

# Stellungnahme zum Diskussionspapier zur *Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNeS)* der Bundesnetzagentur vom 12. Mai 2025

Stellungnahme, THÜGA Aktiengesellschaft | 30. Juni 2025

Mit dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 2. September 2021, das die normative Regulierung durch die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) für unionsrechtswidrig erklärt, steht die Bundesnetzagentur vor der Aufgabe, die Netzentgeltsystematik neu zu konzipieren. Die künftige Entgeltregulierung liegt fortan in ihrer unmittelbaren Verantwortung. Dieser Übergang markiert einen Wendepunkt mit weitreichenden Konsequenzen für Netzbetreiber und Netznutzer gleichermaßen und erfordert eine umfassende Neuausrichtung der bisherigen Systematik.

Gleichzeitig stehen die Stromnetze vor tiefgreifenden Herausforderungen: Die beschleunigte Energiewende, der anhaltende Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen, die Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Wärme sowie steigende Flexibilitätsanforderungen bedingen einen massiven Investitionsbedarf in die Verteilnetzinfrastuktur. Diese Kosten müssen über die Netzentgelte refinanziert werden. Vor diesem Hintergrund ist eine faire, transparente und systematisch tragfähige Entgeltlogik unverzichtbar – sowohl zur Gewährleistung der Refinanzierung als auch zur Wahrung der Akzeptanz bei allen Nutzergruppen.

Die neue Netzentgeltsystematik muss daher in der Lage sein, zentrale energie- und klimapolitische Ziele zu unterstützen, ohne dabei die Prinzipien der Kostenorientierung, der operativen effizienten Umsetzbarkeit, Verständlichkeit und der diskriminierungsfreien Teilhabe zu vernachlässigen. Sie muss Investitionsanreize setzen, marktliche Flexibilität ermöglichen und gleichzeitig sozial ausgewogen ausgestaltet sein, um Überbelastungen einzelner Gruppen zu vermeiden. Auch regulatorische Kohärenz ist geboten: Die Ausgestaltung der Netzentgelte muss konsistent mit anderen Instrumenten der Energiepolitik erfolgen, um Zielkonflikte zu minimieren und Synergien zu heben.

Darüber hinaus hat die Entgeltregulierung als zentraler Bestandteil des Energiemarktdesigns auch strukturelle Implikationen. Sie beeinflusst die Marktteilnahme bestehender und neuer Akteure, prägt Investitionsentscheidungen und trägt maßgeblich zur Ausgestaltung von Wettbewerb und Versorgungssicherheit bei. Eine klare, rechtssichere und langfristig berechenbare Regulierung ist deshalb entscheidend – nicht nur für die Finanzierung der Netze, sondern auch für ein funktionierendes Zusammenspiel aller Marktakteure.

In diesem Kontext ist eine umfassende Einbindung der relevanten Stakeholder essenziell. Nur durch einen offenen Dialog zwischen Netzbetreibern, Speicher- und Anlagenbetreibern, Industrie, Verbraucherschutz, Wissenschaft und Politik kann eine tragfähige Systematik entstehen, die der Vielfalt der Anforderungen gerecht wird und eine breite Legitimation erfährt.

Die Verteilnetzbetreiber sind bereit, ihre Expertise aktiv in den anstehenden Gestaltungsprozess einzubringen. Voraussetzung hierfür sind stabile Rahmenbedingungen, sachgerechte Übergangsregelungen und ein kontinuierlicher Austausch mit der Bundesnetzagentur. Nur auf dieser Basis kann eine zukunftsfähige Reform der Netzentgeltsystematik gelingen, die sowohl den technischen Realitäten als auch den gesellschaftlichen Erwartungen gerecht wird.

## **Beteiligung der Einspeiser – Einspeiseentgelt und Baukostenzuschuss**

Die Diskussion über eine mögliche Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten nimmt angesichts der fortschreitenden Transformation des Energiesystems und des damit verbundenen Netzausbaubedarfs zunehmend an Bedeutung zu. Die bisherige Netzentgeltsystematik sieht keine Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzinfrastuktur vor. Angesichts der Tatsache, dass gerade in einspeisedominierten Netzgebieten erhebliche Netzausbaumaßnahmen erforderlich werden, um die fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien sicher in das Gesamtsystem zu integrieren, erscheint es sachgerecht, die Rolle der Einspeiser in der zukünftigen Kostenallokation grundsätzlich neu zu betrachten. Dabei ist jedoch mit der notwendigen Differenziertheit und Augenmaß vorzugehen, um negative Auswirkungen auf den Hochlauf der erneuerbaren Energien und die Versorgungssicherheit zu vermeiden.

Insbesondere laufende Einspeiseentgelte, die auf eingespeiste Energiemengen oder installierte Leistung erhoben würden, könnten bei einer unvorsichtigen Ausgestaltung erhebliche wirtschaftliche Risiken für Neuanlagen und Bestandsanlagen mit sich bringen. Laufende Kostenbelastungen könnten bestehende Geschäftsmodelle gefährden, da diese in der Vergangenheit in der Regel ohne Berücksichtigung möglicher Netzentgelte kalkuliert wurden. Zudem würde der internationale Wettbewerb um Investitionen in Erzeugungskapazitäten durch nationale Sonderregelungen weiter verkompliziert. Unterschiedliche Belastungen je nach Erzeugungstechnologie oder Standort könnten zu Wettbewerbsverzerrungen und Verlagerungseffekten führen, die einer effizienten und zielgerichteten Dekarbonisierung entgegenstehen würden. Auch die Auswirkungen auf den Strommarkt sind in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen, da zusätzliche Kostenbelastungen auf die Angebotspreise durchschlagen und mittelbar zu höheren Strompreisen für alle Netznutzer führen könnten.

Nichtsdestotrotz besteht Einigkeit darüber, dass die zunehmende Inanspruchnahme der Netzinfrastruktur durch wachsende Einspeisemengen langfristig refinanziert werden muss. Um einen weiteren Anstieg der Netznutzungsentgelte durch die Verteilung der Kosten ausschließlich auf Letztverbraucher entgegenzuwirken, ist hier der Einbezug der Einspeiseanlagen ein Schritt, der sich aus Sicht der Verteilnetzbetreiber gut abbilden lässt. Neben dem Effekt einer besseren Verteilung der Kosten, würden dies die Kostenreflexivität erhöhen. Hierfür bieten sich alternative Lösungsansätze an, die systemdienliche Anreize setzen, ohne die Finanzierungsfähigkeit neuer Erzeugungskapazitäten grundlegend in Frage zu stellen. Eine Möglichkeit wäre ein dynamisches Kapazitätsentgelt, bei dem Entgelte im Falle einer netzdienlichen Fahrweise entfallen könnten. In diesem Kontext erscheint es sinnvoll, auch marktorientierte Steuerungsinstrumente wie Kapazitätsmärkte stärker in den Fokus zu rücken. Kapazitätsmärkte könnten als freiwillige und marktorientierte Instrumente gezielt Anreize zur netzdienlichen Einspeisung setzen. Durch eine Ausschreibung benötigter Kapazitäten, die frühzeitig und klar definiert regional sowie zeitlich erfolgt, könnten Marktteilnehmer – sowohl Erzeuger als auch Verbraucher – flexibel Leistungen anbieten. Ein solches Modell könnte den Bedarf an Netzausbau und Redispatchmaßnahmen reduzieren und gleichzeitig finanzielle Anreize für netzdienliches Verhalten schaffen, anstatt auf Strafzahlungen zu setzen. Die dabei vermiedenen Redispatchkosten ließen sich verursachergerecht an die beteiligten Marktteilnehmer weitergeben oder vergüten, was insgesamt zu einer höheren volkswirtschaftlichen Effizienz beiträgt. Dabei steht ausdrücklich nicht die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarkts im Vordergrund, vielmehr könnten solche Mechanismen ergänzend dort eingesetzt werden, wo Flexibilitätsoptionen und netzdienliches Verhalten sinnvoll angereizt werden können. Voraussetzung hierfür wären allerdings praktikable Marktmodelle mit überschaubarem Komplexitätsgrad, einer fairen Zugangsmöglichkeit für alle Anlagengrößen und einem nachvollziehbaren Vergütungsmechanismus. Erste Pilotprojekte könnten wertvolle Erkenntnisse liefern, um sowohl die technische Umsetzbarkeit als auch die wirtschaftlichen Effekte solcher Instrumente besser beurteilen zu können.

Neben diesen Überlegungen zu laufenden Einspeiseentgelten rücken insbesondere Baukostenzuschüsse (BKZ) als pragmatische und verursachungsgerechte Finanzierungsoption verstärkt in den Fokus. BKZ bieten den Vorteil, bereits zum Zeitpunkt der Anschlussherstellung einmalig Kostenbeiträge zur Finanzierung des erforderlichen Netzausbaus zu generieren und damit das Prinzip der Kostenverursachung unmittelbar umzusetzen. Da die Netzausbaukosten maßgeblich von der Anschlusskapazität und dem Netzausbaubedarf am jeweiligen Standort abhängen, lassen sich durch eine angemessene Ausgestaltung von BKZ zielgerichtete Anreize für eine netzdienliche Standortwahl, die Dimensionierung der Anlage und die Wahl der technisch sinnvollen Anschlussebene neuer Erzeugungsanlagen setzen. Beispielsweise könnten so Anreize gesetzt werden, große Anlagen an höhere Spannungsebenen anzuschließen, was wiederum zu einer Senkung der Ausbaukosten in den niedrigeren Spannungsebenen führen kann. Allerdings verliert ein BKZ langfristig an Steuerungswirkung, da es lediglich bei der Investitionsentscheidung greift und spätere netzdienliche Betriebsweisen nicht mehr unmittelbar beeinflusst. Daher reicht der BKZ allein nicht aus, wenn Netzdienlichkeit als zentraler Steuerungsansatz verfolgt werden soll. Es bedarf ergänzender Instrumente, die laufend netzdienliches Verhalten anreizen.

Wesentlich für die Akzeptanz und Effizienz eines solchen Systems wird die konkrete Ausgestaltung der Bemessungsgrundlagen sein. Hierbei erscheint eine pauschalierte, einfach zu administrierende Berechnungslogik zielführend, die sowohl den Netzanschluss auf der jeweiligen Spannungsebene als auch spezifische Netzausbaukosten vor Ort berücksichtigt. Regional differenzierte BKZ könnten dabei helfen, tatsächlich anfallende Netzausbaukosten verursachungsgerechter zuzuweisen und gleichzeitig die Komplexität des Abrechnungssystems im Rahmen zu halten. In jedem Fall erscheint es erforderlich, die gesetzlichen Grundlagen entsprechend anzupassen, um eine rechtssichere Erhebung solcher BKZ für Einspeiser zu ermöglichen.

In der Gesamtabwägung bieten BKZ somit eine gut handhabbare und praktikable Möglichkeit, die Finanzierungsbasis der Netze im Kontext des fortschreitenden EE-Zubaus zu verbreitern, ohne die Betriebsführung der Erzeugungsanlagen unnötig zu belasten oder komplexe, schwer administrierbare laufende Entgeltmodelle einzuführen. BKZ könnten somit einen wichtigen Baustein für eine zukunftsfähige, verursachungsgerechte und systemdienliche Netzentgeltsystematik darstellen und sollten daher im weiteren Verfahren der Bundesnetzagentur mitgedacht werden.

## Entgeltkomponenten – Kapazitätspreis und verpflichtender Grundpreis

Im Zuge der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik rückt die Frage nach einer stärkeren Kostenreflexivität der Entgeltkomponenten zunehmend in den Fokus. Vor dem Hintergrund der sich wandelnden Netzstrukturen und des erheblichen Netzausbaubedarfs infolge der Transformation des Energiesystems erscheint insbesondere die Einführung eines Kapazitätspreises als alternative oder ergänzende Komponente zum bestehenden Leistungspreis als ein sachgerechter und systemdienlicher Ansatz. Zielsetzung hierbei ist es, die Netzentgeltbildung stärker an der tatsächlich vorgehaltenen Anschlusskapazität auszurichten, da diese maßgeblich die Dimensionierung der Netzinfrastruktur und damit die langfristigen Netzkosten bestimmt. Der Kapazitätspreis stellt dabei eine neue Komponente dar, die zusätzlichen Erklärungsbedarf mit sich bringt.

Ein Kapazitätspreis, der auf der vertraglich vereinbarter Netzanschlusskapazität basiert, würde es ermöglichen, die in der bisherigen Systematik bestehenden Schwächen des Leistungspreises zu adressieren. Insbesondere die zunehmende Flexibilisierung von Verbrauchs- und Einspeiseprofilen führt dazu, dass die individuelle Jahreshöchstlast nicht mehr in jedem Fall die maßgebliche Belastungsgröße für die Netzdimensionierung darstellt. Durch die ex-ante Vereinbarung einer benötigten Anschlusskapazität könnten sowohl die Planbarkeit auf Seiten der Netzbetreiber als auch die Kalkulationssicherheit für die Netznutzer erhöht werden. Gleichzeitig wäre eine verursachungsgerechtere Allokation der Netzkosten möglich, da jeder Netznutzer seinen Beitrag zur Finanzierung der vorzuhaltenden Netzkapazitäten leistet, unabhängig von tageszeitlichen Lastspitzen oder individuellen Nutzungsmustern. Eine flexible Ausgestaltung des Kapazitätspreises könnte dabei zusätzlich die Netzdienlichkeit fördern und gezielt Anreize setzen. Darüber hinaus sollte der Kapazitätspreis Kosten vom Arbeitspreis übernehmen, um Flexibilität durch einen geringeren Arbeitspreis zu fördern.

Gleichwohl sind mit der Einführung eines Kapazitätspreises auch einige Herausforderungen verbunden, die eine sorgfältige Ausgestaltung erfordern. Insbesondere bedarf es praktikabler und transparent ausgestalteter Verfahren zur Festlegung der vertraglichen Anschlusskapazität. Dabei ist derzeit noch unklar, ob die festgelegte Kapazität jährlich angepasst werden kann oder für einen längeren Zeitraum festgelegt bleibt. Eine wesentliche Schwierigkeit liegt hierbei in der Abgrenzung zwischen tatsächlich benötigter und maximal technisch möglicher Kapazität, zumal viele Anschlusswerte historisch bedingt dokumentiert und nicht immer in digitalisierter Form verfügbar sind. Hier sollte die Möglichkeit bestehen, auf Pauschalen zurückzugreifen. Ein Risiko dieses Modells ist außerdem, dass Kunden künftig selbst ermitteln müssen, welche Kapazität sinnvoll für sie ist, wodurch zusätzliche Verantwortung auf sie abgewälzt wird. Es wird erwartet, dass Kunden hierbei einen Puffer einplanen und gegebenenfalls zusätzliche Anlagen anschaffen, um die Kapazität nicht zu überschreiten, was wiederum die Flexibilität der Kunden erhöhen könnte. Es wäre daher ratsam, eine praxisnahe Differenzierung nach Kundengruppen und Spannungsebenen vorzunehmen. Während bei leistungsgemessenen Kunden auf höheren Spannungsebenen eine Einführung zeitnah umsetzbar erscheint, könnten im Massengeschäft der Niederspannung zunächst alternative Modelle Anwendung finden. Hierbei wäre etwa an gestaffelte Kapazitätsklassen oder an eine Weiterentwicklung der heutigen Grundpreissystematik für Standardlastprofil-Kunden zu denken, um den administrativen Aufwand und etwaige Abgrenzungsprobleme auf ein vertretbares Maß zu begrenzen.

Ein weiterer Aspekt der Ausgestaltung betrifft die Bemessung von Pönalen bei Überschreitung der vertraglich vereinbarten Kapazität. Hier sind pragmatische, zugleich wirksame und rechtssichere Sanktionsmechanismen erforderlich, um Anreize zur realistischen Kapazitätsbuchung zu setzen und missbräuchliches Verhalten zu vermeiden. Gleichzeitig sollten jedoch auch flexible Elemente integriert werden, um netzdienliches Verhalten nicht zu behindern. Denkbar wäre etwa eine Kombination aus moderaten Pönalen für kurzfristige und geringfügige Überschreitungen sowie stärkeren Sanktionen bei systematisch überhöhten Inanspruchnahmen. In jedem Fall sollten künftige Modelle ausreichend Raum für technische Weiterentwicklungen, insbesondere intelligente Messsysteme und automatisierte Laststeuerungen, lassen, um das Flexibilitätspotenzial netzdienlich heben zu können.

Neben dem Kapazitätspreis stellt auch die Einführung eines verpflichtenden Grundpreises ein relevantes Element innerhalb einer weiterentwickelten Netzentgeltsystematik dar. Ziel eines Grundpreises wäre es, denjenigen Anteil der Netzkosten abzubilden, der unabhängig von der tatsächlichen Inanspruchnahme von Leistung oder Arbeit anfällt, also etwa Gemeinkosten der Netzinfrastruktur, administrative Aufwendungen oder Vorhaltekosten der Netztopologie. Ein solcher Grundpreis kann insbesondere für Kundengruppen ohne registrierende Leistungsmessung eine praktikable Lösung darstellen, um Fixkosten verursachungsgerecht zuzuweisen, ohne komplexe Erhebungen vorzunehmen.

Allerdings stößt eine rein pauschale Grundpreissystematik an Grenzen, wenn es um die Abbildung von Kostenreflexivität geht. Da Netzdimensionierung und Netzausbau maßgeblich durch die bereitgestellte Leistungskapazität determiniert werden, könnte ein gestaffelter Grundpreis, der sich an typisierten Kapazitätsklassen orientiert, eine bessere Annäherung an die tatsächlichen Kostenverursachungsstrukturen leisten. Besonders im Bereich der Kleinkunden, bei denen die Einführung individueller Kapazitätsvereinbarungen unverhältnismäßig wäre, stellt ein differenzierter Grundpreis nach Verbrauchscharakteristik (z. B. Prosumer vs. reine Verbraucher) eine praktikable Lösung dar. Insbesondere für Prosumer könnte so sichergestellt werden, dass trotz geringerer Bezugsarbeit eine angemessene Kostenbeteiligung an den Fixkosten des Netzes erfolgt, da diese Nutzergruppen durch ihre Netzanschlussleistung weiterhin vollständig an der Netzinfrastruktur partizipieren.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass sowohl der Kapazitätspreis als auch ein verpflichtender Grundpreis sinnvolle Weiterentwicklungsoptionen im Rahmen einer verursachungsgerechteren, planungssicheren und systemdienlichen Netzentgeltsystematik darstellen. Für die praktische Umsetzung erscheint ein gestufter und differenzierter Ansatz, abgestimmt auf die jeweiligen Kundengruppen und Spannungsebenen, zielführend. Gleichzeitig bedarf es eines ausreichenden Vorlaufs, intensiver Pilotierungen und gegebenenfalls gesetzlicher Anpassungen, um einen geordneten und akzeptanzfähigen Systemwechsel zu ermöglichen.

## Dynamische Netzentgelte

Im Zuge der notwendigen Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik kommt dem Thema dynamische Netzentgelte eine zunehmende Bedeutung zu. Ziel einer solchen Dynamisierung ist es, durch netzdienliche Anreize die Effizienz der bestehenden Netzinfrastruktur zu erhöhen, Flexibilitäten im Verbrauchs- und Einspeiseverhalten der Netznutzer systemdienlich zu heben und perspektivisch die Notwendigkeit weiteren Netzausbaus zumindest zu dämpfen. Gleichzeitig ist aber zu betonen, dass dynamische Netzentgelte kein Ersatz für bedarfsgerechten Netzausbau sein können, der im Rahmen der Energiewende und zur Wahrung der Versorgungssicherheit auch weiterhin notwendig bleibt.

Während der langfristige Netzausbau stets am notwendigen Gesamtkapazitätsbedarf ausgerichtet sein muss, können dynamische Netzentgelte kurzfristig helfen, vorhandene Netzkapazitäten besser auszulasten und kostentreibende Spitzenauslastungen temporär zu vermeiden. Allerdings kann das Ansetzen kurzfristiger Grenzkosten lediglich eine temporäre Optimierung ermöglichen und ist nicht geeignet, den langfristig optimalen Netzausbaubedarf vollständig abzubilden.

Ausgehend von dem heutigen Netzentgeltsystem, das bereits über Sonderformen wie §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV (atypische Netznutzung) erste Elemente einer Dynamisierung enthält, stellt sich zunächst die Frage nach dem angemessenen Grad an Komplexität bei der Einführung weitergehender dynamischer Elemente. Hierbei sollte nach Ansicht der Netzbetreiber grundsätzlich ein stufenweises Vorgehen angestrebt werden, das eine schrittweise Einführung ermöglicht und zugleich Raum für Erfahrungslernen schafft. In einem ersten Schritt erscheint es sinnvoll, auf bewährte Instrumente wie die variablen Netzentgelte im Rahmen von §14a EnWG und deren Modul 3 aufzusetzen und diese insbesondere in der Niederspannung schrittweise auszuweiten. Hierdurch könnten Erfahrungen gesammelt, technische Systeme erprobt und Akzeptanz bei Netznutzern geschaffen werden.

Die schrittweise Einführung dynamischer Netzentgelte ist auch deshalb geboten, weil der Smart-Meter-Rollout als technische Voraussetzung für eine umfassende Dynamisierung voraussichtlich bis 2029 nicht vollumfänglich abgeschlossen sein wird; die nahezu vollständige Durchdringung von 90% ist erst bis Ende 2032 vorgesehen. Erst die flächendeckende Ausstattung mit intelligenten Messsystemen ermöglicht eine bessere Lokalisierung von Netzengpässen (insbesondere in der Niederspannung) und damit die Voraussetzung für eine netzebenen- und regionenscharfe Dynamisierung.

Eine umfassende dynamische Preisbildung mit Echtzeitsignalen setzt zudem hohe Anforderungen an die Digitalisierung aller Marktakteure – von Netzbetreibern über Messstellenbetreiber, Lieferanten und

Aggregatoren bis hin zu den Letztverbrauchern. Über den derzeit laufenden Smart-Meter-Rollout hinaus wären für eine flächendeckende Echtzeit-Dynamisierung zusätzliche Investitionen und erhebliche organisatorische Anpassungen erforderlich. Vor diesem Hintergrund erscheint eine vollumfänglich strangscharfe, netzebenenübergreifende Echtzeit-Dynamisierung der Netzentgelte aus heutiger Sicht weder technisch noch organisatorisch sinnvoll.

Zudem bestehen erhebliche Herausforderungen für den bundesweiten Vertrieb: Dynamische Netzentgelte setzen beim Kunden ein verändertes Verbrauchsverhalten in Reaktion auf Preisanreize voraus. Diese Veränderungen führen zu Abweichungen in den Lastgängen, die vom bilanziell verantwortlichen Energieversorger im Rahmen der Bilanzkreisbewirtschaftung ausgeglichen werden müssen. Der Bilanzkreisverantwortliche müsste also die durch dynamische Preisimpulse induzierten Verhaltensanpassungen antizipieren und prognostizieren. Bei einer Vielzahl von Netzbetreibern mit unterschiedlich gestalteten dynamischen Entgeltsystemen ist dies kaum mehr handhabbar und stellt insbesondere für überregionale Versorger ein erhebliches praktisches Umsetzungsproblem dar. Vielmehr sollte sich die Dynamisierung zunächst auf jene Spannungsebenen und Kundengruppen konzentrieren, bei denen ausreichend flexible Lastpotenziale sowie technische Voraussetzungen vorliegen.

Im Hinblick auf mögliche Ausgestaltungsformen erscheint es sinnvoll, dynamische Elemente primär auf den Arbeitspreis zu fokussieren, da die Hauptkostenbestandteile eines Netzes – Grundpreis und voraussichtlich Kapazitätspreis – je nach Ausgestaltung ohnehin überwiegend fix sind und nur der Arbeitspreis in relevanter Weise zur Steuerung kurzfristiger Netzbelastungen beitragen kann. Modellhaft denkbar wäre beispielsweise ein Ampelsystem, bei dem in grünen Phasen ein sehr niedriger, bisweilen auch nuller Arbeitspreis signalisiert wird, während in roten Phasen deutlich höhere Preise zur Vermeidung von Lastspitzen gesetzt werden. Solche Modelle eignen sich jedoch nur für ausgewählte, flexible Kundengruppen und erfordern eine sorgfältige Parametrierung, um Fehlanreize, insbesondere bei synchroner Nachfrage vieler flexibler Verbraucher wie Wärmepumpen in Kälteperioden, zu vermeiden.

Eine weitere Herausforderung bei der Gestaltung dynamischer Netzentgelte stellt die notwendige Abgrenzung zwischen unterschiedlichen Netzregionen dar. Dabei sollte sich die räumliche Differenzierung an der Größe und Relevanz der tatsächlichen Engpässe orientieren. Eine Auflösung bis hinunter auf einzelne Niederspannungsstränge ist technisch zwar grundsätzlich denkbar, jedoch mit hohem Erhebungs- und Abwicklungsaufwand verbunden und daher derzeit nicht zielführend. Den Netzbetreibern sollte insoweit ein angemessener Spielraum zur Differenzierung ihrer Netzregionen eingeräumt werden, der auch die spezifischen regionalen Gegebenheiten berücksichtigt. Einheitliche Dynamisierungszonen für ganze Netzgebiete erscheinen hingegen nicht sachgerecht, da Lastflüsse lokal stark differieren können.

Bei der Anreizwirkung dynamischer Netzentgelte ist eine sorgfältige Parametrierung notwendig. Preisliche Anreize müssen einerseits hinreichend wirksam sein, um netzdienliches Verhalten auszulösen, dürfen andererseits aber keine Fehlanreize oder Überreaktionen hervorrufen. Dabei ist zu beachten, dass sich Preissignale auf verschiedenen Netzebenen sowie auf den Energiemärkten gegenseitig überlagern können und gegebenenfalls zu Zielkonflikten führen. Eine Synchronisierung dieser Signale wäre komplex, aber essenziell, um widersprüchliche Anreize und ineffizientes Verhalten der Netznutzer zu vermeiden.

Ferner sind die Auswirkungen auf die Erlösstabilität der Netzbetreiber zu berücksichtigen. Je höher die Dynamisierung, desto stärker schwanken potenziell die Erlöse, was regulatorische Kompensationsmechanismen wie Regulierungskonten notwendig macht. Eine vollständige Überführung der Netzentgelte in dynamische Elemente könnte damit die Finanzierungsfunktion des Netzentgeltsystems gefährden. Es bedarf daher einer sorgfältigen Balance zwischen Kostenreflexivität und Erlössicherheit.

Insgesamt zeigt sich, dass dynamische Netzentgelte ein hohes Potenzial für eine netzdienliche Flexibilisierung bieten, gleichzeitig aber mit erheblichen technischen, organisatorischen, marktlichen und regulatorischen Herausforderungen verbunden sind. Für den bundesweiten Stromvertrieb und die Bilanzkreisbewirtschaftung stellen sie ein besonderes Komplexitätsrisiko dar, das bislang nicht ausreichend adressiert ist.

Eine pauschale Einführung umfassend dynamischer Systeme wäre zum jetzigen Zeitpunkt weder zielführend noch umsetzbar. Vielmehr sprechen wir uns für ein gestuftes, technologieneutrales Vorgehen aus, das praxisnahe Pilotierungen ermöglicht, sukzessive Erfahrungen sammelt und flexibel an den jeweiligen Reifegrad der technischen, regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen angepasst werden kann.

## Bundeseinheitliches Netzentgelte

Die Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte wird in der öffentlichen Diskussion teilweise als Lösungsansatz betrachtet, ist jedoch mit erheblichen systemischen und ökonomischen Risiken verbunden.

Einheitliche Entgelte könnten administrative Prozesse in Teilbereichen vereinfachen, insbesondere für bundesweit agierende Marktakteure. Durch eine Vereinheitlichung könnte beispielsweise der Bedarf einer separaten Bestimmung und Verteilung von EE-bedingten Netzmehrkosten entfallen. Rabattierungen und Befreiungen von den Netzentgelten, sofern nicht explizit netzdienliches Verhalten honoriert wird, würden zudem gleichmäßiger verteilt.

Allerdings bestehen aufgrund der hohen Komplexität in der praktischen Umsetzung derzeit noch zahlreiche offene Fragen. Insbesondere müssten erhebliche Umverteilungseffekte zwischen den Netzregionen sorgfältig begleitet werden, um Akzeptanz und Fairness sicherzustellen. Einheitliche Netzentgelte würden bedeuten, dass Kunden in manchen Gebieten deutlich stärker und in anderen deutlich weniger belastet würden als im aktuellen Zustand. Eine stufenweise Einführung wäre daher essenziell, um sprunghafte Veränderungen in den Netzentgelten in der Einführungsphase zu vermeiden.

Bundeseinheitliche Netzentgelte könnten zudem langfristig erhebliche Auswirkungen auf die Netzstruktur entfalten. Besonders kritisch ist, dass durch die bundesweite Nivellierung der Entgelte zentrale Effizianzanreize für Netzbetreiber verloren gingen, da regionale Unterschiede in der Kostenentwicklung nicht mehr abgebildet würden. Hierdurch besteht die Gefahr, dass betriebliche Kostendisziplinen geschwächt und insgesamt höhere Netzkosten begünstigen würden. Regionale Aufgaben der VNB, wie Instandhaltung und lokale Kundenbetreuung, blieben unabhängig von der Entgeltstruktur bestehen und könnten durch Wegfall administrativer Aufgaben unter Umständen gestärkt werden.

Die Umsetzung bundeseinheitlicher Entgelte würde die individuelle Kalkulation der Netzentgelte durch einzelne Netzbetreiber ersetzen, was Einschränkungen in der Kostenreflexivität mit sich bringen könnte. Im Konzessionswettbewerb verliert das Netzentgelt zudem als Vergleichsfaktor an Bedeutung. Auch der Baukostenzuschuss eignet sich aufgrund geografisch bedingter Unterschiede wie Tiefbaukosten nur eingeschränkt als Vergleichsgröße. Darüber hinaus könnte die geringere Vergleichbarkeit der Kostenstrukturen die Anforderungen an Effizienzwert-Prüfungen verschärfen.

Vor diesem Hintergrund erscheint es notwendig, zunächst eine übergeordnete Systematik zu entwickeln, die sicherstellt, dass Netzbetreiber ihre Kosten zuverlässig decken können und alle Netznutzer gerecht beteiligt werden. Erst auf Basis einer solchen abgestimmten und belastbaren Grundsystematik wäre die Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte ggf. sinnvoll. In der jetzigen Diskussion sollte die Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte daher nur als langfristige Option mit erheblichem Prüf- und Abstimmungsbedarf betrachtet werden.

## Speicherentgelte

Im Zuge der Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik stellt sich die Frage, wie Speicheranlagen künftig angemessen in die Netzentgeltstruktur eingebunden werden sollen. Speicher nehmen im Stromversorgungssystem eine Sonderstellung ein, da sie sowohl als Verbraucher bei der Befüllung als auch als Einspeiser bei der Abgabe von Energie auftreten. Zugleich bieten Speicher durch ihre Flexibilitätsoptionen ein erhebliches Potenzial zur Systemstabilisierung, zur Glättung von Lastspitzen sowie zur besseren Integration erneuerbarer Energien. Insbesondere bei sektorenübergreifenden Technologien, wie z. B. Elektrolyseuren, kommt hinzu, dass diese nicht nur das Stromnetz entlasten, sondern auch zur Flexibilisierung und Systemstabilität in den Gas- und Wasserstoffinfrastrukturen beitragen können. Damit leisten sie systemweit einen besonderen Beitrag zur Gesamtstabilität der Energieversorgung. Die künftige Entgeltsystematik muss diesen Besonderheiten Rechnung tragen und dabei sowohl die Finanzierungsfunktion als auch die Anreizwirkung der Netzentgelte sachgerecht ausgestalten.

Speicher können, je nach Betriebsweise, einerseits netzdienliche Wirkungen entfalten, andererseits aber auch zusätzliche Belastungen für das Netz verursachen. Besonders kritisch ist der Fall, wenn Speicher in Zeiten hoher Netzauslastung zusätzlichen Strom beziehen und dadurch die Lastspitzen in der jeweiligen Netzebene weiter erhöhen. Ein solches Verhalten kann erhebliche Kostenbelastungen für den Netzbetrieb und letztlich für alle Netznutzer nach sich ziehen.

Vor diesem Hintergrund erscheint eine differenzierte Behandlung von Speichern geboten. Eine pauschale Anwendung der klassischen Netzentgeltbestandteile, insbesondere entnahmeabhängiger Arbeitspreise, würde wesentliche Geschäftsmodelle der Speicherwirtschaft, wie etwa Arbitragegeschäfte oder Systemdienstleistungen, erheblich erschweren und in der Konsequenz wertvolle Flexibilitätspotenziale ungenutzt lassen.

Zentraler Ansatzpunkt für eine sachgerechte Netzentgeltbeteiligung von Speichern sind demnach Modelle, die netzdienliches Verhalten honorieren und zugleich eine verursachungsgerechte Kostenbeteiligung

ermöglichen. Hierfür bieten sich beispielsweise flexible Netzanschlussverträge an, die dem Netzbetreiber Eingriffsrechte zur Steuerung von Einspeise- oder Bezugsleistungen in Engpasssituationen einräumen. Ein netzneutraler Zugang mit flexibler Anschlusskapazität könnte so gestaltet werden, dass Speicher abhängig von der aktuellen Netzsituation entweder nur begrenzt oder vollständig laden dürfen. In Hochlastzeiten würde der Bezug gedrosselt, bei niedriger Netzauslastung könnte der Speicher hingegen gezielt zur Glättung von Netzbelastungen beitragen. Im Gegenzug erhalten Speicherbetreiber reduzierte Netzentgelte, da sie aktiv zur Netzstabilisierung beitragen. Dieses Modell ermöglicht es, Speicher systemdienlich einzubinden und gleichzeitig diskriminierungsfreie und transparente Entgeltsysteme zu gestalten. Dabei sollten die vertraglichen Regelungen einerseits standardisiert und andererseits hinreichend flexibel auf unterschiedliche Netzausgangslagen anpassbar sein.

Die konkrete Ausgestaltung derartiger Regelungen erfordert zudem klare Vorgaben, wie mit Abweichungen vom vereinbarten Fahrplan umgegangen wird. Kommt es trotz Vorgaben zu Lastbezug während systemkritischer Spitzenlastzeiten, können erhebliche Zusatzkosten entstehen. In diesem Zusammenhang erscheint auch die Einführung von Pönalen als Sanktionsinstrument diskussionswürdig, um Fehlanreize und opportunistisches Verhalten zu verhindern.

Ein weiterer wichtiger Aspekt besteht in der sachgerechten Bemessung der Entgeltkomponenten. Insbesondere entnahmeabhängige Arbeitspreise wirken einschränkend auf die Einsatzflexibilität von Speichern und stehen dem Ziel der umfassenden Marktintegration von Flexibilitäten entgegen. Gleichwohl kann der Arbeitspreis eine sinnvolle Steuerungswirkung entfalten, wenn er gezielt netzdienliches Verhalten anreizt. Entsprechend könnten verbrauchsabhängige Arbeitspreise zwar Anwendung finden, sollten aber in ihrer Höhe so bemessen sein, dass sie wirtschaftlich sinnvolle Betriebsmodelle für Speicher nicht verhindern.

Stärker in den Vordergrund rücken sollten dagegen entnahmeunabhängige Entgeltbestandteile wie Kapazitäts- oder Grundpreise, die der Finanzierung der fixen Netzkosten dienen. Ergänzende Entgeltreduktionen sollten sich an der tatsächlichen Netzdienlichkeit des Betriebs orientieren. Bei sektorenübergreifenden Speichieranwendungen wie Elektrolyseuren sollte zudem die besondere Systemrelevanz in beiden Infrastrukturbereichen bei der Ausgestaltung von Entgeltprivilegierungen adäquat berücksichtigt werden.

Für den Regelleistungsmarkt könnte es sinnvoll sein, Speichieranlagen separat zu betrachten, da hier Systemdienstleistungen erbracht werden, die über die klassische Netznutzung hinausgehen und eigenständige Systembeiträge zur Netzstabilität leisten.

Auch der Standort der Speichieranlagen spielt eine Rolle: An Netzsträngen mit hoher Einspeisung können Speicher wesentlich zur Netzentlastung beitragen, sofern sie sich netzdienlich verhalten und gezielt zur Glättung von Lastspitzen beitragen.

Darüber hinaus ist der bestehende regulatorische Rahmen zu berücksichtigen. Speicher, die aktuell von den Regelungen des § 118 Abs. 6 EnWG profitieren und von Netzentgelten ganz oder teilweise befreit sind, genießen Bestandsschutz. Für diese Anlagen muss weiterhin ein verlässlicher rechtlicher Rahmen gelten, der Investitionssicherheit schafft. Dies umfasst sowohl Bestandsanlagen als auch Speicherprojekte, die sich bereits im Genehmigungsprozess befinden. Mit Blick auf die anstehende Reform ab 2029 wäre allerdings eine sorgfältig austarierte Übergangsregelung erforderlich, um Marktverzerrungen durch massive Vorzieheffekte beim Netzanschluss neuer Speicher zu vermeiden und gleichzeitig Investitionssicherheit nicht unnötig zu gefährden.

Insgesamt zeigt sich, dass eine sachgerechte Beteiligung von Speichern an den Netzkosten weder über pauschale Befreiungen noch über die vollständige Anwendung des Standardnetzentgeltsystems erfolgen sollte. Vielmehr sind differenzierte, verursachungsgerechte und netzdienliche Ansätze erforderlich, die die Flexibilitätpotenziale heben, Planbarkeit und Investitionssicherheit gewährleisten und zugleich die Finanzierungsfunktion der Netzentgelte aufrechterhalten. Die Netzentgeltgestaltung für Speicher sollte daher technologie-neutral, marktintegrierend und praktikabel ausgestaltet werden.

## Kostenstellen und Kostenwälzung

Im Zuge der Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik wird auch die Zusammenführung von Netz- und Umspannebenen als Vereinfachungsoption diskutiert. Ziel wäre es, die heute teils komplexe und historisch gewachsene Abgrenzung der Netzebenen zu vereinheitlichen, um Netzentgeltbildung, Prüfprozesse und Abrechnungen für Netzbetreiber, Regulierungsbehörden und Marktakteure zu vereinfachen. Eine solche Zusammenlegung würde insbesondere die Komplexität deutlich reduzieren und historische Unschärfen in der Netzebenenordnung, beispielsweise bei RLM-Kunden und Netzübernahmen, beseitigen.

Im Tagesgeschäft wäre eine Differenzierung zwischen nur noch drei Netzebenen deutlich einfacher handhabbar. Eine reduzierte Netzebenenstruktur könnte zudem Fehlanreize verringern, die sich derzeit aus Entgeltanomalien zwischen vorgelagerten und nachgelagerten Ebenen ergeben und zu energiewirtschaftlich nicht sinnvollen Wechseln der Anschlussebenen führen.

Allerdings sind mit einer pauschalen Zusammenführung auch Risiken verbunden. Technische und kostenrelevante Unterschiede zwischen einzelnen Umspannstrukturen könnten durch eine pauschale Ebene verwischt werden, wodurch es zu nicht verursachungsgerechten Kostenverschiebungen zwischen Kundengruppen käme. In der aktuellen Systematik würde eine pauschale Strukturänderung insbesondere zu einer Verteuerung der Mittel- und Hochspannung führen. Besonders bei diesen Kundengruppen wäre dies von Bedeutung. Zudem entfele für Kunden, die bisher einen finanziellen Anreiz hatten, in eine höhere Netzebene zu wechseln und dort selbst einen Trafo zu betreiben, dieser wirtschaftliche Vorteil, sodass sie künftig im Nachteil wären. Dies könnte wiederum zusätzliche Netzausbaukosten nach sich ziehen. Um diesen Entwicklungen vorzubeugen, wären flankierende Regelungen, etwa zur verbindlichen Festlegung der Netzan- schlussebene durch den Netzbetreiber sowie angepasste Baukostenzuschüsse, notwendig.

Auch der bestehende Kostenwälzungsmechanismus wird im Zuge einer Reform kritisch hinterfragt. Eine stärkere Orientierung an tatsächlichen Lastflüssen (bidirektionale Kostenwälzung) erscheint messtechnisch und administrativ hochkomplex. Die notwendige Erhebung und Auswertung umfangreicher Datenbestände auf sämtlichen Netzebenen würde die Systemtransparenz verringern und die Planbarkeit der Entgelte erschweren. Im Ergebnis würde der zusätzliche Aufwand den potenziellen Nutzen einer exakteren Allokation vielfach übersteigen. Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, auch künftig auf robuste, pragmatische und pauschalierende Wälzungsmodelle zu setzen, die eine verursachungsgerechte, aber gleichzeitig administrierbare Netzentgeltbildung ermöglichen.

## Sondertatbestände

Vor dem Hintergrund aktueller Entwicklungen sehen wir die von der Bundesnetzagentur angestrebte Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) kritisch. Es besteht die begründete Gefahr, dass anstelle der erhofften Entlastung für Endverbraucher letztlich höhere Netzentgelte und Energiepreise entstehen. Besonders unverständlich ist in diesem Zusammenhang, warum die Diskussion über eine mögliche Anschlussregelung für die vNNE nicht in den AgNeS-Prozess eingebunden wird – gerade angesichts der steuernden Wirkung, die diese Entgelte auf dezentrale Einspeiseanlagen ausüben. Der AgNeS-Prozess sieht Veränderungen am Netzentgeltsystem erst ab dem Jahr 2029 vor. Eine bereits ab 2026 einsetzende, stufenweise Abschaffung erscheint daher nicht zielführend. Stattdessen wäre es notwendig, das gesamte System der Netzentgelte umfassend neu zu gestalten – einschließlich einer Nachfolgeregelung für die vNNE, einer differenzierten Betrachtung industrieller Netzentgelte sowie der Behandlung von ausschließlich betrieblich genutzten Netzkomponenten gemäß § 19 Abs. 3 StromNEV.

Die Vergütung der Arbeit über vNNE könnte bis zur Einführung eines Honorierungselementes (Leistungspreis) für netz- und systemdienliche steuerbare Einspeisung zu Zeiten mit Leistungsdefizit in den jeweiligen Netzebenen entfallen, sofern der Leistungsbeitrag weiter vergütet wird.

### Ansprechpartner:

Patrick Kunkel  
Leiter Kompetenzteam Regulierung  
T: 089/38197-1295  
[patrick.kunkel@thuega.de](mailto:patrick.kunkel@thuega.de)

Florian Sommerer  
Kompetenzteam Regulierung  
T: 089/38197-1389  
[florian.sommerer@thuega.de](mailto:florian.sommerer@thuega.de)