpreises

In den Netzebenen oberhalb der Niederspannung sind derzeit alle Netzentgeltkomponenten rein entnahmeabhängig. Zusätzliche Entnahme wird mit Entgelten belastet, obwohl die Entnahme nicht zwingend zusätzliche Kosten verursacht. So zeigt beispielsweise das Gutachten von Consentec: „Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende“ (2018), dass ein Teil der Kosten eines Netzes strukturbedingt ist. Diese Kosten werden durch die Anzahl und räumliche Lage der Anschlusspunkte beeinflusst. Dabei gilt es zu klären, wie groß der Anteil dieser Kosten ist – insbesondere auch im Verhältnis zu den Kosten, die von der Anschlussgröße abhängen. Strukturbedingte Kostentreiber werden jedenfalls in der Anwendung der aktuellen Netzentgeltkomponenten nicht berücksichtigt.

Außerdem wird ein Großteil der Industriekunden in der Hoch- und Höchstspannung bereits heute nicht nach ihrer Entnahme bepreist. Stattdessen werden diese nach den Kosten einer fiktiven Direktleitung (§ 19 Abs. 2 S. 2 u. 3 StromNEV) entlang bestehender physikalischer Leitungspfade bepreist.

Eine zusätzliche pauschale Zahlung, wie beispielsweise ein periodischer anschlussbezogener Grundpreis, könnte die durchschnittlichen strukturbedingten Kosten sachgerechter reflektieren, ohne dabei Fehlanreize durch eine Übergewichtung der Entnahme bzw. Kapazität zu setzen. Anschlussnehmer müssten je Netzebene für jeden Anschlusspunkt eine Zahlung in gleicher Höhe leisten. Eine Einzelfallbetrachtung ist nicht leistbar und daher nicht vorgesehen. Stattdessen werden die strukturbedingten Kosten oder zumindest Teile davon pauschalierend über alle Netzanschlusspunkte einer Netzebene verteilt. Um Verteilungseffekte abzuschwächen, könnte jedoch bei der weiteren Ausgestaltung über eine Staffelung in Abhängigkeit der Entnahmemenge, Leistung oder Kapazität nachgedacht werden.

Auch für Prosumer in der Niederspannung könnte eine Stärkung der schon vorhandenen Grundpreiskomponente ein unkompliziertes Instrument sein, eine adäquate Beteiligung an den Netzkosten sicherzustellen. D.h., alle Netznutzer mit Eigenverbrauchsanlagen würden als gesonderte Gruppe betrachtet und bezahlen einen höheren Grundpreis.

Zugleich würde durch eine zumindest teilweise Finanzierung der Netze über Grundpreise die verzerrende Anreizwirkung der entnahmeabhängigen Komponenten auf das Preissignal der Stromhandelsmärkte abgemildert.

Bewertung der Anpassungsoption am Zielbild der Netzentgeltsystematik

Kostenorientierung

Die Einnahmen über eine pauschale Komponente sind planbarer, da sie nicht in Abhängigkeit der Entnahme schwanken. Das Ziel der Kostenorientierung wird somit deutlich verbessert.

Umsetzbarkeit

Eine pauschale Komponente ist zwar einfach in der Ausgestaltung, jedoch erhöht die Einführung einer zusätzlichen Entgeltkomponente die Komplexität des Gesamtsystems; es sei denn, für die pauschale Komponente würde eine andere Komponente entfallen.

Finanzierungsbeteiligung

Die Kostenreflexivität steigt deutlich, da strukturbedingte Kosten durch eine pauschale Komponente adäquat verteilt werden und in der Folge die Höhe entnahmeabhängiger Netzentgeltkomponenten wie Leistungspreis und Arbeitspreis reduziert werden kann.

Deckungsbeiträge, die durch Eigenerzeugungsoptimierungen für die Finanzierung der Netzkosten verloren gehen, würden insoweit vermieden. Je nach Umfang der Komponente ist mit deutlichen Verteilungseffekten zu rechnen, die potenziell negative Auswirkungen auf die Kostentragfähigkeit einzelner Netznutzer haben können. Tendenziell werden innerhalb einer Netzebene große Verbraucher entlastet und kleine belastet. Dies gilt vor allem, falls je Netzebene ein von der Netzanschlusskapazität vollkommen unabhängiger, einheitlicher Grundpreis vereinnahmt werden würde. Gestaltungsmöglichkeiten, um die Kostentragfähigkeit kleiner Verbraucher nicht übermäßig zu belasten, sind vorhanden und zu prüfen. In der Gesamtschau ist eine Verbesserung der Finanzierungsbeteiligung zu erwarten.

Anreizfunktion

Da durch die zusätzlichen Einnahmen entnahmeabhängige Komponenten wie der Leistungspreis reduziert werden, sinkt das Flexibilitätshemmnis für marktdienliches Verhalten, das aus Leistungsspitzen bei der Nutzung niedriger Strompreise entstehen kann. Andererseits wird der Anreiz, mit Netzkapazität schonend umzugehen, abgeschwächt. Letzteres ist allerdings ambivalent, da in erzeugungsgeprägten Regionen ein volles Ausnutzen der Anschlusskapazitäten in der Gesamtschau volkswirtschaftlich sogar positiv wirken kann. Anreize zu Einsparungen durch Energieeffizienz werden geringer. In der Gesamtschau ist in einigen Zielen eine Verbesserung der Anreizfunktion zu erwarten.

Fragen zur Erörterung im Rahmen des Verfahrens

- Die Nutzerstruktur gilt als ein wesentlicher Treiber der Netzkosten. Wäre eine Grundpreiskomponente ein Instrument, um die strukturbedingten Kosten besser zu reflektieren?
- Wie kann bei der Einführung von Grundpreisen ein angemessenes Verhältnis zwischen Kostentragfähigkeit und Kostenreflexivität erreicht werden?
- Wird ein höherer Grundpreis für Eigenverbraucher und Prosumer als geeignetes Mittel angesehen, diese stärker an den Netzkosten zu beteiligen?

Netzentgeltkomponenten: Ersatz des Leistungspreises durch einen Kapazitätspreis

Neben strukturbedingten Kosten gilt die Netzanschlusskapazität als ein weiterer Kostentreiber, da diese eine wesentliche Rolle bei der Netzdimensionierung spielt. In der bestehenden Systematik haben Leistungspreise zwar auch die Funktion, approximiert die Kosten zu reflektieren, die von der Netzanschlusskapazität abhängen. Jedoch stellt sich die Frage, ob nicht eine direkte Bepreisung der bestellten Netzanschlusskapazität sachgerechter und zielgerichteter wäre. Auch könnte dadurch die g-Funktion zur Bildung des Leistungspreises entfallen, die aufgrund von Eigenverbrauch und flexiblem Verbrauchsverhalten die Gleichzeitigkeit der individuellen Jahreshöchstlast mit der Jahreshöchstlast in der Netzebene immer schlechter abbildet. Das sog. Pooling wäre bei einem vollständigen Ersatz des Leistungspreises zu überprüfen.

Bei Kapazitätspreisen bestellen Anschlussnehmer im Voraus (ggf. mehrere Jahre) die gewünschte Kapazität. Da das Überschreiten mit einer Pönale belegt wäre, dürften Anschlussnehmer bei der Bestellung einen gewissen Puffer einplanen, sodass sich Spielraum für flexibles Verhalten eröffnet. Zudem könnten Netzbetreiber nicht genutzte Kapazitäten gezielter neu vergeben und so die Effizienz erhöhen.

Kapazitätspreise sind heute bei der Nutzung der Gasfernleitungsnetze der Standardfall der Netzentgelte.

Theoretisch denkbar wäre auch ein Entgeltsystem mit Grundpreis, Kapazitätspreis, Leistungspreis und Arbeitspreis. Die Komplexität der Preisbildung und der unterschiedlichen Signale an die Netznutzer lassen solche Multi-Kombinations-Ansätze nicht vorteilhaft erscheinen. Die Zahl der Netzentgeltkomponenten sollte überschaubar und handhabbar bleiben.

Bewertung der Anpassungsoption am Zielbild der Netzentgeltsystematik

Kostenorientierung

Die Einnahmen über einen Kapazitätspreis sind etwas zuverlässiger als über einen Leistungspreis, da sie nicht in Abhängigkeit der Jahreshöchstlast der Anschlussnehmer schwanken. Das Ziel der Kostenorientierung wird somit geringfügig verbessert.

Umsetzbarkeit

Im Vergleich zur Bepreisung der individuellen Jahreshöchstlast würden Kapazitätspreise einen höheren Aufwand erfordern. Zum einen müsste die Vorlauf- und Haltezeit für die bestellte Kapazität bestimmt und administrativ nachgehalten werden. Vor allem müsste aber die Höhe der Pönale bei Überschreitung der bestellten Netzkapazität sinnvoll parametriert werden, was nicht trivial ist. Auf Basis dieser Parameter müssten Anschlussnehmer ihre Kapazitätsbestellung durchführen und sich für den vorgegebenen Zeitraum binden. Auf der anderen Seite würde die Berechnung der g-Funktion entfallen.

Finanzierungsbeteiligung

Ein Kapazitätspreis würde die anschlussbedingten Kosten sachgerechter als Leistungspreise reflektieren und damit die Kostenreflexivität erhöhen. Da die Anschlusskapazität bei der Netzplanung eine zentrale Rolle spielt, könnten im besten Falle nicht genutzte Kapazitäten identifiziert und neu vergeben werden. Nachteilig

ist, dass die Kostentragfähigkeit des einzelnen Anschlussnehmers weniger stark berücksichtigt wird, da beispielsweise Unternehmen (ohne Sondernetzentgelte) auch bei konjunkturbedingter geringerer Produktion losgelöst von der tatsächlichen Entnahme gemäß der gebuchten Kapazität bezahlen. In der Gesamtschau ist eine Verbesserung der Finanzierungsbeteiligung zu erwarten.

Anreizfunktion

Bei geeigneter Preisstellung ist denkbar, dass Anschlussnehmer zur Erhaltung der Flexibilität bezüglich der im Laufe des Jahres tatsächlich benötigten Höchstlast, bei ihrer Kapazitätsbestellung einen gewissen Puffer einberechnen. Um im Falle einer Überschreitung eine Pönale zu vermeiden, könnten gleichwohl auch technische Anlagen wie Batteriespeicher eingesetzt werden. Für welchen der drei Wege (Pönalenrisiko, Puffer oder technische Einrichtung) sich der Netznutzer entscheidet, ist eine ökonomische Abwägung, die vom eigenen Flexibilitätspotential und damit der Reaktionsmöglichkeit auf Preissignale abhängt.

Je nach Ausgestaltung der Pönalen bei Überschreitung der Kapazität ähnelt ein Kapazitätsentgelt in seiner Anreizwirkung einem Leistungspreis. Gegenüber einem Arbeitspreis führt ein Kapazitätsentgelt zu weniger Verzerrungen im Anlageneinsatz.

Fragen zur Erörterung im Rahmen des Verfahrens

- Wird ein Kapazitätspreis als geeignete Alternative zu einem Leistungspreis gesehen, um die anschlussbedingten Netzkosten zu reflektieren und das etwaige Flexibilitätshemmnis eines Leistungspreises zu mildern?
- Nach welchen Maßstäben sollten Netzbetreiber die zur Absicherung eines Kapazitätspreises notwendige Pönale bemessen?
- Welche Herausforderung würden sich bei einer Einführung ergeben?
- Wie groß ist der Abstand zwischen tatsächlicher in Anspruch genommener und vertraglich vereinbarter sowie technisch möglicher Netzanschlusskapazität sowie der individuellen Jahreshöchstlast großer Verbraucher in Ihrem Netz.

3. Dynamische Netzentgelte: Welche zeitliche und regionale Auflösung sollen Netzentgelte haben?

Die Idee hinter einer Dynamisierung ist, dass ökonomisch optimale Netzentgelte die Knappheiten der Netze in ein zeitlich differenziertes lokales Preissignal umsetzen. Die kurzfristigen Grenzkosten des Netzes bei zusätzlichem Stromverbrauch sind dabei zeitlich und örtlich variabel.

Zu beachten ist dabei, dass die Orientierung an kurzfristigen Grenzkosten zwar für das Netz kurzfristig optimale Verhaltensanreize setzt, d.h. die effiziente Auslastung des bestehenden Netzes anreizt. Das langfristig optimale Niveau an Netzkapazität lässt sich jedoch nicht allein durch die Orientierung an den kurzfristigen Grenzkosten abbilden. Unter Berücksichtigung des abnehmenden Grenznutzens der Beanreizung zusätzlicher Dynamik, ist auf lange Sicht ein zusätzlicher Ausbau volkswirtschaftlich und zur Realisierung der Energiewende günstiger, als die Netznutzung auf die vorhandene Kapazität zu beschränken.

Die heutigen individuellen Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV für die atypische Netznutzung können bei wohlwollender Betrachtung als erste „Vorform“ dynamischer Netzentgelte betrachtet werden.

Eine Dynamisierung der Netzentgelte müsste zunächst die Frage beantworten, welches Ziel oder welche Ziele damit verfolgt werden: Geht es im Umfeld der Zielebene Anreizfunktion um eine optimale Ausnutzung und eine möglichst freizügige Nutzung der vorhandenen Kapazität, um auf Preissignale der Strommärkte zu reagieren? Oder auch um ein Instrument für Netzbetreiber, weiteren Kapazitätsausbau durch Dämpfung der Nachfrage nach Transportkapazität zu verringern? Fragen und Antworten können sich je nach Spannungsebene sehr unterschiedlich stellen.

Davon abhängig ist für die praktische Anwendbarkeit durch Netzbetreiber und Netznutzer zu klären, welchen zeitlichen Vorlauf ein Signal haben muss, um das gewollte Ziel zu erreichen.

Offen ist auch, ob der aktuelle Zuschnitt der Netzgebiete überhaupt geeignet ist, um eines der oben genannten Ziele zu verfolgen. Manche Netzbetreiber müssten wahrscheinlich ihre Netzgebiete unterteilen und seitens des Regulierers wäre der Grundsatz, ein Netzbetreiber, ein Netzentgelt, zu hinterfragen. Andere Netzgebiete könnten schlicht zu klein für dynamische Netzentgelte und deren Nutzung durch marktlich aktive Kunden sein.

Zudem stellt sich bei der konkreten Ausgestaltung die Herausforderung, dass dynamische Netzentgelte des Anschlussnetzbetreibers erst einmal nur die Auslastung der Anschlussebene widerspiegeln und nicht die der vorgelagerten Netzebenen. Knappheitssignale der verschiedenen Netzebenen sind dabei nicht unbedingt kongruent, sondern häufig gegenläufig. Es ist jedenfalls zu beachten, dass ein Signal in einer Ebene auch Auswirkungen auf andere Ebenen mit sich bringt. Ob und wie ein konsistentes Signal gebildet werden könnte, gilt es zu diskutieren. Das betrifft auch die Frage, welche Preiskomponente denn für welches Ziele zu dynamisieren wäre und ob dafür Anpassungen an der Kostenwälzung notwendig wären.

Schließlich ist zu diskutieren, ob die Teilnahme sowohl für alle Netzbetreiber, als auch für alle Netznutzer freiwillig oder verpflichtend ist. Eine freiwillige Teilnahme aller Netzbetreiber würde dazu führen, dass Einzelne vorweg gehen, um praktische Erfahrungswerte zu gewinnen. Gleichzeitig entstünde aber auch ein

Flickenteppich, der für netzgebietsübergreifende Akteure kaum noch zu überblicken wäre. Auch auf Seite der Netznutzer wird es große Unterschiede in Bezug auf das individuelle Flexibilitätspotenzial und die Ausstattung mit entsprechender Messtechnik geben. Diese Fragestellung muss auch unter dem Aspekt der adversen Selektion geführt werden.

Folgende Ausgestaltungsvarianten sind denkbar:

Zeitvariabel – statisch:

Eine einfache Form der Dynamisierung stellen statische zeitvariable Netzentgelte dar. Die verschiedenen Tarifstufen werden mit langem Vorlauf an die Marktteilnehmer kommuniziert, ändern sich selten und gelten meist für große Gebiete. Ein konkretes Umsetzungsbeispiel für steuerbare Verbraucher in der Niederspannungsebene stellt das Modul 3 der 14a-Festlegung (BK8-22/010-A) dar. Diese haben das Ziel, die „Gewohnheitslastspitzen" in den Abendstunden durch steuerbaren Verbrauch nicht noch weiter steigen zu lassen. Eine ähnliche Systematik könnte auch auf höhere Spannungsebenen übertragen werden. Am einfachsten wäre eine Dynamisierung des Arbeitspreises, aber auch eine variable Ausgestaltung des Leistungspreises oder eines möglichen Kapazitätspreises ist denkbar.

Die zeitvariablen Netzentgelte nach Modul 3 dürften auch für bidirektional betriebene (mobile) Speicher sinnvolle Anreize setzen, da auch Netzbelange bei zusätzlichen Ladevorgängen Berücksichtigung finden.

Es ist jedoch zu beachten, dass sich mit einer statischen Umsetzung nicht alle Ziele effektiv verfolgen lassen. Engpässe durch volatile erneuerbare Einspeisung, insbesondere in höheren Spannungsebenen, oder strompreisgetriebene lastseitige Engpässe können nur schlecht adressiert werden.

Zeitvariabel – dynamisch:

Konsequent zu Ende gedacht wäre der Dynamisierungsansatz, wenn sich die Netznutzung, neben einem die strukturbedingten Kosten abbildenden Grundpreis, ausschließlich nach dem aktuellen Auslastungsgrad des Netzes bemessen würde. Neben zahlreichen technischen Voraussetzungen wie einer nahezu vollständigen Digitalisierung von Netz und Netznutzern und einer technisch belastbaren Abgrenzung von Netzgebieten und Netzebenen, deren Auslastung sinnvoll und gleichgerichtet prognostiziert werden kann, bedeutet ein solches Modell eben nicht nur eine Diskussion über Ermäßigungen, sondern auch eine Diskussion über eine deutliche Anhebung der Netzentgelte in Zeiten voraussichtlich hoher Netzauslastung.

Das könnte erhebliche Auswirkungen auf die Geschäftsmodelle bundesweit tätiger Energieanbieter haben. Denn die Kalkulation bundesweit vermarktbarer Tarife für Endverbraucher dürfte mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden sein. Auch das Wettbewerbsverhältnis zu eher lokal agierenden Anbietern wäre zu untersuchen.

Ob ein solches Modell in der Lage wäre, den Netzausbaubedarf effektiv zu begrenzen und den Umsetzungsaufwand zu rechtfertigen, bleibt dabei offen.

Lastspitzen herausrechnen:

Statt der vorgenannten grundsätzlichen Ansätze könnte durch Parametrierung verschiedener Dynamisierungs-Dimensionen (z.B. Entgeltkomponente, Vorlauf, Lokalität) auch der Versuch unternommen werden, lediglich einzelnen Herausforderungen zu begegnen.

In den höheren Spannungsebenen sind Netzausbaumaßnahmen in signifikanten Umfang nötig, um erneuerbare Erzeugung ins System zu integrieren. Aufgrund des zeitlichen Versatzes müssen mindestens vorübergehend zusätzlich Redispatch-Maßnahmen vorgenommen werden, deren Kosten die Netznutzer zu tragen haben. Zusätzlicher Verbrauch zum richtigen Zeitpunkt und an der richtigen Stelle im Netz wäre folglich hilfreich. Dabei wird der heutigen Leistungspreissystematik in der öffentlichen Diskussion zugeschrieben, flexibles Verhalten zu behindern.

Folgender Ansatz könnte dem entgegenwirken: Für lastganggemessene Verbraucher in definierten Gebieten sollen Leistungsspitzen in definierten Stunden nicht abrechnungsrelevant werden, wenn am Vortag vom Anschlussnetzbetreiber Redispatch-Bedarf auf Grund von Erzeugungsüberschüssen in der jeweiligen Netzregion prognostiziert wird. Zusätzliche Engpässe an anderer Stelle müssten dabei ausgeschlossen werden. Einnahmeausfälle und damit Mehrkosten für die übrigen Netznutzer dürften sich in Grenzen halten, da Lastverschiebungen bzw. Mehrverbrauch nicht unbedingt zur Reduktion der bisherigen individuellen Jahreshöchstlast führen dürfte. Die Einnahmesituation läge anders, wenn auch die Arbeitskomponente in diesen Zeiten ermäßigt würde.

Dieser Ansatz ist wegen seiner Kleinteiligkeit nur mit großem Aufwand administrierbar und anfällig für missbräuchliches Verhalten.

Peak Load Pricing:

Öffentlich diskutiert wird auch der Vorschlag, in Zeiten, in denen der Netzbetreiber nach entsprechender Prognose keinerlei Engpässe erwartet, die Netznutzung nicht zu bepreisen. Damit soll noch mehr Flexibilität des Verbrauchsverhaltens möglich gemacht werden. Zur Rechtfertigung wird auch angeführt, dass in solchen Situationen dem Netz durch die Nutzung keine zusätzlichen Kosten entstehen.

Die Bundesnetzagentur steht diesem Vorschlag bisher eher skeptisch gegenüber. Erstens ist die Prognose derartiger engpassfreier Zeiten höchst komplex, da sie vorausschauend nicht nur das typische Verhalten der Nutzer antizipieren muss, sondern auch das durch den Anreiz veränderte Nutzerverhalten. Wenn das Modell tatsächlich erfolgreich sein sollte, bestünde die Gefahr, dass es die Voraussetzung der Engpassfreiheit, auf der es beruht, untergräbt.

Bewertung der Anpassungsoptionen am Zielbild der Netzentgeltsystematik

Kostenorientierung

Eine Dynamisierung führt generell dazu, dass Kosten weniger zielsicher gedeckt werden können. Die Kostenorientierung würde sich folglich verschlechtern. In Ausgestaltungsvariante (4) „Peak Load Pricing“ lässt

sich die Finanzierungsfunktion nur durch sehr hohe Preisspitzen erfüllen. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass die Anreize wirken und nur noch wenig Verbrauch in den Hochpreisfenstern stattfindet.

Umsetzbarkeit

Fraglos würde eine Dynamisierung die Komplexität der Netzentgeltsystematik für Verbraucher, Lieferanten, Messstellenbetreiber und Netzbetreiber erhöhen und die Transparenz senken. Je stärker eine Dynamisierung ausgestaltet wird, desto höher sind die Anforderungen an Digitalisierung, Kommunikation und Prognosefähigkeit der Netzbetreiber.

Die Einführung der statischen zeitvariablen Entgelte im Rahmen der 14a-Festlegung (BK8-22/010-A) stellt bereits eine große Herausforderung für alle Beteiligten dar. Zum heutigen Zeitpunkt ist die Umsetzbarkeit einer hohen Dynamisierung, wie in Ausgestaltungsvariante (2) beschrieben, mit großen Herausforderungen verbunden.

Bei der Ausgestaltungsvariante (3) „Lastspitzen herausrechnen“ ist zu beachten, dass eine Interaktion mit dem Redispatch-Prozess stattfindet und ausgestaltet werden müsste.

Bei allen denkbaren Ausgestaltungsvarianten ist zudem wichtig, dass eine Überprüfbarkeit für die Regulierungsbehörden gegeben ist und dadurch der Diskriminierung einzelner Netznutzer vorgebeugt werden kann.

Finanzierungsbeteiligung

Eine stärkere Orientierung an den Knappheiten des Netzes und damit an kurzfristigen Grenzkosten würde die Kostenreflexivität erhöhen. Es könnten sich jedoch negative Auswirkungen auf die Kostentragfähigkeit Einzelner ergeben. Für den Fall, dass dynamische Netzentgelte für alle verpflichtend eingeführt werden, könnten Verbraucher ohne Flexibilitätspotenzial – je nach Ausprägung der dynamischen Netzentgelte – stark belastet werden. Dies gilt insbesondere, wenn deren gewöhnliches Verbrauchsschema in die Hochpreiszeitfenster fällt.

Anreizfunktion

Eine stärkere Orientierung an den Knappheiten des Netzes kann die problematische Anreizsituation der derzeitigen Netzentgeltsystematik verbessern. Gelingt es, Netzentgelte auch über mehrere Netzebenen hinweg so auszugestalten, dass sowohl verbrauchs- als auch einspeiseseitige Engpässe abgeschwächt und Netze besser ausgelastet werden, könnte tatsächlich Netzausbaubedarf eingespart werden.

Zudem könnten eine Dynamisierung Hemmnisse für marktliche Flexibilität beseitigen. Dies gilt insbesondere für Überlegungen, den Leistungspreis zu dynamisieren. Ausgestaltungsvariante (3) „Lastspitzen herausrechen“ könnte hierfür eine Umsetzung darstellen.

Fragen zur Erörterung im Rahmen des Verfahrens

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

- Soll die Dynamisierung von Netzentgelten allein der verbesserten Nutzung vorhandener Netzkapazitäten dienen oder sollen sie auch eine Option sein, Anreize zur Vermeidung von zusätzlichem Netzausbau sein?
- Wie können Netzregionen für eine örtliche Dynamisierung des Leistungspreises sinnvoll bestimmt werden?
- Welchen zeitlichen Vorlauf benötigen welche Akteure, um auf dynamische Netzentgelte zu reagieren?
- Wie lassen sich dynamisierte Netzentgelte mit bundesweiten Geschäftsmodellen harmonisieren?
- Mit welchem Modell lässt sich Netzausbau sparen?
- Sinkt der Grenznutzen zusätzlicher Dynamisierung und wie stark?
- Wie kann eine gute Verzahnung mit dem Redispatch-Prozess gelingen? Wie kann im Ausgestaltungsvariante (3) Increase-Decrease-Gaming ausgeschlossen werden, bei dem Nutzer zunächst eine geringe Entnahme als Fahrplananmeldung abgeben und nach Entgeltsignal des Netzbetreibers dann ein normales, aber nunmehr kostenfreies Nutzungsverhalten zeigen.

4. Bundeseinheitliche Netzentgelte: Vereinheitlichung der Netzentgelte auch auf Verteilernetzebene?

Auf Übertragungsnetzebene werden regionale Unterschiede bei den Netzentgelten durch die Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte seit Beginn 2023 deutschlandweit vollständig ausgeglichen. Mit Inkrafttreten der Festlegung zur Verteilung der Mehrkosten aus der EE-Integration zum 01.01.2025 wird ein wesentlicher Kostenanteil der Netzbetreiber nicht mehr über die netzbetreiberspezifischen Netzentgelte erlöst, sondern über die Umlage im Versorgungsgebiet anderer Netzbetreiber erlöst. Damit spiegeln die originären Netzentgelte auf Verteilernetzebene nun verstärkt diejenigen Strukturkosten der Netze wider, die durch gebietsspezifische Faktoren wie z.B. Alter oder Auslastung der Netze sowie die Kosten des eigenen Netzbetriebs bestimmt werden und somit die notwendigen Kosten für die Versorgung des Letztverbrauchs im Gebiet repräsentieren. Diese Kosten werden im heutigen System dann in Form von Netzentgelten von den jeweiligen Endkunden in dem entsprechenden Netzgebiet getragen. Da in der öffentlichen Diskussion angebracht wird, dass diese Kosten zu einem großen Teil außerhalb des Einflusses der Letztverbraucher des jeweiligen Netzgebietes liegen, wird diese Zuteilung der Kosten in der zunehmend als nicht gerecht und fair angesehen. Da des Weiteren davon auszugehen ist, dass der stetige Ausbau der erneuerbaren Energien das Gesamtwälzungsvolumen der Mehrkosten aus der Integration dieser in Zukunft stark ansteigen lässt und somit durch den Mechanismus zukünftig enorme regionale Verteilungswirkungen zu erwarten sind, wird in der Branche immer wieder intensiv über die Einführung eines bundesweiten Ausgleichs der Netzentgelte auf Verteilernetzebene diskutiert.

Bewertung der Anpassungsoption am Zielbild der Netzentgeltsystematik

Kostenorientierung

Mit der Einführung von bundeseinheitlichen Netzentgelten auf Verteilernetzebene würden die Netzentgelte auf Basis der Gesamtnetzkosten des Systems gebildet. Damit würden auch die Mehrkosten aus der EE-Integration wieder über das allgemeine Netzentgelt gedeckt und bundesweit verteilt werden. Da die Verteilernetze in ein Gesamtsystem eingebunden sind und die Funktionsfähigkeit dieses System sowie die Sicherheit der Versorgung nicht isoliert betrachtet werden können, ist es nicht abwegig, auch die Kosten gesamtheitlich zu betrachten. Die Kostenorientierung würde dadurch hinsichtlich der Tragung von EE-Kosten verbessert. Jedoch würden bei bundesweit einheitlichen Entgelten auch sonstige Kostenunterschiede der Netzbetreiber nivelliert, so dass Netzbetreiber mit hohen Kosten bzw. hohen Netzentgelten keinem Rechtfertigungsdruck mehr ausgesetzt wären. Anreizregulierung und Effizienzvergleich könnten natürlich in einem solchen System weiter Kostendruck und Effizienzanreize setzen – dies würde sich aber kaum noch in den Entgelten wiederfinden.

Umsetzbarkeit

Im Vergleich zur Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene, deren Koordination und bürokratischer Aufwand sich auf lediglich vier Übertragungsnetzbetreiber beschränkt, sind auf Verteilernetzebene 866 Verteilernetzbetreiber mit sehr unterschiedlicher Historie und Kundenstruktur involviert. Der zusätzliche administrative Aufwand bei der Konzeptionierung und Umsetzung eines Ausgleichssystems, welches die wirtschaftlichen Risiken von den Netzbetreibern fernhalten und für

Aufsichtsbehörden transparent bleiben müsste, führt jedoch unweigerlich zu einer weiteren, sehr erheblichen administrativen Kostensteigerung bei den involvierten Akteuren. Zudem müsste eine zentrale Institution bestimmt werden, die einen entsprechenden Ausgleichmechanismus umsetzt.

Dieser Akteur müsste die periodisch schwankenden Einnahmen und Ausgaben aller 866 Verteilernetzbetreiber verteilen und ausgleichen. Wirtschaftlich müsste diese Institution mit hohen Liquiditätsreserven im Umfang hoher Millionenbeträge ausgestattet werden, um Einnahmeschwankungen, Zahlungsausfälle und Zahlungsverzögerungen kompensieren zu können. Die Einrichtung eines Akteurs, der den Ausgleich der schwankenden Einnahmen vornimmt, würde relevante Umsetzungsfragen hervorrufen, die zudem aufgrund von Haushaltsfragen ein Tätigwerden des Gesetzgebers erfordern könnten. Eine entsprechende Umsetzung läge somit wohl eher außerhalb des Kompetenzbereichs der Bundesnetzagentur.

Zudem stellt die Erhebung und Auswertung der erforderlichen Daten eine erhebliche Herausforderung dar, zumal die zentrale Entgeltbestimmung eine nicht unerhebliche Menge an zusätzlichen Daten erfordern würde. Die Ermittlung würde eine bisher nicht immer eingehaltene bzw. oft schwierige rechtzeitige Bereitstellung der Daten für die Netzentgeltermittlung durch die Netzbetreiber voraussetzen.

Darüber hinaus würde mit der Bildung einheitlicher Netzentgelt durch eine zentrale Instanz der bisherige Entscheidungsspielraum der Netzbetreiber bei der Bildung der Netzentgelte abgeschafft. Ein Eingehen auf lokale und regionale Besonderheiten sowie auf Kundenstrukturen im Netzgebiet, als auch die Berücksichtigung von an die lokale Wirtschaft angepasster Absatzprognosen wäre nahezu ausgeschlossen. Eine sinnvolle Bildung individueller Netzentgelte wäre somit unmöglich und lokale Netzbetreiber verlören einen Teil ihrer Daseinsberechtigung. Eine zentrale Instanz kann bei der Festlegung von einheitlichen Entgelten auf solche Umstände nicht eingehen, sondern müsste bundeseinheitliche Maßstäbe anlegen.

Auch die Bildung von zeitlich und örtlich dynamischen Netzentgelten wäre bei bundeseinheitlichen Netzentgelten erheblich erschwert. Ein bundeseinheitliches Netzentgelt, welches anschließend auf Netzbetreiberebene oder noch kleinteiliger räumlich und zeitlich wieder verändert wird, wäre nicht funktionsfähig. Die Bildung von zeitlich und örtlich dynamischen Netzentgelten durch eine Zentralinstanz würde dagegen dort ein umfassendes Wissen über die Netzauslastung, die Leistungsfähigkeit der konkret betroffenen Netzelemente und das Erfahrungswissen über das zu erwartende Kundenverhalten erfordern. Der Aufbau eines solchen Wissensschatzes würde Jahre dauern und eine höchst umfangreiche Bürokratie erfordern.

Die Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte würde allerdings die Kalkulation der Netzentgelte für die Vertriebsgesellschaften erleichtern, da sie nicht mehr mit 866 verschiedenen Netzbetreibern konfrontiert wären. Dies würde die Transparenz und somit den Wettbewerb bei den Strompreisen erhöhen.

In anderen Ländern ist ein nationaler Ausgleich zwar bereits implementiert. Die Anzahl der involvierten Netzbetreiber ist allerdings in aller Regel in diesen Ländern sehr viel kleiner, die Regulierung sehr viel zentralistischer und somit mit einem sehr viel geringeren administrativen, bürokratischen und finanziellen Zusatz-Aufwand umsetzbar.

In diesem Zusammenhang sei auch noch auf die Erfahrungen bei der Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte hingewiesen. Dabei hat sich gezeigt, dass die Vereinheitlichung von Netzentgelten kein zügiger oder reibungsfreier Prozess war. Im Gegenteil, der (schrittweisen) Einführung gingen mehrjährige

Diskussion voraus und sie werfen bis heute Anreiz- und Vereinheitlichungsfragen auf, die bei vier Unternehmen einfacher zu adressieren sind als bei 866.

Finanzierungsbeteiligung

Mit der Einführung von bundeseinheitlichen Netzentgelten auf Verteilernetzebene würden die Netzentgelte auf Basis der Gesamtnetzkosten aller Verteilernetzbetreiber in Deutschland gebildet werden. Die tatsächlichen Kosten eines Netzgebietes würde sich somit nicht mehr in den jeweiligen Netzentgelten widerspiegeln, sondern gleichmäßig über alle Netznutzer bundesweit verteilt werden. Die Kostenreflexivität für das eigene Netzgebiet würde folglich geschwächt werden. Auch kämen Effizienzanstrengungen besonders fortschrittlicher und leistungsfähiger Netzbetreiber zwar dem Netzbetreiber, aber nicht mehr den eigenen Kunden zu Gute.

Auf der anderen Seite hat im heutigen System der in weiten Teilen zufällige Zuschnitt der Versorgungsgebiete einen hohen Einfluss auf die Höhe der Netzentgelte in den jeweiligen Gebieten. Daher stellt sich die Frage, ob es angemessen ist, Letztverbraucher mit Kostenunterschieden aus sachlich nicht begründbaren Gebietsabgrenzungen zu konfrontieren, die sie selbst nicht beeinflussen können. Bundeseinheitliche Netzentgelte würden diese größtenteils zufälligen Netzentgeltunterschiede ausgleichen und somit einen Beitrag für gleichwertigere Lebensverhältnisse leisten. Zudem wird mit der Einführung des Wälzungsmechanismus zur Verteilung der Mehrkosten aus der EE-Integration bereits ein Teil der regionalen Netzentgeltunterschiede bundesweit ausgeglichen. Gleichwohl bliebe bei der Umstellung auf bundesweit einheitliche Netzentgelte ein erhebliches Umverteilungsvolumen. Im Zuge der Vereinheitlichung der Netzentgelte gäbe es eine Vielzahl von Gewinnern und Verlierern auf der Netznutzerseite.

Bundeseinheitliche Netzentgelte könnten somit auch als ungerechte Umverteilung höchst unterschiedlich geprüfter Netzkosten verstanden werden, die regionale Besonderheiten ignorieren, Anreize für effiziente Investitionen untergraben und bereits getätigte Anstrengungen entwerten.

Anreizfunktion

Auch bei einer Einführung von bundeseinheitlichen Netzentgelten auf Verteilernetzebene ist zwingend an den Grundsätzen der Kostenprüfung und des Effizienzvergleiches festzuhalten, um weiterhin Anreize für effizientes Wirtschaften zu setzen. Mit einem bundesweiten Ausgleichmechanismus wird den Netzbetreibern aber die Verantwortung gegenüber der lokalen Wirtschaft und den Verbrauchern in ihren Versorgungsgebieten genommen. Damit besteht die Gefahr, dass trotz der Weiterführung des Anreizregimes den Netzbetreibern ein wichtiger Effizienzanreiz genommen wird und sich die Netzkosten somit insgesamt erhöhen könnten. Zudem müsste sichergestellt sein, dass die Ermittlung der gebietsindividuellen EOG nach homogenen Kriterien und einheitlicher Verwaltungspraxis erfolgt, um zu verhindern, dass gebietsspezifische Ineffizienzen im Gesamtsystem verschmiert werden. Dies könnte mit 866 Netzbetreibern unmöglich werden. Bundeseinheitliche Netzentgelte könnten aber andererseits tendenziell netzentgeltbasierte Fehlentscheidungen bei der Standortwahl durch Ansiedlung in kurzfristig „günstigeren“ Netzgebieten verringern. Es könnten also neben den Effizienzeinbußen, in geringem Maße auch Effizienzgewinne generiert werden. Ein weiterer Aspekt ist hier, dass angesichts einheitlicher Netzentgelte kein Anreiz mehr besteht, das Netzgebiet in kleinere Strukturen mit lokal niedrigeren Netzentgelten zu zergliedern. Dies wurde in der Vergangenheit teilweise getan, um im Konzessionswettbewerb mit günstigeren Netzentgelten auftreten zu

können. Gleichzeitig sind Netzentgeltunterschiede ein legitimer Maßstab für die Preisgünstigkeit im Konzessionswettbewerb.

Fragen zur Erörterung im Rahmen des Verfahrens

- Sollten Ihrer Meinung nach die 866 Verteilernetzbetreiber weiterhin eigene Netzentgelte je Netz- und Umspannebene bilden – damit regionale, strukturelle Besonderheiten im Netzentgelt des jeweiligen Verteilernetzbetreibers sichtbar sind?
- Wird die Kostenverantwortung der Netzbetreiber durch die Bildung eigener Netzentgelte gestärkt?
- Wie schätzen Sie den administrativen Aufwand eines zu installierenden Ausgleichssystems ein? Wer sollte den Ausgleichsmechanismus durchführen? Wie hoch müsste ein Liquiditätspuffer eines Ausgleichsmechanismus sein?
- Wie beurteilen Sie die Interdependenzen einheitlicher Netzentgelte mit dem Bestreben, regionale zeitlich dynamische Netzentgelte einzuführen?
- Welche Chancen und Risiken sehen Sie als Marktakteur?
- Inwieweit ist davon auszugehen, dass einheitliche Verteilernetzentgelte den Konzessionswettbewerb schwächen?

5. Speicherentgelte: Wie soll das zukünftige Entgeltregime für mobile und stationäre Speicher aussehen?

Speicher nehmen im Strommarkt eine Doppelrolle ein, die sich auch in der Nutzung des Netzes widerspiegelt. Sie beziehen einerseits, typischerweise zu Zeiten hohen Stromangebots und niedriger Preise, Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung, speichern diese in Form von chemischer Energie, Bewegungsenergie, Potentialenergie oder Wärmeenergie und sind insofern als Verbraucher anzusehen. (Kondensatoren als direkte elektrische Speicher haben nur eine Nischenbedeutung.) Zeitversetzt speisen sie, typischerweise zu Zeiten hoher Strompreise, auch Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung ein, was sie zeitlich versetzt zu Erzeugern macht. Durch diese Eigenschaften und ihr damit verbundenes zeitliches Flexibilitätspotenzial können sie einen zunehmend wichtiger werdenden Beitrag zur Versorgungssicherheit, vor allem aber einen volkswirtschaftlich sinnvollen Beitrag zur Vermeidung übermäßiger Preisschwankungen an den Stromhandelsmärkten leisten. Derzeit sind Speicher im Grundsatz nur im Hinblick auf die Entnahme und den Verbrauch von Elektrizität entgeltpflichtig. Sowohl beim Bezug aus dem Netz, als auch bei der Ausspeisung in das Netz findet allerdings eine Nutzung des Netzes statt, die grundsätzlich genau wie jede andere Nutzung eines vermögenswerten Gutes auch, zu bezahlen sein sollte. Da derzeit auf die Einspeisung keine Entgelte erhoben werden, kann folglich auch keine Doppelbelastung festgestellt werden.

Dessen ungeachtet ist ein Großteil der Speicher derzeit aufgrund von Vollbefreiungen und Rabattierungen von der Netzentgeltzahlung befreit, bzw. entlastet. Diese Privilegierungen entfallen – soweit keine Folgeregelungen getroffen werden – zum 31.12.2028 und Speicher unterlägen ab diesem Zeitpunkt der allgemeinen Netzentgeltsystematik. Um den Betreibern von Speicheranlagen ausreichend Planungssicherheit hinsichtlich der Zukunft der Netzentgeltpflichten zu geben und eine netz- sowie systemdienliche Einbindung der Speicher sicherzustellen, wird die Nutzergruppe der Speicher in diesem Diskussionspapier gesondert adressiert.

Wie bereits im letzten Absatz aufgegriffen, existieren eine Reihe von gesetzlichen Netzentgeltprivilegierungen zugunsten von Speichern. Allerdings werden hier nicht alle Arten von Speichern gleichbehandelt, was natürlich bei einem behördlich festzulegenden Entgeltsystem Fragen aufwirft. So erhalten netzgekoppelte Stromspeicher, und erweiterte Pumpspeicher, die Strom aus dem Netz beziehen und wieder in dasselbe Netz zurückspeisen, sowie Elektrolyseure für 20 Jahre eine vollständige Entgeltbefreiung – ohne dabei eine Gegenleistung für das Netz zu erbringen. Darüber hinaus können Speicher, die nicht vollbefreit sind, ein individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 4 StromNEV erhalten. Dieses kann um bis zu 80 % reduziert sein, wenn der Speicher ein atypisches Verhalten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV aufweist. Mobile und ortsfeste Stromspeicher in der Niederspannungsebene fallen unter die Festlegungen auf Basis des § 14a EnWG. Im Gegenzug für eine netzdienliche Steuerbarkeit erhalten sie wahlweise einen Rabatt von 60 % auf den Arbeitspreis oder einen Pauschalbetrag. Speicher, die im Rahmen eines Gewerbe- oder Industrieanschlusses zur Spitzenlastkappung eingesetzt werden, erhalten keine direkten Rabatte. Vielmehr können die Betreiber durch die Reduzierung der Spitzenlast und damit geringeren Leistungsentgelten profitieren. Speicher, die hinter einem Anschluss gemeinsam mit Einspeiseanlagen errichtet werden, dürften in den meisten Fällen derzeit überhaupt keinen Netzbezug aufweisen. Die Vielzahl an existierenden Regelungen zur Bepreisung und Abgrenzung von Speicherbezug und deren gelegentliche Undurchschaubarkeit stellen den Lieferantenmarkt sowie die Speicherwirtschaft vor Herausforderungen.

Sondernetzentgelte sind europarechtlich zulässig, sofern die Gegenleistungen für das Energieversorgungsystem in einem angemessenen Verhältnis zu der gewährten Privilegierung stehen. Ob die bestehenden Sondertatbestände diesen Kriterien gerecht werden, kann in Frage gestellt werden. Zudem steht die faktische Vollbefreiung für einige Speicher im Widerspruch zum Grundsatz der Kostenreflexivität, da die Privilegierten überhaupt keinen Beitrag zur Deckung der (durch sie mitverursachten) Netzkosten leisten. Auch kann die Vollbefreiung von Speichern von den Netzentgelten als eine Diskriminierung gegenüber anderen Netznutzern angesehen werden, die gleiche oder ähnliche Kosten im Stromnetz verursachen sowie einen gleichen Beitrag zur Netzentlastung leisten.

Entfielen insbesondere die bisherigen Vollbefreiungen – abgesehen von den Regelungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannungsebene – wäre die normale Netzentgeltsystematik zumindest auf neu angeschlossene Speicher anzuwenden. Diese hätten dann einen Leistungspreis sowie einen Arbeitspreis zu entrichten. Für Speicher, die Arbitrage betreiben, wirken insbesondere arbeitsbezogene Netzentgelte einschränkend. Nur Marktpreisdifferenzen oberhalb des Arbeitsentgelts wären dann für Arbitragegeschäfte nutzbar. Leistungspreise wären für netzgekoppelte Speicher nur bei der Investitionsentscheidung und ggf. am Jahresbeginn zu berücksichtigen, nicht aber bei jeder Einsatzentscheidung. Dies würde auch für Kapazitätspreise oder Grundpreise gelten.

Für das Stromsystem wäre es daher sinnvoll, ein Netzentgeltregime für Speicher zu finden, welches das Agieren an Strom- und Systemdienstleistungsmärkten so wenig wie möglich einschränkt und gleichzeitig einen kostenreflexiven Finanzierungsbeitrag für das Netz erbringt. Das heißt auch, dass der Finanzierungsbeitrag der Speicher umso geringer ausfallen kann, desto geringer die Kosten sind, die sie verursachen.

Für ortsfeste und mobile Speicher in der Niederspannungsebene wurden mit den Festlegungen nach § 14a EnWG zu steuerbaren Verbrauchseinrichten bereits ein spezielles Netzentgeltregime geschaffen. Der Netzbetreiber gewährt dem Betreiber der steuerbaren Verbrauchseinrichtung einen Rabatt im Gegenzug für die Möglichkeit, netzdienlich in dessen Bezug eingreifen zu können. Die Rabatthöhe wird dabei alternativ nach zwei unterschiedlichen Modulen (pauschal oder prozentual) ermittelt. Zusätzlich zu dem pauschalen Modul kann sich der Betreiber der steuerbaren Verbrauchseinrichtung für die Teilnahme an einem dritten Modul entscheiden, dem zeitvariablen Netzentgelt. Durch eine freiwillige zeitliche Verschiebung des Verbrauchs lassen sich zusätzliche Netzentgeltreduzierungen erzielen.

Motivation für die speziellen Festlegungen auf Basis des § 14a EnWG waren aber nicht die besonderen Eigenschaften und Geschäftsmodelle der Speicher, sondern die Kompensation eines unzureichenden Netzausbaus, der eine freizügige Nutzung der vollen Anschlusskapazität zu jedem Zeitpunkt nicht immer zulässt. Inwieweit diese Module auch auf andere Spannungsebenen und auf engpassfreie Gebiete sowie zu bidirektional agierenden mobilen Speichern passen, gilt es zu diskutieren. Grundsätzlich vorstellbar scheint ein solcher Mechanismus jedenfalls. Er müsste wahrscheinlich aber deutlich detaillierte ausgestaltet sein, als der heutige bewusst einfach gehaltene § 14a-Mechanismus.

Ausgeklammert bleiben dabei Speicher, die hinter einer Abnahmestelle installiert werden, um den Lastgang industrieller Großverbraucher nach den Maßgaben der im Verfahren zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte (BK4-24-027) zu treffenden Regelungen zu optimieren. Die Abnahmestelle ist in diesem Fall insgesamt allein nach dieser Sonderregelung zu behandeln. Eine Kumulation verschiedener potentieller Sondertatbestände wäre nicht sinnvoll.

Sonstige Speicherbetreiber können indessen mit ihrem Anschlussnetzbetreiber einen sogenannten flexiblen Netzanschlussvertrag vereinbaren. Dabei bekommt der Anschlussnetzbetreiber bei Netzüberlastungen das Recht, einschränkende Vorgaben zu Netzeinspeisung oder Netzbezug zu machen. Diese Vorgaben können je nach Ausgestaltung weit im Voraus oder dynamisch mit kurzer Frist kommuniziert werden. Diese Möglichkeit würde eine netzorientierte Einbindung der Speicher sicherstellen. Im Gegenzug erhält der Speicherbetreiber einen Rabatt. Insbesondere für Speicher, die Arbitrage an Strommärkten betreiben, wäre ein Rabatt auf den Arbeitspreis (ggf. zu 100 %) sinnvoll. Andere Entgeltkomponenten müssten jedoch entrichtet werden, um eine adäquate Beteiligung an den Netzkosten sicherzustellen. Dabei ist zu diskutieren, inwieweit diese Verträge standardisiert werden müssen, um trotz aller Besonderheiten in den einzelnen Netzen eine einfache und einheitliche Umsetzung zu gewährleisten.

Es wären selbstverständlich weitere Anknüpfungspunkte für eine netzorientierte Einbindung von Speichern ins Netz – wie beispielsweise ein Rabatt, der sich an der Standortwahl orientiert – denkbar. Ob ein solcher Rabatt sinnvoll ist, wäre jedoch intensiv zu prüfen. Der Bundesnetzagentur liegen Studien vor, nach denen nicht die Lage eines Speichers, sondern dessen jeweilige Betriebsweise sich belastend und damit kostentreibend auf die Netze auswirkt.

Zudem müssten mögliche Wechselwirkungen im Blick behalten werden, sollten sich grundsätzliche Änderungen bei der Beteiligung von Erzeugungsanalgen an den Netzkosten ergeben. Sollte der eingangs diskutierte Vorschlag der Einführung von Netzentgelten für Einspeiser umgesetzt werden, könnte man mit einiger Berechtigung von einer Doppelbelastung der Speicher sprechen. Dafür gälte es dann angemessene Lösungen zu finden.

Bewertung der Anpassungsoption am Zielbild der Netzentgeltsystematik

Die Bepreisung der Netznutzung durch netzgekoppelte Speicher und die Ausgestaltung einer potenziellen Rabattierung für eine Gegenleistung hängen eng mit der zukünftigen Netzentgeltsystematik zusammen, insbesondere mit den anzuwenden Entgeltkomponenten. Beispielsweise hätten die Erhebung eines Grundpreises oder Kapazitätspreises vor allem Auswirkungen auf die Investitionsentscheidung. Dem gegenüber wird der Erhebung eines Arbeitspreises ein Effekt auf die Einsatzentscheidung netzgekoppelter Speicher zugeschrieben. Dabei kann die Erhebung von Arbeitspreisen, wie oben erwähnt, erhebliche Folgen auf die Geschäftsmodelle von Speichern haben.

Im Folgenden wird die Anknüpfung von Rabatten an einen flexiblen Netzanschlussvertrag bewertet. Diese kommt prinzipiell bei allen diskutierten Preiskomponenten in Betracht.

Kostenorientierung

Im Hinblick darauf, wie zielsicher Einnahmen erzielt werden können, gibt es keine Veränderung zum Status quo.

Umsetzbarkeit

Die Komplexität wird gesteigert, da eine Vereinbarung über die Einschränkungen zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer zu treffen ist. Diese Vereinbarung könnte zwar standardisiert werden. Jedoch ist bei einer eher dynamischen Ausgestaltung zu beachten, dass eine kommunikative Verzahnung mit den Redispatch-

Prozessen erfolgen muss. Hierbei muss insbesondere definiert werden, bis wann der Netzbetreiber über die Einschränkung informiert haben muss. Die Möglichkeit, flexible Netzanschlussverträge auszuhandeln, bringt einen erhöhten administrativen Aufwand mit sich. Würden den Netzbetreibern hier weitgehende Freiräume für die Ausgestaltung geboten, ist diskriminierendes Verhalten nicht auszuschließen.

Finanzierungsbeteiligung

Die Kostenreflexivität wird gestärkt, da Speicher im Gegensatz zum Status quo adäquat an den Netzkosten beteiligt werden. Im Vergleich mit der Vollbefreiung steigt die Belastung für Speicherbetreiber, jedoch dürfte eine geeignete Beteiligung an den Netzkosten, die die besonderen Belange der Speicher im Blick hat, deren Kostentragfähigkeit nicht grundsätzlich in Frage stellen.

Anreizfunktion

Abhängig von der rabattierten Preiskomponente, können Hemmnisse für das Agieren an den verschiedenen Märkten, die speziell der Entgeltsystematik zugeschrieben werden, abgebaut werden. Zuzugestehen ist, dass die limitierte Nutzbarkeit des Netzanschlusses Folgen für die Möglichkeit der Marktbetätigung haben kann. Gleichzeitig werden mögliche Netzüberlastungen effektiv verhindert.

Fragen zur Erörterung im Rahmen des Verfahrens

- Sie eine besondere Behandlung von Speichern in der Netzentgeltsystematik als gerechtfertigt an? Was sind die Gründe?
- Welche Rabattform kommt welchen Speichermodellen und Geschäftsfeldern entgegen?
- Ist die Verbindung mit einem flexiblen Netzanschlussvertrag geeignet, eine netzneutrale Einbindung sicherzustellen?
- Gibt es andere Vorschläge, wie ein geeignetes Netzentgeltregime für Speicher aussehen könnte?

6. Weitere Anpassungsoptionen?

Kostenstellen: Lassen sich Netz- und Umspannebenen zusammenfassen?

Die dezentrale Einspeisung, die Kundenstruktur und die Wälzung EE-bedingter Mehrkosten haben zusehends Einfluss auf Netzentgeltkurven. So kommt es immer häufiger dazu, dass Netzentgelte niedrigerer Spannungsebenen günstiger sind, als deren vorgelagerte Ebenen („Netzentgeltanomalie“). Derartige Anomalien können einen Wechsel der Anschlussebene ohne energiewirtschaftlichen Hintergrund anreizen. Infolgedessen könnte beispielsweise eine aus technischer und volkswirtschaftlicher Sicht zu niedrige Anschlussebene gewählt werden.

Um Fehlanreizen entgegenzuwirken, könnte über eine Zusammenfassung von Netz- und Umspannebenen nachgedacht werden. Beispielsweise könnten die Kosten der Umspannebene der nächsthöheren Netzebene zugeordnet werden. Unterspannungsseitig angeschlossene Verbraucher werden der nachgelagerten Netzebene entsprechend der bezogenen Spannung zugeordnet.

Zwar sind Umspannanlagen technisch zwischen den Spannungsebenen zwingend erforderlich. Einen technischen Grund diese Betriebsmittel als „Netzebene“ zu qualifizieren, sieht die Bundesnetzagentur jedoch nicht. Ein prägender Grund für die Einführung von Umspannebenen als eigene netzkostenrelevante Ebene bestand darin, auf diesem Wege Eigentumsfragen abzubilden. Die Eigentumsfragen dürften inzwischen geklärt sein. Bei der oben skizzierten Zuordnung der Kosten müssten diese aber natürlich berücksichtigt werden.

Bezüglich der Kostenorientierung sind keine Änderungen zu erwarten. Bei der Umsetzung dürften sich insbesondere Fragen zur eindeutigen Zuordnung von Betriebsmitteln stellen. Unter dem Gesichtspunkt der Finanzierungsbeteiligung könnte kritisiert werde, dass Verbraucher mit eigenen Transformatoren dann auch noch die Transformatoren anderer mitbezahlen müssen. Dagegen ist eine positive Anreizwirkung zu erwarten, da Anreize zum Wechsel der Netzebene ohne energiewirtschaftlichen Hintergrund reduziert würden.

Fragen zur Erörterung im Rahmen des Verfahrens

- Ist es auch zukünftig ein erstrebenswertes Ziel, Netzentgeltanomalien zu vermeiden?
- Wird die Zusammenfassung von Netzebenen als geeignete Lösung betrachtet?

Kostenwälzung zwischen den Netz- und Umspannebenen: Soll der heutige Kostenwälzungsmechanismus in seinen Grundfesten erhalten bleiben?

In Netzregionen mit hoher EE-Einspeisung und geringer Last kehrt sich der bisher vorherrschende Lastfluss zunehmend temporär oder auch dauerhaft um und die betroffenen Verteilernetze werden vermehrt zu Einspeise- bzw. Transportnetzen. Diese Form des Lastflusses wird in der heutigen Kostenwälzung jedoch nicht berücksichtigt.

Es könnte in Betracht gezogen werden, im Kostenwälzungsmechanismus die Kosten auf Basis von tatsächlichen Lastflüssen zuzuordnen, wodurch die Bidirektionalität der Lastflüsse widergespiegelt werden.

Durch die bidirektionale Kostenwälzung könnte der pauschale Mechanismus der Wälzung der Mehrkosten aus der EE-Integration über eine Umlage entfallen. Die zu wälzenden Kosten würden dann wieder über das Netzentgelt refinanziert, was die Kostenorientierung bei der Netzentgeltbildung stärken würde. Aufgrund der Berücksichtigung von Rückspeisungen und dem damit verbundenen iterativen Prozess erhöht sich die Komplexität des Entgeltsystems erheblich. Die Bundesnetzagentur ist daher eher zurückhaltend gegenüber dem Ansatz. Außerdem würde die Transparenz des Systems verschlechtert. Die der Verprobung zugrundeliegenden Mengen werden durch den iterativen Prozess ebenfalls schwerer planbar. Die entstehenden Abweichungen können jedoch über das Regulierungskonto verrechnet werden. Durch die Verteilung der Netzkosten anhand der physikalischen Stromflüsse würde die Verursachungsgerechtigkeit gestärkt werden. Bezüglich der Anreizwirkung sind keine Änderungen zu erwarten.

Fragen zur Erörterung im Rahmen des Verfahrens

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

ÜBERBLICK ÜBER DIE REGULIERUNGSDEBATTE

Agora Energiewende in Kooperation mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.	Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen – Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können, 2023
Agora Energiewende	Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024: Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick 2025, 2025
Agora Energiewende	Netzentgelte 2018: Problematische Umverteilung zulasten von Geringverbrauchern – Kurzanalyse, 2018
Agora Energiewende	Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen
Agora Energiewende	Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation – Impuls, 2021
Bundesnetzagentur	Bericht zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, 2015
Connect Energy Economics GmbH im Auftrag von Agora Energiewende	Aktionsplan Lastmanagement, 2015
Consentec GmbH im Auftrag des Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein	Funktionsgerechtere Netzentgelte im Stromnetz – Ansätze zur Annäherung regionaler Entgeltniveaus, 2021
Consentec GmbH im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverbands	Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten, 2020
Consentec GmbH im Auftrag von Netze BW GmBH	Operative Umsetzung einer bundesweiten Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte, 2024
Consentec GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie	Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende, 2018

Deutsche Energie-Agentur GmbH	Bericht: Was sind dynamische Stromtarife?, 2024
E-Bridge Consulting GmbH/Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH/Technische Hochschule Clausthal im Auftrag von Agora Energiewende	Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft – Reform der Struktur von Netzentgelten und staatlich veranlasster Preisbestandteile, 2018
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)	Netzentgeltsystematik in Deutschland – Status Quo, Alternativen und europäische Erfahrungen
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.	Netzentgelte und bidirektionales Laden – Das Für und Wider für mobile Speicher
Germanwatch e.V.	Effektive Stromnetzentgelte für die Transformation – Den Weg zur Klimaneutralität innovativ und sozial gerecht gestalten, 2022
IKEM – Institut für Klimaschutz	Systemische Ansätze zur Reform der Netzentgelte für die Energiewende 2.0, 2020
Neon Energy im Auftrag des Verbands der Elektro- und Digitalindustrie e.V.	Mehrwert dezentraler Flexibilität Oder: Was kostet die verschleppte Flexibilisierung von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern, 2014
Neon Energy im Auftrag von TenneT TSO GmbH	Weiterentwicklung der individuellen Netzentgelte – Ziele, Zielkonflikte und Ausgestaltungsoptionen bei der Reform der Netzentgelt-Rabatte für gleichmäßige Netznutzung nach § 19 II StromNEV, 2024
Neon Energy im Auftrag von Agora Energiewende	Windstrom nutzen statt abregeln – Ein Vorschlag zur zeitlichen und regionalen Differenzierung der Netzentgelte, 2023
Neon Energy im Auftrag von Lichtblick SE	Zeitvariable Verteilnetzentgelte – Eine ökonomische Perspektive auf die deutsche Netzentgeltsystematik, 2023
R2b energy consulting GmbH im Auftrag des Verband Kommunaler Unternehmen e.V.	Finanzierung der Energiewende – Reform der Entgelte- und Umlagesystematik, 2019
Stiftung Umweltenergierecht	Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, 2024

The Regulatory Assistance Project/Agora Verkehrswende/Agora Energiewende	Ladeblockade Netzentgelte – Wie Netzentgelte den Ausbau der Schnellladeinfrastruktur für Elektromobilität gefährden und was der Bund dagegen tun kann, 2021
The Regulatory Assistance Project im Auftrag von Agora Energiewende	Netzentgelte in Deutschland – Herausforderungen und Handlungsoptionen, 2014
Umweltbundesamt	Verteilung der Netzkosten der Energiewende – Darstellung möglicher Ansätze einer fairen Netzkostenverteilung, 2024
VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.	Flexibilisierung des Energiesystems, 2023

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Netzkosten Strom 10

Abbildung 2: Zielbild der Netzentgeltsystematik Strom 11

Abbildung 3: Bestimmung der Netzentgelte auf Verteilernetzebene 16

Abbildung 4: Gleichzeitigkeitsfunktion einer Netz- oder Umspannebene 17

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Große Beschlusskammer Energie

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

gbk@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0

Fax +49 228 14-8872

Stand

Mai 2025

bundesnetzagentur.de

x.com/BNetzA
social.bund.de/@bnetza
youtube.com/BNetzA