



Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA

17. Februar 2026

Festlegungsverfahren AgNes

1. Einleitung

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

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

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

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

Dieses Papier baut auf den aktuellen Vorschlägen zum [Grundmodell der Netzfinanzierung](#) und den [Netzentgelten mit Anreizfunktion](#) auf und gibt den Sachstand zu einer Verbreiterung der Finanzierungsbasis durch eine Beteiligung der Einspeiser an der Netzkostentragung und zur Entlastung des Gesamtsystems durch die Einführung einer Anreizkomponente für Einspeiser wieder. Dabei fokussiert sich das vorliegende Papier ausschließlich auf Netzentgelte für volleinspeisende Erzeugungsanlagen ab der Niederspannung mit Leistungsmessung; Netzentgelte für [Speicheranlagen](#) und [Prosumer](#) werden in eigenständigen Orientierungspapieren behandelt.

Die transparente Wiedergabe des aktuellen Sachstandes dient der Strukturierung der weiteren Diskussion insbesondere in den Expertenworkshops.

2. Sachstand der Überlegungen zur Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten

Die Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten ist weiterhin eine gewünschte Option im AgNes-Prozess. Dafür kommen grundsätzlich Netzentgelte mit Finanzierungs- und Anreizfunktion in Betracht.

Die Bundesnetzagentur befürwortet zum jetzigen Zeitpunkt primär die Einführung dynamischer Netzentgeltkomponenten auch für Einspeiser – idealerweise ab dem Jahr 2029, sofern dies umsetzbar ist.

Dynamische Netzentgelte für Einspeiser sollten zunächst mit einer niedrigen Anfangshöhe eingeführt werden. Diese orientieren sich an den Vorgaben des Europarechts, die auf Übertragungsebene eine Begrenzung auf 0,5 €/MWh vorsehen, die sich noch um die Kosten für Systemdienstleistungen erweitern lässt. Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, von dieser Erweiterungsmöglichkeit Gebrauch zu machen. Bei dynamischen Entgelten drängt es sich auf, die Kosten für Engpassmanagement anteilig (Arbeitshypothese zu 50%) auch bei Einspeisern als Grundlage zur Bemessung der dynamischen Netzentgelte heranzuziehen.

In der Einführungsphase geht es dabei nicht vorrangig um eine möglichst vollständige Engpassentlastung, sondern darum, die Preissensitivität der Erzeuger und deren Flexibilität durch eine maßvolle Bepreisung empirisch zu erfassen.

Zusätzlich strebt die BNetzA im AgNes-Verfahren auch die Einführung einer Komponente zur gesicherten Refinanzierung der Netzkosten seitens der Einspeiser an. Dazu geeignete Kapazitätspreise für Einspeiser könnten ab 2029 eingeführt werden. Kapazitätspreise sind einerseits ein wichtiges Finanzierungsinstrument zur planbaren Deckung von Netzkosten. Sie wirken weitgehend neutral auf das Marktgeschehen, da die Grenzkosten der Erzeugung unberührt bleiben. Andererseits haben sie auch eine potentielle Lenkungswirkung, die den Bedarf an Netzanschlusskapazität auf ein effizientes Maß reduzieren kann.

Anders als im Grundmodell für die Verbraucher, bei dem das Kapazitätsentgelt auf eine gewählte Kapazität bezogen und durch differenzierte Arbeitspreise ergänzt wird, wird das Kapazitätsentgelt hier auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität bezogen. Zudem sind Kapazitätspreise für Einspeiser gegenüber anderen Preiskomponenten gut planbar. Sie können bei Neuanlagen grundsätzlich in den Ausschreibungsverfahren berücksichtigt werden.

Die Einführung von Arbeitspreisen für Einspeiser als Finanzierungs-komponente strebt die Bundesnetzagentur nicht an.

Fragen des Bestandsschutzes stellen sich für Einspeiser anders als bei anderen Netznutzern. Zwar gilt auch für Einspeiser der Grundsatz, dass ein Vertrauen auf den Fortbestand einer günstigen Rechtslage, hier § 15 StromNEV, grundsätzlich **keinen** schutzwürdigen Tatbestand darstellt.

Dies könnte sich aber für Akteure, die ihre Investitionen auf Grundlage eines staatlich organisierten Auktionsverfahrens unter Annahme konstanter rechtlicher Rahmenbedingungen getätigt haben, anders darstellen. EE-Bestandsanlagen und vergleichbare Einspeiser könnten daher für einen gewissen Zeitraum Vertrauensschutz genießen. Die BNetzA wird deshalb der Frage, ob ein schutzwürdiges Vertrauen angenommen werden durfte und wie sich dies bei den zu treffenden Festlegungen auswirken wird, große Aufmerksamkeit schenken.

Einzelheiten dazu siehe unten im Abschnitt 7 ab Seite 10.

Die Bundesnetzagentur befürwortet als komplementäres Lenkungs- und Finanzierungsinstrument auch die Einführung eines Baukostenzuschusses für Einspeiser.

Der Baukostenzuschuss hat eine kapazitätsdisziplinierende Funktion, die dieser bereits am „Point of Entry“ übernimmt. Da der BKZ als einmaliger investiver Beitrag an die gewählte Anschlussleistung gekoppelt ist, wirkt er auf eine effiziente Dimensionierung der Netzanschlusskapazität von Beginn an hin. Er ist zwar keine fortlaufende Finanzierungsquelle für den gesamten Netzbestand, liefert aber einen im Vorhinein definierten einmaligen Finanzierungsbeitrag. Der Finanzierungsbeitrag aus dem BKZ senkt die Netzkosten, die über die sonstigen, allgemeinen Netzentgelte umzulegen sind.

Flexible Netzanschlussregelungen (FCA) für Einspeiser können die Bewertung bei BKZ beeinflussen.

Ziel des AgNes-Prozesses ist es, ein Netzentgeltsystem mit angemessenen und kostenreflexiven Finanzierungsinstrumenten und Anreizinstrumenten zu schaffen. Über die Anreizinstrumente soll auf ein für die Belange des Netzes günstiges Netznutzungsverhalten hingewirkt werden. Beides gilt gleichermaßen für Verbraucher wie für Einspeiser von Strom. Auch den Einspeisern wird daher ein dynamisches Netzentgelt mit vorzeichengerechter Ausgestaltung und ein Finanzierungsbeitrag zur Netzinfrastruktur abverlangt. Vorzeichengerechte Ausgestaltung bedeutet, dass die Richtung der Netznutzung an einem bestimmten Ort und zu einem bestimmten Zeitpunkt darüber entscheidet, ob ein Netznutzer eine Zahlung leistet oder erhält, da er je nach Richtung zur Belastung oder Entlastung des Engpasses beiträgt. Die Ausgestaltung erfolgt marktschonend und unter Wahrung eines verhältnismäßigen Vertrauensschutzes für den geförderten Bestand.

Sofern die Erlöse aus den dynamischen Arbeitspreisen und dem Baukostenzuschuss bereits ausreichende Finanzierungsbeiträge leisten, prüft die Bundesnetzagentur, ob und wann auf die Erhebung von Kapazitätspreisen verzichtet werden kann.

3. Grundfunktionen der Netzentgelte

Im Sachstandspapier zu den Überlegungen zum Grundmodell der Netzentgelte wurden bereits die zwei Grundfunktionen – Finanzierungs- und Anreizfunktion – dargestellt. Diese Differenzierung ist auch für die Diskussion, inwieweit und mit welchem Ziel Einspeiser an der Netzkostentragung beteiligt werden sollen, essentiell und soll daher zunächst einordnend als Exkurs wiedergegeben werden:

Über Entgeltkomponenten mit **Finanzierungsfunktion** sollen die Netzkosten bereits weitgehend sicher refinanziert werden. Stabile und planbare Mittelrückflüsse sind auch angesichts der hohen Finanzierungsbedarfe der Netzbetreiber ein wichtiger Gesichtspunkt. Hierbei sind u. a. Kriterien wie Kostenreflexivität, Akzeptanz, Fairness und Kostentragfähigkeit zu berücksichtigen sowie rechtliche Vorgaben zu beachten. Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion setzen dabei auch immer Anreize für ein bestimmtes Verhalten. Bei der Ausgestaltung der Entgeltsystematik sollte daher das Ziel verfolgt werden, Fehlanreize nach Möglichkeit zu vermeiden.

In der Theorie können Einspeiseentgelte, die primär der Finanzierung der Netze dienen, drei mögliche Ziele verfolgen:

1. Entlastung von Verbrauchern durch Mitbelastung von Einspeisern bei den Netzentgelten
2. Regionale Umverteilung von Netzkosten – Netzregionen mit hoher Einspeisung würden potenziell auch höhere Einnahmen durch Einspeiseentgelte erzielen können

3. Finanzierungsbeteiligung des Auslands

Über Entgeltkomponenten mit **Anreizfunktion** gilt es unter Maßgabe des Unionsrechtes, Investitions- und vor allem Einsatzentscheidungen von Netznutzern in einem solchen Maße zu beeinflussen, dass die Kostenwirkungen dieser Investitions- bzw. Einsatzentscheidungen auf das Netz in den Entscheidungen internalisiert werden (primäre Lenkungsfunktion mit dem Ziel einer Verhaltensänderung). Im [AgNes-Papier „Dynamische Netzentgeltkomponenten: Orientierungspunkte der BNetzA“ vom 17.12.2025](#) hat die BNetzA ihre Vorschläge zur Setzung von Anreizen durch Dynamisierung von Arbeitspreisen konkretisiert.

Durch Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion können aber auch Finanzierungsbeiträge erzielt werden (nachrangige Finanzierungsfunktion). Dies erfolgt insbesondere dann, wenn das über das Preissignal in der Entgeltkomponente angereizte Verhalten nicht oder nicht vollständig eintritt und stattdessen Investitions- bzw. Einsatzentscheidung entgegen dem Preissignal der Netzentgeltkomponente mit Anreizfunktion getroffen werden. Damit haben Netzentgelte mit Anreizfunktion eine Analogie zu anderen Preissignalen mit Anreizwirkung (z. B. Tabaksteuer).

4. Anwendung des Grundmodells der Schaffung von Anreiz- und Finanzierungsinstrumenten auch bei Einspeisern

Die BNetzA unterscheidet für ihre Überlegungen auch im Fall von Einspeiseentgelten zwischen Entgelten mit Anreiz- und Entgelten mit Finanzierungsfunktion:

Finanzierungsfunktion

Für eine verlässliche Finanzierungsbeteiligung aller Einspeiser an den Netzkosten spricht:

- Die Beanspruchung der Netzinfrastruktur erfolgt sowohl durch Einspeise- als auch durch Entnahmeprozesse.
- In einer erheblichen, wenn nicht gar der überwiegenden Zahl der Fälle sind die Einspeiseanlagen die Treiber des erforderlichen Netzausbaus.
- Die massiven strukturellen Veränderungen im Energieversorgungssystem führen zu steigenden Netzkosten. Dadurch haben die bisherigen zahlungspflichtigen Netznutzer einen erhöhten Anreiz, sich aus der Kostentragung herauszuoptimieren, was wiederum die Netzentgeltbelastung der verbleibenden Zahler erhöht. Die Einbeziehung der Einspeiser an der Netzkostendeckung führt zu einer Absenkung der Netzentgelte für Verbraucher und kann somit zu einer nachhaltigen Sicherung einer breiten Kostenträgerbasis beitragen.
- Die regionalen Netzentgeltunterschiede beim EE-Netzausbau können nicht nur über einen Umlagemechanismus ausgeglichen werden, sondern auch bereits am Entstehungspunkt über die Erhebung von Einspeiseentgelten.

Zu bedenken sind allerdings auf der anderen Seite auch folgende Aspekte:

- In allen europäischen Ländern ist der Beitrag von Einspeisenentgelten zur Netzkostenfinanzierung eher gering. Ohne Einbeziehung von Systemdienstleistungskosten und ohne auch eine Einführung einer Anreizkomponente vorzusehen, wäre der bürokratische Aufwand für die Erhebung von Einspeiseentgelten allein mit Finanzierungsfunktion kritisch zu sehen.
- Der kostenentlastende Nutzen für Verbraucher ist wahrscheinlich beschränkt, da Entgelte entweder über den Markt (wenn mengenbezogen) oder über Fördersysteme (wenn

kapazitätsbezogen) zu einem großen Teil über den Strompreis an Verbraucher bzw. über höhere Fördersummen an die Steuerzahler weitergereicht werden.

- **Mengenbezogene Entgelte (€/kWh)** werden – bei unterstellter Wälzbarkeit – in voller Höhe auf den zunächst für alle Verbraucher gleichen Strompreis umgelegt. Dies kann gerade bei den stromintensiven Netznutzern – vorbehaltlich einer Regelung zu Industriestrompreisen – zu zusätzlichen finanziellen Belastungen führen, weil diese Verbraucher im Gegensatz zum Stromhandelspreis, der zunächst für alle gleich ist, aufgrund der Kostenwälzung im aktuellen System bereits niedrigere Netzentgelte zahlen, die durch Sonderregelungen z. B. für die stromintensive Industrie noch deutlich niedriger ausfallen können.

Zudem könnten mengenbezogene Entgelte zu einer Verschiebung der Merit Order im Binnenmarkt führen – andere Kraftwerke aus dem In- und Ausland kommen möglicherweise zum Zuge. Dies kann zu einer Benachteiligung und Verdrängung deutscher Erzeugung im internationalen Strommarkt führen, wenn ausländische Kraftwerke keine oder geringere Einspeiseentgelte zahlen müssen.

- **Kapazitätsentgelte (€/kW)** haben – sofern angemessen dimensioniert – die positive Wirkung, einen realistischen Kapazitätsbedarf anzureizen und somit einer knappen Anschlusskapazität gerecht zu werden. Kapazitätspreise erhöhen die Fixkosten, die zusätzlich von den Erzeugungsanlagen refinanziert werden müssen. Das könnte gegebenenfalls Auswirkungen auf Ausschreibungsgebote und Kapazitätsmärkte haben oder sich negativ auf Investitionsentscheidungen im Hinblick auf den Zubau neuer Erzeugungskapazitäten auswirken. Bestandsanlagen müssten diese Kosten für Kapazitätsentgelte dann ebenfalls aus ihrem (rein arbeitsbezogenen) Erlös bezahlen, was wiederum Auswirkungen auf deren Verbleib im Markt haben könnte.
- **Leistungsbezogene Entgelte in €/KWh** weisen im Grunde die gleichen Nachteile wie Kapazitätsentgelte auf. Sie haben darüber hinaus die auch auf der Verbrauchsseite erkennbaren Flexibilitätshemmenden Folgen.

Schlussfolgerungen

In Abwägung dieser Argumente spricht sich die Beschlusskammer zum gegenwärtigen Zeitpunkt der Meinungsbildung *für* die Einführung von Entgeltinstrumenten mit Finanzierungsfunktion in Form von Kapazitätspreisen aus. Mengen- oder leistungsbezogene Elemente werden zur Finanzierung *nicht* angestrebt. Auf Instrumente mit Finanzierungscharakter für einzelne Netznutzer grundsätzlich zu verzichten wäre dagegen systematisch inkonsequent und gegenüber anderen Nutzergruppen, insbesondere solchen, denen ebenfalls erstmals ein Finanzierungsbeitrag abverlangt werden soll, aus Gründen der Diskriminierungsfreiheit nicht zu begründen. Nähere Einzelheiten zur Herleitung des Ansatzes finden sich nachfolgend im Abschnitt 8 ab Seite 12.

Die Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion werden maßvoll erfolgen. Auf Basis eines ersten Rechenbeispiels könnte sich hierfür eine Größenordnung von 4 € - 7 € pro kW ergeben (abhängig davon, ob nur auf Kosten der ÜNB oder auch auf die entsprechenden Kostenkomponenten der VNB abgestellt wird). Darin gehen der europarechtlich auf der Höchstspannungsebene erlaubte allgemeine Finanzierungsbeitrag und die hälftigen Kosten für die Systemdienstleistungen Regelenergie und Verlustenergie ein. Von der rechtlich möglichen vollen Zurechnung dieser Kosten auf die Einspeiser plant die Beschlusskammer abzusehen.

Eine Bagatellgrenze käme bei Einspeisern in Betracht, die nicht leistungsgemessen sind und nicht mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden müssen.

Die freie Wählbarkeit der zu bepreisenden Kapazität analog den Vorschlägen für das Grundmodell auf der Entnahmeseite kommt bei Einspeisern nicht in Betracht, weil dies zwingend zur

Kombination mit Arbeitsentgelten führen würde, deren Einführung aus den oben beschriebenen Gründen nicht befürwortet wird.

Die Erhebung einer Entgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion könnte obsolet werden, für den Fall, dass sich bereits aus der nachstehend charakterisierten Entgeltkomponente mit Anreizfunktion ein vergleichbarer Finanzierungsbeitrag ergäbe. Gleiches gilt für den Fall, dass sich die Einführung eines Baukostenzuschusses durch Änderungen des EEG, des KWKG und der KraftNAV zügig realisieren lässt und vergleichbare Effekte wie eine Finanzierungskomponente erbringt.

Die Entgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion soll auch für Einspeiser eingeführt werden, die auf der Verteilernetzebene angeschlossen sind, um keine falschen Allokationssignale zu setzen.

Noch zu prüfen ist, ob die Entgeltkomponente für Einspeiser mit Finanzierungsfunktion bundeseinheitlich bemessen wird. Dafür spricht die Verringerung der Verfahrensaufwands gerade in der Einführungsphase und die Vermeidung zusätzlicher Wettbewerbsunterschiede.

Anreizfunktion

Grundsätzlich wird die Schaffung gezielter Anreize gemäß der Veröffentlichung vom 17.12.2025: „[Dynamische Netzentgeltkomponente: Orientierungspunkte der BNetzA](#)“ auch bei Einspeisern seitens der Beschlusskammer befürwortet.

Einspeiseentgelte mit Anreizfunktion könnten die Kostenwirkungen von (kurzfristigen) Einsatz- und (langfristigen) Investitionsentscheidungen internalisieren, um die hierdurch beeinflussten Netzkosten über die gezielte Anreizsetzung langfristig abzusenken. Gleichzeitig kann durch Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion auch ein gewisser Finanzierungsbeitrag erzielt werden (auch wenn dies kein Ziel der Anreizkomponente ist). Dies ist beispielsweise dann der Fall, wenn das in der Entgeltkomponente über Preissignale angereizte Verhalten nicht oder nur teilweise erfolgt.

- Die Orientierung an den kurzfristig variablen Netzkosten erfordert eine zeitlich dynamische und ortsabhängige Ausgestaltung der Entgeltkomponente sowie eine verpflichtende Einführung.
- Bei dynamischen Einspeiseentgelten gilt es verschiedene Wirkungsaspekte wie etwa mögliche systematische Mehrbelastungen zu untersuchen, die die Netznutzer auch durch Reaktion auf das dynamische Entgelt nicht vollständig ausgleichen können. Insbesondere ist zu untersuchen, wie bei Erzeugungsanlagen mit ähnlichen Grenzkosten, also vor allem bei EE-Anlagen, ungewünschte Überreaktionen durch ein dynamisches Netzentgelt verhindert werden können.
- Als Bemessungsgröße kommt wie bei den entnahmeabhängigen Netzentgelten in Betracht, an die Engpassmanagementkosten anzuknüpfen. Diese könnten hälftig zwischen Verbrauchern und Erzeugern geteilt werden.
- Die Anreizkomponente soll wie auf der Entnahmeseite auf Einspeiser aller Netzebenen erstreckt werden. D.h. die durch dynamische Netzentgelte mit geprägten Netzentgelte einer vorgelagerten Netzebene **müssen** in der gleichen zeitlichen Granularität auch auf den nachgelagerten Ebenen zeitlich differenziert belastet werden, auch wenn die nachgelagerte Netzebene keine eigene Anreizkomponente vorsieht.
- Die Bildung einer eigenen Anreizkomponente auch in den Verteilernetzen **kann** dort erfolgen, wo dazu ein hinreichender Anlass besteht. Also insbesondere in denjenigen

Verteilernetzen, in denen schon heute oder in absehbarer Zukunft hohe Engpassmanagementkosten entstehen.

Nähere Einzelheiten zu den angestellten Erwägungen der Beschlusskammer finden sich unten im Abschnitt 9 ab Seite 16.

Baukostenzuschüsse

Für mittel- bis langfristige Netzausbaukosten im Anschlussnetz liegt die Erhebung eines einmaligen Baukostenzuschusses (BKZ) nahe. Dieser soll jedenfalls Netzkosten adressieren, die unmittelbar von der Netzanschlusskapazität an einem bestimmten Ort auf einer bestimmten Netzebene angeschlossenen Netznutzer beeinflusst werden. Vom BKZ müssen nicht unbedingt die Netzausbaukosten im Fernbereich umfasst werden. Denn diese Kosten von (elektrisch) weiter entfernten Betriebsmitteln werden primär vom kollektiven Verhalten der Netznutzer und weniger von der Anschlusskapazität einzelner Netznutzer beeinflusst werden.

Baukostenzuschüsse kommen per definitionem nur bei Neuanschlüssen in Betracht.

Unabhängig von der Frage der Bemessung ihrer Höhe haben sie gleichzeitig eine Finanzierungsfunktion als auch eine wichtige Anreizfunktion, weil sie einer unnötig hohen Kapazitätsnachfrage entgegenwirken und durch ihre unterschiedliche Höhe auch Allokationsanreize setzen können.

5. Konsultationsbeiträge zum Diskussionspapier AgNes

Die große Mehrheit der Stellungnahmen spricht sich dagegen aus, Einspeiser über Einspeiseentgelte allgemein an der **Finanzierung der Netzkosten** zu beteiligen und nennt folgende Hauptgründe:

Marktverzerrung und Effizienzverlust. Die Einführung von Einspeiseentgelten, insbesondere wenn sie als Arbeitspreis ausgestaltet sind, verzerrt künstlich die Merit Order im Strommarkt. Dies könne zu einer ineffizienten Einsatzreihenfolge der Kraftwerke führen.

Auswirkungen auf Exporte und Importe. Die geänderten Kostenstrukturen durch Einspeiseentgelte würden die Wettbewerbsfähigkeit von inländisch produziertem Strom beeinträchtigen und somit Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Stromhandel (Exporte/Importe) haben können.

Umverteilung und zusätzliche Belastung der Industrie. Mengenbezogene Einspeiseentgelte würden vornehmlich über den Strompreis – und gegebenenfalls auch über höhere PPA-Preise (Power Purchase Agreements) – an die Endverbraucher weitergegeben. Somit trüge der Verbraucher die Kosten indirekt, was das eigentliche Ziel einer Entlastung der Verbraucher durch Belastung der Einspeiser konterkariere. Außerdem führte die Umlegung der Kosten auf den allgemeinen Strompreis dazu, dass größere und damit oft auch preissensiblere Stromverbraucher wie Industrieunternehmen über den gestiegenen Stromhandelspreis stärker belastet werden könnten. Im Gegensatz zum Stromhandelspreis, der zunächst für alle gleich wäre, zahlten größere Stromverbraucher nämlich aufgrund der Kostenwälzung im aktuellen System bereits niedrigere Netzentgelte, die durch Sonderregelungen z. B. für die stromintensive Industrie noch deutlich niedriger ausfielen.

Steigender Förderbedarf. Durch die sinkende Wirtschaftlichkeit infolge der Einspeiseentgelte könne der notwendige Förderbedarf für EE-Projekte steigen und somit eine Kostenverschiebung von den Netznutzern zum Bundeshaushalt erfolgen. Auch der Bedarf an komplementären Instrumenten wie einem Kapazitätsmechanismus zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit könne steigen.

Gefährdung von Vertrauensschutz und Wirtschaftlichkeit. Einspeiseentgelte könne etwaigen Vertrauensschutz für bereits getätigte Investitionen untergraben. Insbesondere wenn Bestandsanlagen betroffen wären, gefährdeten nachträgliche Kostenzuschreibungen die Wirtschaftlichkeit dieser Projekte und das Vertrauen in die Verlässlichkeit der gesetzlichen Rahmenbedingungen.

Erhöhte Komplexität und Bürokratie. Zunahme der Komplexität der Netzentgelterhebung, insbesondere weil mehr Akteure in die Systematik integriert werden müssten.

Negative Auswirkungen auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Die Unsicherheit, ob und in welcher Höhe Netzentgelte im Zeitverlauf geändert würden, könne zusätzliche Unsicherheit für Bieter bei EE-Ausschreibungen verursachen. Dies könne die Teilnahmebereitschaft und die erzielbaren Preise negativ beeinflussen.

Die gegenteiligen Stellungnahmen sprechen sich für eine Beteiligung der Einspeiser über Einspeiseentgelte aus. Innerhalb der Gruppe der Befürworter kann eher ein Übergewicht derjenigen abgeleitet werden, die zumindest eine ggf. aufkommensneutrale **Setzung von netzdienlichen Anreizen** betonen.

Bei der **Erhebung eines Baukostenzuschusses (BKZ)** ist das Bild heterogen: Einige Beiträge würden einen BKZ als ein geeignetes Instrument zur Standortsteuerung ansehen, wenn dieser regional differenziert ausgestaltet würde. Manche Forderungen gehen dahin, bei netzneutral eingebundenen Anlagen eine Ausnahme zu machen. Andere Stellungnahmen teilen dies nicht, da bereits bestehende Instrumente zur Standortsteuerung (Referenzertragsmodell und Flächenausweisung) als ausreichend angesehen werden müssten. Zudem sollten vorteilhafte Standorte z. B. mit ertragsförderlichen Wetterbedingungen, Flächenverfügbarkeit und die allgemeine sonstige Infrastruktur nicht gefährdet werden. Eher wenige sehen den BKZ als eine Ergänzung zur Erhebung eines Einspeiseentgeltes. Wenn über eine Einführung diskutiert wird, so wäre der BKZ dann als Alternative zu betrachten.

6. Rechtlicher Rahmen und Anwendung von Einspeiseentgelten im Europäischen Raum

Rechtlicher Rahmen

Die Zulässigkeit ist nach Unionsrecht (VO (EU) 838/2010) und nach deutschem Recht durch Festlegungskompetenz im EnWG (§ 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 EnWG) grundsätzlich gegeben.

Gemäß Nr. 3 Anhang Teil B VO (EU) 838/2010 gilt für Einspeiseentgelte auf der Übertragungsnetzebene aber eine Entgeltobergrenze. Die jährlich durchschnittliche von den an das Übertragungsnetz angeschlossenen Stromerzeugern zu zahlenden Einspeiseentgelte dürfen demnach einen Betrag von 0,50 €/MWh nicht überschreiten. Die Obergrenze gilt jedoch nicht ausnahmslos für alle Mitgliedsstaaten. Zum einen wurden für Dänemark, Schweden, Finnland, Rumänien, Großbritannien und Nordirland ausdrücklich abweichende Obergrenzen festgelegt. Zum anderen sind bei der Vorgabe der unionsrechtlichen Grenze auf Übertragungsnetzebene auch sachliche Ausnahmen vorgesehen, wonach folgende von Erzeugern zu zahlenden Entgelte bei der Berechnung der durchschnittlichen jährlichen Übertragungsentgelte nicht enthalten sind:

- für Anlagen, die für den Netzanschluss oder für die Modernisierung des Netzanschlusses erforderlich sind,
- für spezifische Netzverluste und

- für sog. „Hilfsdienste“, unter denen die typischen Systemdienstleistungen und auch die Kosten des Engpassmanagements subsumiert werden können.

Diese nicht in der Entgeltobergrenze von 0,50 €/MWh enthaltenen Kosten geben den Mitgliedsstaaten Spielräume, die Zurechnung bestimmter Kosten abweichend zu gestalten. Dies könnte dazu dienen, orts- und verhaltensabhängige Signale zu setzen.

Die Bindung der in VO (EU) 838/2010 angeordneten Deckelung der Einspeiseentgelte auf Übertragungsnetzebene für die auf der Ebene der Verteilernetze angeschlossenen Erzeugungsanlagen ist dabei aber rechtlich nicht eindeutig.

Anwendung im Europäischen Raum

Einspeiseentgelte werden in vielen europäischen Ländern in sehr unterschiedlicher Ausprägung sowohl auf Übertragungsnetz- als auch auf Verteilnetzebene geltend gemacht. Die Bundesnetzagentur hat dazu ein eigenes Gutachten von BET Consulting in Zusammenarbeit mit Aecoute eingeholt, dessen Ergebnisse auf der Homepage der BNetzA unter [veröffentlicht](#) sind.

In den betrachteten Ländern kommen dabei sowohl arbeitspreisbasierte, leistungspreisbasierte als auch pauschale Entgelte zur Anwendung. In manchen Ländern sind diese Einspeiseentgelte zudem orts- und /oder zeitdifferenziert.

Auf Übertragungsnetzebene beläuft sich der Anteil der Einspeiseentgelte zur Deckung der Netzkosten in der Mehrheit der Länder auf unter 7 Prozent der Netzkosten. Darin dürfte sich die Deckelung der Höhe der Einspeiseentgelte auf Übertragungsnetzebene durch europäische Vorschriften auf 0,50 €/MWh (Systemdienstleistungskosten nicht mitgerechnet) widerspiegeln.

Auf Verteilnetzebene liegt der Finanzierungsanteil von Einspeiseentgelten an den Netzkosten in den meisten Ländern unter 5 Prozent, obwohl auf VNB-Ebene eine Beschränkung rechtlich nicht eindeutig ist.

Ein Blick in das benachbarte Ausland zeigt, dass in **Österreich** Einspeiseentgelte mit zwei arbeitspreisbasierten Entgeltkomponenten für Einspeiser mit einer Leistung von mehr als 5 MW erhoben werden:

- ein Systemdienstleistungsentgelt in Höhe von 0,080 ct/kWh
- und ein Netzverlustentgelt in Höhe von 0,279 ct/kWh.

Darüber hinaus wird zusätzlich ab 2027 ein Versorgungsinfrastrukturbeitrag von max. 0,05 cent je eingespeister kWh eingeführt. Der Beitrag soll der Mitfinanzierung des Netzausbaus dienen. Er gilt für alle Anlagen mit einer netzirksamen Leistung über 20 kW.

Die genaue Ausgestaltung des Beitrags wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus für jedes Kalenderjahr durch Verordnung festgelegt („Bei der Ausgestaltung des Versorgungsinfrastrukturbeitrags ist der wirtschaftliche Betrieb von Anlagen sowie das Unterbleiben nachteiliger Auswirkungen auf die Strompreisentwicklungen sicherzustellen. Bei der Berechnung ist auf eine gleichförmige Belastung je Netzebene Bedacht zu nehmen.“). Der Versorgungsinfrastrukturbeitrag wird von den Netzbetreibern erhoben, an dessen Netz die Anlagen angeschlossen sind und werden auch kostenmindernd der Netzentgeltkalkulation zugrunde gelegt.

In den **Niederlanden** werden aktuell keine Einspeisenentgelte erhoben. Einspeiser müssen lediglich die einmaligen Anschlusskosten und ein geringes pauschales Messentgelt zahlen. Seit 2024 erheben allerdings einige Stromlieferanten Gebühren für die Einspeisung von Strom aus dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere von Photovoltaikanlagen. Dabei handelt es sich aber nicht

um eine Entgeltkomponente, sondern lediglich um vertragliche Preiselemente der Lieferanten, die außerhalb der Regulierung liegen. Einspeiseentgelte sind jedoch auch in den Niederlanden avisiert und eine Einführung wird derzeit durch die ACM vorbereitet. Dabei steht die Beteiligung des Auslands an den Netzausbaukosten im Offshore-Bereich und den damit verbundenen Stromexporten im Vordergrund.

7. Vertrauensschutz

Wie eingangs bereits erwähnt, stellen sich Fragen des Bestandsschutzes für Einspeiser in besonderem Maße. Die nachfolgenden Ausführungen sollen eine Orientierung geben, in welche Richtung die Beschlusskammer in dieser Frage tendieren könnte. Ein Orientierungspapier erhebt insofern nicht den Anspruch einer umfassenden juristischen Abhandlung oder einer vollständigen Darstellung aller Erwägungen, welche die Beschlusskammer diesbezüglich bereits angestellt hat.

Bei der Prüfung von Vertrauensschutzfragen ist immer sorgfältig zwischen der Frage zu unterscheiden, ob überhaupt ein schutzwürdiges Vertrauen vorliegt und der sich erst danach anschließenden Frage, in welcher Form sich die Schutzwürdigkeit des Vertrauens auf die zu treffende Entscheidung auswirkt. Insofern stellt sich die von der Beschlusskammer vorzunehmende Abwägungsentscheidung hinsichtlich der Entgelte mit Finanzierungsfunktion und den Entgelten mit Anreizfunktion im Ergebnis deutlich anders dar.

Für Einspeiser gilt wie für andere Akteure auch der Grundsatz, dass ein Vertrauen auf den Fortbestand einer günstigen Rechtslage, hier § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV, für sich alleine noch **keinen schutzwürdigen Vertrauenstatbestand** schafft. Anderes als in Bezug auf andere Akteure des Energiemarktes hat der Gesetz- und Verordnungsgeber mit § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV auch keine bisherigen Entgeltpflichten aufgehoben, um damit ein bestimmtes Verhalten von Akteuren anzureizen. Es begründet sich hieraus aber kein besonderer Vertrauenstatbestand, dass es auf Dauer bei dieser Lösung bleiben würde. Erst recht nicht, wenn spätestens seit dem September 2021 klar war, dass ein anderer Akteur über diese Frage zu entscheiden hatte. Selbst wenn man dies aus Sicht der Betroffenen verständlicherweise anders bewerten kann, würde eine von der Beschlusskammer ins Auge gefasste Einführung von Netzentgelten für Einspeiser zum 1.1.2029 eine hinreichende Übergangsfrist gewährleisten. Damit wird im Ergebnis lediglich derjenige Rechtszustand bekräftigt, der durch die Aufhebung der StromNEV und der darin enthaltenen Sonderregelung des § 15 Abs. 1 Satz 3 ohnehin schon kraft Gesetzes eingetreten wäre.

Dies könnte sich jedoch für Marktteilnehmer, die ihre Investitionen auf Grund eines staatlich organisierten Auktionsverfahrens unter Annahme konstanter rechtlicher Rahmenbedingungen getätigt haben, anders darstellen. EE-Bestandsanlagen und vergleichbare Einspeiser könnten für einen gewissen Zeitraum einen besonderen Vertrauensschutz genießen.

Ein schutzwürdiges Vertrauen der Anlagenbetreiber könnte man annehmen, solange die EEG-Förderung weiter auf Basis des – übergangsweise anwendbaren – § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV kalkuliert wurde und das Vertrauen in die bisherige Netzentgeltbefreiung von Einspeisern nicht erschüttert wurde. Eine Ausnahme für EEG-geförderte Bestandsanlagen aus Vertrauensschutzgründen ist zwar nach Art. 6 EE-RL (i.V.m. §§ 19 ff. EEG 2023) nicht zwingend. Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts zur Änderung der EEG-Förderung durch unecht rückwirkende Gesetze (BVerfG NVwZ 2019, 702 Rn. 25; NVwZ 2019, 715 Rn. 15,23) könnten hier aber durch die Ausschreibungsverfahren eine besondere Vertrauensgrundlage für Investitionen geschaffen worden sein. Denn neben den von den Anlagenbetreibern zu prognostizierenden Kosten für Errichtung und Einsatz der Anlagen sowie den ebenfalls von den Anlagenbetreibern frei zu prognostizierenden möglichen Markterlösen dürfte auch auf die (fehlende) Netzentgeltspflicht für

Einspeiseanlage in die Kalkulation der Gebote für den sog. „anzulegenden Wert“ im Rahmen der Ausschreibungen eingeflossen sein.

Dem mag man entgegenhalten, dass der Anlagenbetreiber seine Kosten eigenständig kalkuliert (durch Ausschreibung ermittelter anzulegender Wert) und daher auch die Berücksichtigung absehbarer Rechtsänderungen erwartet werden kann. Bei den Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion spricht bei den bezuschlagten Projekten aber die Realisierungspflicht, welche die Projekte mit Abgabe des Gebots im Falle eines Zuschlags trifft, für die Annahme von Vertrauensschutz. Dies markiert den Zeitpunkt, an dem die Investitionsentscheidung rechtlich und wirtschaftlich unumkehrbar wurde. Eine nachträgliche Belastung könnte das Prinzip von Leistung und Gegenleistung (Realisierung gegen garantierte Einspeisevergütung) aus dem Gleichgewicht bringen. Die Projekte haben Kapital gebunden und Kapazitäten geschaffen, basierend auf der Zusage stabiler Rahmenbedingungen. Ein starres unausweichliches Finanzierungsentgelt würde die Kalkulationsgrundlage einseitig und nachteilig verändern. Die grundsätzlich schon mit Abgabe des Gebots entstehende Realisierungspflicht fungiert somit als Point of no Return, die den gebotenen Vertrauensschutz für diejenigen Anlagen sichert, die ihre Investitionsentscheidung bereits unter alten Rahmenbedingungen kalkuliert und auf dieser Basis verbindlich zugesagt haben.

Hinsichtlich der Entgelte mit Finanzierungsfunktion tendiert die Kammer daher grundsätzlich bei „Ausschreibungs-Akteuren“ zu Annahme eines Vertrauensschutzes.

Wie eingangs erwähnt, ist dieser Ansatz geeignet, auf Einspeiseanlagen übertragen zu werden, die nicht nach dem EEG, sondern nach dem KWG oder anderen Rechtsvorschriften mit entsprechender Realisierungspflicht zugebaut wurden. Gleichzeitig führt er auch zu einer differenzierten Behandlung von EE-Erzeugungsanlagen. Und er kann auch erklären, warum die Bundesnetzagentur bei anderen Anlagen, die auf eine Entgeltbefreiung gehofft haben mögen, diesen Umstand alleine nicht als ausreichend ansieht.

Der Ansatz klärt als solcher noch nicht, ab wann ein solcher Point-of-no-Return aufgrund einer gesetzlichen Realisierungspflicht angenommen werden muss. Der Bundesnetzagentur ist die dazu ergangene sehr restriktive Rechtsprechung selbstverständlich bekannt. Diese behandelt allerdings bei heutigem Stand der Erkenntnisse nur Fallkonstellationen, in denen der gleiche handelnde Akteur eine andere Regelung für vergleichbare Fallkonstellationen treffen wollte. Der Fall liegt hier erkennbar anders. Gleichwohl tendiert die Beschlusskammer dazu, den Vertrauensschutz in einer Gegenleistungs-Konstellation erst für einen sehr spät liegenden Zeitpunkt als nicht mehr gegeben anzunehmen. In Frage kommen dabei ein Ausschluss ab Veröffentlichung dieses Orientierungspapiers, ab Veröffentlichung eines Beschlusssentwurfs oder ab Veröffentlichung der sofort vollziehbaren Festlegung.

Eine wichtige Rolle spielt dabei die Frage, ob bei einer Ausschreibung nach der Veröffentlichung dieses Orientierungspapiers hinreichende Indizien gewonnen werden können, ob die Bietenden die sich bevorstehende Entgeltspflichtigkeit der Netznutzung bereits in ihre Gebote eingepreist haben. Denn eine Doppelberücksichtigung in Form höherer Gebote bei fortbestehender Entgeltbefreiung wäre nicht zielführend.

Wie zu Beginn dieses Abschnitts bereits festgestellt, ist der Vertrauensschutz kein absolutes Verbot einer Änderung der bestehenden Rechtslage, sondern er prägt die bei einer Änderung anzustellenden Ermessens- und Verhältnismäßigkeitsabwägungen. Diese können bei **Einspeisenentgelte mit Anreizfunktion** zu anderen Ergebnissen kommen.

Dafür spricht schon der Umstand, dass Entgelte mit Anreizfunktion nicht durchgängig zur Anwendung kommen, sondern lediglich in den Zeiten eines Netzengpasses. Sie sind qua ihrer Funktion auch nicht unvermeidbar, sondern sollen gerade einen Anreiz setzen, durch Anpassung des

Verhaltens nicht zur Anwendung zu kommen. Aufgrund der zeitlichen Beschränkung und der grundsätzlichen Vermeidbarkeit können Entgelte mit Anreizfunktion daher eher **verhältnismäßig** sein als Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion.

Hinzukommt, dass Entgelte mit Anreizfunktion bei der von der Beschlusskammer vorgesehenen Ausgestaltung auch positive Einnahmeeffekte haben können.

Vor allem aber haben diese Entgelte neben der Funktion, alle Netznutzenden an den durch sie verursachten Kosten (hier insbesondere an den Engpassmanagementkosten) zu beteiligen zusätzlich auch einen Versorgungssicherheitsaspekt. Angesichts der im Verhältnis zur Last immer größer werdenden Leistung der Einspeiseanlagen wird auch der Aufwand der Netzbetreiber zur rechtzeitigen Kalkulation der denkbaren Einspeisekonstellationen und der sich daraus ergebenden Lastflüsse und der Prüfung der Lastflüsse mit der Transportfähigkeit des Netzes immer größer. Ohne zusätzliche Instrumente droht er an die Grenzen des Leistbaren zu gelangen. Netzentgelte mit Anreizfunktion werden dieses Problem nicht alleine lösen; sie können und müssen aber einen wichtigen Beitrag zu dessen Beherrschbarkeit leisten. Insofern sprechen hier sehr gewichtige Gründe dafür im Hinblick auf die Netzentgelte mit Anreizfunktion den Vertrauensschutz selbst wenn man ihn grundsätzlich anerkennt, als nachrangig anzusehen.

Sollte sich im weiteren Verlauf des Festlegungsverfahrens zeigen, dass einzelne Einspeiser dauerhaft und in erheblichem Umfang einem Anreiz zur Nichteinspeisung ausgesetzt sein würden, der faktisch bei wirtschaftlich tragbarem Verhalten nicht zu vermeiden wäre, könnte dem durch eine verhältnismäßige Ausgestaltung der Anreizkomponente, insbesondere der Justierung der Vorzeichengerechtigkeit Rechnung getragen werden.

8. Finanzierungsfunktion der Netzentgelte bei Einspeisern

Bei der Diskussion der Finanzierungsbeteiligung gibt es zwei Grundhaltungen:

- Einerseits wird argumentiert, dass das Stromversorgungssystem einschließlich des Teilsystems Netz letztlich dazu diene, Verbraucher mit Strom zu versorgen. In diesem Fall sei es – abgesehen von etwaigen Anreizfunktionen – grundsätzlich sinnvoll, die Netzkosten vollständig von den Verbrauchern tragen zu lassen.
- Andererseits kommt das Argument zum Tragen, dass jeder Akteur, der das Netz nutzt, grundsätzlich auch einen Finanzierungsbeitrag dazu leisten müsse. Eine etwaige Ausnahme hiervon wird dabei als Privilegierung angesehen, die als solche auch zu begründen sei. Die bestehende Privilegierung, dass Einspeiseentgelte derzeit nach der Stromnetzentgeltverordnung nicht erhoben werden können, hat über Jahre auch zu einer unsachgemäßen Verteilung der Netzkosten zwischen den Verteilernetzgebieten geführt. Das hat schließlich eine Korrektur der Kostenverteilung erfordert: Die Mehrkosten aus der Integration der Erneuerbaren Energien werden seit 2025 über einen milliardenschweren Mechanismus in Form des EE-Mehrkostenausgleichs für eine verteilungsgerechtere Allokation einspeisebezogener Netzkosten umverteilt. Die Finanzierung erfolgt dabei außerhalb der Stromnetzentgelte über eine vollständig arbeitspreisbasierte Umlage (dem Aufschlag für besondere Netznutzung), wobei kleine Verbraucher den größten Anteil tragen.

Eine kostenreflexive Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten würde im Gegensatz zum EE-Mehrkostenausgleich nicht nur zu einer Umverteilung der Kosten innerhalb der Gruppe der Letztverbraucher führen, sondern darüber hinaus auch insgesamt eine Absenkung der von Verbrauchern zu tragenden Netzkosten mit sich bringen. Dies kann nachhaltig zu einer breiteren Kostenträgerbasis beitragen. Diese droht angesichts der massiven strukturellen Veränderungen im Energieversorgungssystem zunehmend zu erodieren. Dies fördert ein

Herausoptimieren der bisherigen zahlungspflichtigen Netznutzer aus der Solidargemeinschaft, was wiederum die Netzentgeltbelastung der verbleibenden Zahler erhöht.

Um zu beurteilen, welche Auswirkungen die Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzkosten mit sich bringt, werden im Folgenden die Wirkungsweisen der verschiedenen Einspeisenentgelte mit Finanzierungsfunktion beschrieben.

- **Mengenbezogene Einspeisenentgelte** stellen für die Einspeiser zusätzliche variable Kosten dar, die – bei unterstellter Wälzbarkeit – in die Gebote am Strommarkt eingepreist werden. Die Wälzbarkeit hängt z. B. stark von der Wettbewerbsintensität ab. Im Falle von Überkapazitäten können die zusätzlichen Kosten eines mengenbezogenen Einspeiseentgeltes nicht ohne Weiters vollständig weitergegeben werden. Auch bei bereits langfristig vermarkteten Strommengen ist eine Wälzbarkeit eher ausgeschlossen. In diesem Fall würden die Erzeuger einen Teil der Kosten tragen.

Bei einer Weiterwälzung der Einspeiseentgelte würden die adressierten Kosten aber letztlich über einen höheren Strompreis an die Verbraucher weitergereicht. Dies würde auch – nach Abklingen von Übergangseffekten – für Strommengen gelten, die nicht über den kurzfristigen Stromhandel, sondern über längerfristige Verträge vermarktet werden, denn auch bei diesen Verträgen richten sich die angebotenen Konditionen nach den erwarteten Kosten der Einspeiser. Letztlich würde die angestrebte Umverteilung der Kostentragung von den Verbrauchern hin zu den Einspeisern somit nicht oder nur eingeschränkt erreicht.

Mit der Erhöhung des Strompreises würde sich zudem insbesondere eine Umverteilung zulasten größerer Verbraucher ergeben, da diese nun den für alle Verbraucher gleichen aber nach Einführung von mengenbezogenen Einspeiseentgelten höheren Marktpreis für Strom zahlen. Im Gegensatz zum Stromhandelspreis, der zunächst für alle gleich ist, zahlen größere Stromverbraucher aber aufgrund der Kostenwälzung im aktuellen System bereits niedrigere Netzentgelte, die durch Sonderregelungen z. B. für die stromintensive Industrie noch deutlich niedriger ausfallen. Dies wirkt der gewohnten und in der Regel auch gewollten Verteilungssystematik zwischen den Gruppen der Letztverbraucher entgegen.

Dieser Effekt könnte allerdings auch abgeschwächt sein: Die Zahl der auf der Höchstspannung angeschlossenen Verbraucher ist in bestimmten Netzregionen niedrig. Die Zahl der dort angesiedelten Erzeugungsanlagen ist dort dann deutlich größer. Die Mehrbelastungen der Verbraucher aufgrund höherer Strompreise führt daher durch die Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten in diesen Gebieten gleichzeitig zu reduzierten Netzentgelten auf der Verbrauchsseite. Dies setzt sich in abgeschwächter Form auf den folgenden Spannungsebenen fort.

Zudem stehen inländische Erzeugungsanlagen durch den grenzüberschreitenden Stromhandel in einem direkten Wettbewerb mit Anlagen im Ausland, die ggf. keine oder geringere Einspeiseentgelte zahlen müssen. Dadurch kann es zu einer Verlagerung der inländischen Produktion ins Ausland kommen und Importe ansteigen.

Somit zeigt sich, dass die an mengenbezogene Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion mit hoher Wahrscheinlichkeit mit Wirkungen auf die Kostenallokation und Einflüsse auf die Merit-Order einhergehen können.

- **Leistungs- oder kapazitätsbezogene Einspeiseentgelte** können von Erzeugungsanlagenbetreibern in der Regel kurzfristig nicht über den Strompreis gewälzt werden. Sie haben keinen oder nur sehr selten Einfluss auf das Einspeiseverhalten von Kraftwerken und führen somit nicht zu einer Beeinflussung des kurz- und langfristigen Stromhandels. Auswirkungen auf den kurzfristigen Strommarkt sind hingegen dann zu erwarten, wenn bei einem

preissetzenden Kraftwerk mit der zu produzierenden Einheit auch die bisherige Einspeiseleistung des Kraftwerks überschritten wird und dann die Zahlung eines zusätzlichen Entgelts fällig wird.

Einspeiseentgelte auf die eingespeiste Leistung oder vertraglich vereinbarte Kapazität erhöhen aber die Fixkosten der Erzeuger. Sie würden daher unter anderem Spitzenlastkraftwerke belasten. Dies könnte folglich negativ auf Investitionsentscheidungen für solche Anlagen wirken. Auf Grund der Energiewende besteht jedoch mittelfristig ein hoher Kapazitätsbedarf an Residualkraftwerken, also Kraftwerkskapazitäten die zugeschaltet werden müssen, wenn EE-Anlagen nicht zur Verfügung stehen. Es sind daher nachteilige Einflüsse auf die Dimensionierung und Zusammensetzung des Erzeugungssystems denkbar. Dies führt tendenziell zu einem weniger effizienten Erzeugungsmix, was mit Wohlfahrtsverlusten im Gesamtsystem der Stromerzeugung einhergehen würde. Insbesondere, wenn sich die Höhe der Entgelte jährlich ändern könnten, wird dieses Maß an Risiko zudem zusätzlich eingepreist.

Entgelte auf die Einspeiseleistung oder -kapazität würden auch hier für EE-Anlagen zu neuartigen Problemen führen. Sie würden hier ebenfalls als Aufschlag auf die Investitionskosten wirken. Bestands-EE-Anlagen müssten diese Kosten dann ebenfalls aus ihrem (rein arbeitsbezogenen) Erlös bezahlen. Übergangsregelungen dürften daher vehement gefordert werden. Bei Neuanlagen würden sich leistungs- oder kapazitätsbezogene Einspeiseentgelte bei EE-Anlagen auf die Ausschreibungsgebote auswirken und diese zusätzlichen Kosten im Förderregime berücksichtigt.

Leistungs- oder kapazitätsbasierte Einspeiseentgelte haben also den Vorteil, weitgehend neutral auf das Marktgeschehen zu wirken, da die Grenzkosten der Erzeugung unberührt bleiben.

Weder mengen- noch ein kapazitätsbasiertes Einspeiseentgelt mit Finanzierungsfunktion leisten aber einen Beitrag zur kurzfristigen Engpassbewältigung, da sich die starre Bepreisung nicht an der tatsächlichen Netzauslastung orientiert.

Der Umfang der Finanzierungsfunktion von Einspeiseentgelten könnte jedoch zumindest durch die im Kapitel zum rechtlichen Rahmen beschriebenen unionsrechtlichen Vorgaben teilweise eingeschränkt sein. In der dort aufgeführten ÜNB-Höchstgrenze von 0,50 €/MWh sind jedoch folgende von Erzeugern zahlbare Entgelte noch nicht enthalten:

- für Anlagen, die für den Netzanschluss oder für die Modernisierung des Netzanschlusses erforderlich sind,
- für spezifische Netzverluste und
- für sog. „Hilfsdienste“, unter denen die typischen Systemdienstleistungen und auch die Kosten des Engpassmanagements subsumiert werden können.

Diese Kosten, die nicht der Deckelung auf 0,50 €/MWh unterliegen, geben den Mitgliedsstaaten Spielräume, die Zurechnung bestimmter Kosten entsprechend zu gestalten. Dies könnte dazu dienen, orts- und verhaltensabhängige Signale zu setzen. Die Unterscheidung in Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion und Anreizfunktion führt dazu, dass zumindest die Ausweitung der 0,50 €/MWh-Grenze um die Engpassmanagementkosten vorrangig über Netzentgelte mit Anreizfunktion umgesetzt werden sollte. Bei anderen Kosten, die unter die Ausnahmen der 0,50 €/MWh-Grenze fallen, ist offen, ob oder inwieweit es dazu erforderlich ist, diese Entgelte variabel auszugestalten (diese Frage stellt sich z. B. im Fall der Kosten für Regel- oder Verlustenergie, deren Plankosten aller vier ÜNB in 2026 zusammen ca. 1,6 Mrd. € betragen). Bei diesen Kosten könnte durchaus ein einfaches Kapazitätsentgelt mit Finanzierungsfunktion angesetzt werden.

Das folgende einfach gewählte Rechenbeispiel soll eine quantitative Orientierung zur möglichen Höhe eines einheitlichen Kapazitätsentgelts grob skizzieren. Dabei wird die gesetzliche Obergrenze auf ÜNB-Ebene in Höhe von 0,50 €/MWh (entspricht bei einer Bruttostromerzeugung von 500 TWh Planerlösen von ca. 250 Mio. €) zugrunde gelegt und um die Kosten der Regelernergie und Verlustenergie aufgestockt. Bei den für die Erzeuger zugrunde gelegten Kosten wird dabei vereinfachend angenommen, dass es zwischen Erzeugern und Verbrauchern zu einer paritätischen Kostenteilung kommt. Der sich so für die Erzeuger ergebende Kostenblock wird dann durch die angenommenen installierte Erzeugungsleistung dividiert.

Einfaches Rechenbeispiel

| | |
|------------------------------------------------------------|---------------------|
| Ausgangspunkt: Unionsrechtliche Vorgaben (0,5 €/MWh) | 250 Mio. € |
| + Aufstockung um hälftige Verlustenergiekosten der ÜNB (1) | 415 Mio. € |
| + Aufstockung um hälftige Regelergiekosten der ÜNB (2) | 369 Mio. € |
| Σ Summe ÜNB-Kosten (1) + (2) | 1.034 Mio. € |
| ÷ Installierte Erzeugungsleistung | 250 GW |
| = Kapazitätsentgelt (Kosten ÜNB-Ebene) | 4 €/kW |
| | |
| + Aufstockung um hälftige Verlustenergiekosten der VNB (3) | 825 Mio. € |
| Σ Summe ÜNB und VNB-Kosten (1) + (2) + (3) | 1.859 Mio. € |
| ÷ Installierte Erzeugungsleistung | 250 GW |
| = Kapazitätsentgelt (Kosten ÜNB und VNB-Ebene) | 7 €/kW |

Annahmen:

Kosten auf Basis 2026 (Plan)

Plan-Verlustenergiekosten der VNB in Zuständigkeit der BNetzA betragen 1.404 Mio.€. Anteil der LRegBn wurde grob approximiert

Kosten sind hälftig zwischen Einspeisern und Verbrauchern zu tragen

Annahme Bruttostromerzeugung von rund 500 TWh und installierte Erzeugungsleistung von 250 GW

Soweit bestimmte Bestandsanlagen für einen Zeitraum des Vertrauensschutzes von der Zahlung ausgenommen sind, würde bei Kalkulationsgrundlage der gesamten installierten Erzeugungsleistung keine vollständige Kostendeckung stattfinden. Aufgrund des Anteils der EE-Erzeugung dürfte der Finanzierungsumfang (zumindest am Anfang) deutlich eingeschränkt sein.

Das einfache Rechenbeispiel ist keine Aussage zur späteren tatsächlichen Ausgestaltung eines Kapazitätspreises. Es soll aber sehr wohl ein Indiz zu denkbaren Größenordnungen liefern.

Die Beschlusskammer hat erhebliche Zweifel, ob es sinnvoll wäre, das Modell wie bei Letztverbrauchern auch auf Basis einer Bestelleistung konzipieren. Denn in einem solchen Modell müsste die Überschreitung der Kapazität wieder mit einem strommarktwirksamen Arbeitspreis belegt werden. Naheliegender wäre daher, bei der Bepreisung auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität abzustellen, auf deren Einhaltung der Anschlussnetzbetreiber hinzuwirken hat. Das Hinwirken könnte über einen zusätzlichen Kapazitätspreis als Pönale oder durch Abregelung der Anlage ohne Entschädigung erfolgen.

Auch beim Abstellen auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität kann sich eine Lenkungswirkung entfalten, die den Bedarf an Netzanschlusskapazität auf ein effizientes Maß reduzieren kann. Ebenfalls erlaubt die Bepreisung der vertraglichen Netzanschlusskapazität, mehr Erzeugungsanlagen an einem Netzverknüpfungspunkt anzuschließen, als dessen Nennleistung beträgt.

Die Begrenzung der Entgelthöhe auf der ÜNB-Ebene wirft zwangsläufig die Frage auf, ob Einspeisenentgelte mit Finanzierungsfunktion auf VNB gleich oder anders kalkuliert werden können oder sollen. Ein einheitliches Entgelt hätte erhebliche Vorteile im Hinblick auf den bürokratischen Aufwand und im Hinblick auf die Gleichartigkeit der Wettbewerbssituation der jeweiligen Erzeugungsanlagen.

Auf der anderen Seite bedürfte es einer besonderen Begründung, dass die für die Kalkulation der Einspeiseentgelte auf ÜNB vorstehend angedeutete Kalkulationsweise auch in den jeweiligen Verteilnetzen einen hinreichend nachvollziehbaren Bezug auf die zurechenbaren Kosten auf der Verteilnetzebene darstellt. Äußerungen dazu nimmt die Beschlusskammer gerne entgegen.

Fragen

- Wird die Einschätzung geteilt, dass Kosten für Netzverluste und Kosten für Regelleistung zur Bildung einer Netzentgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion (Kapazitätspreis) genutzt werden sollten? Oder sollen diese Kosten auch der Anreizfunktion zugeordnet werden?
- Sind in einer Welt mit zunehmender EE-Einspeisung, deren Grenzkosten zwar nicht Null sind, die aber deutlich niedriger liegen als bei einer Brennstoff-basierten Stromproduktion, signifikante Auswirkungen von Einspeisenentgelten auf die Strompreisbildung zu erwarten? Welche Wirkungen sind für Import- und Exportmengen zu erwarten? Werden Stromexporte verteuert?
- Sind alle volleinspeisende Erzeugungsanlagen ab der Niederspannung mit Leistungsmessung zu betrachten? Oder sollten in die Überlegungen auch Prosumer miteinbezogen werden? Oder genügen die bisher diskutierten Optionen der BNetzA für Prosumer eine angemessene Finanzierungsbeitragung zu gewährleisten (vgl. [Orientierungspunkte zu den Entgeltkomponenten](#))?
- Ist es in einem einheitlichen Stromgroßhandelsmarkt vorstellbar, neue Anlagen und Bestandsanlagen, die einen Vertrauensschutz genießen, unterschiedlich zu behandeln?
- Wie sind die Gesamtwirkungen von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zu bewerten?

9. Anreizfunktion der Netzentgelte bei Einspeisern

Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion verfolgen das Ziel, dass Netznutzer die Auswirkungen ihrer Entscheidungen auf die Netzkosten berücksichtigen. Diese Anreize können sich einerseits auf kurzfristig variable Netzkosten wie Engpassmanagement- und Netzverlustenergiekosten beziehen, die von den Einsatzentscheidungen der Netznutzer beeinflusst werden. Andererseits können sie auch auf mittel- und langfristige Netzausbaukosten abzielen, die sowohl von den Einsatz- als auch den Investitionsentscheidungen getrieben werden.

Mit der Einführung von Einspeiseentgelten mit Anreizfunktion können auch Finanzierungsbeiträge erzielt werden. Dies wäre beispielsweise dann der Fall, wenn das in der Entgeltkomponente über Preissignale angereizte Verhalten nicht oder nur teilweise erfolgt. Das primäre Ziel von Einspeiseentgelten mit Anreizfunktion liegt aber vor allem darin, die kurzfristig variablen Netzkostenelemente – insbesondere marginale Engpass- bzw. Redispatchkosten – in den Einsatz- und Investitionsentscheidungen der Netznutzer zu internalisieren. Grundsätzlich wäre es auch denkbar, marginale Netzverlustkosten in den Einsatz- und Investitionsentscheidungen der Netznutzer zu internalisieren. Die Netzverluste werden zwar ebenfalls vom Verhalten der Netznutzer beeinflusst, sind jedoch weniger sensitiv gegenüber Entscheidungen von Entnahmen oder Einspeisungen.

Zudem sind die Kosten der Netzverluste deutlich weniger durch nutzerseitige Entscheidungen beeinflussbar als Netzengpasskosten. Daher konzentriert sich die Beschlusskammer im Folgenden auf die Setzung von Anreizen mit dem Ziel der Entlastung von Netzengpässen.

Einspeiseentgelte mit Anreizfunktion, die sich auf Einsatzentscheidungen auswirken sollen, sollten dabei vorzugweise mengenbezogen erhoben werden, um eindeutige und effiziente Anreize zu entfalten. Die Dynamisierung anderer Netzentgeltkomponenten ist denkbar, aber im Ergebnis aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht sinnvoll. Die Voraussetzungen eines dynamischen Kapazitäts- bzw. Leistungspreises sind nicht minder herausfordernd. Weder Leistungs- noch Kapazitätspreise können zudem die tatsächlichen Kosten (Grenzkosten) einer zusätzlichen Einheit Verbrauch innerhalb einer Viertelstunde zielgenau abbilden, da sie vielmehr Durchschnittskosten der Bereitstellung einer Einheit Kapazität oder Leistung über ein ganzes Jahr bzw. den verbleibenden Teil eines Jahres darstellen. Um eine kostenreflexive Anreizsetzung zu ermöglichen, müssten die Zeitintervalle, auf die sich eine dynamisierte Kapazitäts- bzw. Leistungspreiskomponente bezieht, verkürzt werden. Dies käme schlussendlich aber einer dynamisierten Arbeitspreiskomponente gleich. Zur Internalisierung von Engpasskosten sind dynamisierte Kapazitäts- bzw. Leistungspreise daher schlechter geeignet als eine dynamische Arbeitspreiskomponente, mittels derer sich Grenzkosten einer Einsatzentscheidung zumindest näherungsweise abbilden lassen.

Die mengenbezogenen Entgelte, die auf das Verhalten von Einspeisern einwirken sollen, müssen zur Zielrealisierung zudem eine effiziente Ausgestaltung aufweisen, die zeitdynamisch und ortsabhängig ist. Eine zu hohe Pauschalität kann kontraproduktiv wirken und sollte vermieden werden, da die zugrunde liegenden Wirkungszusammenhänge ebenfalls stark orts- und zeitpunktabhängig sind und bei nicht effizienter Ausgestaltung zu Fehlanreizen führen können, wodurch ineffiziente bis hin zu kontraproduktive Einsatzentscheidungen ausgelöst werden könnten. Eine zu komplexe Ausgestaltung stellt aber wiederum ein Hemmnis für eine praktikable Umsetzung und somit für die Einführung von anreizbasierten Einspeiseentgelten dar. Dabei entfaltet ein dynamisches mengenbezogenes Einspeiseentgelte die gleichen Wirkungen auf den Stromgroßhandelspreis wie ein mengenbezogenes Entgelt mit Finanzierungsfunktion, aber mit zeit / ortsdifferenzierten Anreizen (siehe auch Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zu mengenbezogenen Einspeiseentgelten).

Dynamische Einspeiseentgelte sollten grundsätzlich für alle Einspeiser verpflichtend sein, um eine adverse Selektion zu vermeiden. Dabei sind die Notwendigkeit einer Vorzeichengerechtigkeit (symmetrische Preissignale) und – wie auch bei den Einspeiseentgelten zur Finanzierungsfunktion – die Frage der Erhebung bei Bestands- vs. Neuanlagen (mit Fokus auf Diskriminierungsfreiheit und Vertrauensschutz) zu diskutieren.

Mögliche anreizbasierte Einspeiseentgelte zur Internalisierung von kurzfristigen variablen Netzkosten

Einspeiseentgelte auf Basis von Engpassmanagementkosten

Engpassmanagementkosten hängen grundlegend vom Verhalten der Netznutzer ab. Ein Anreiz zur engpassentlastenden Verhaltensänderung ist daher wünschenswert und würde idealerweise die Engpassmanagementkosten senken.

Das Preissignal eines dynamischen Einspeiseentgeltes sollte analog den dynamischen Netzentgelten auf Verbrauchsseite dem tatsächlichen Engpassgeschehen folgen, was einer klaren Abstimmung der dynamischen Netzentgelte auf beiden Seiten bedarf. Eine viertelstündliche preisliche Granularität ist grundsätzlich sinnvoll, ggf. ohne vorgegebene Stufen. Das Engpassgeschehen ist nur relativ kurz vor dem tatsächlichen Einspeisezeitpunkt ausreichend genau prognostizierbar. Eine Festlegung und Veröffentlichung des Preissignals day-ahead vor Abschluss der Regenergie-

und Spotmärkte wird somit als sinnvoll erachtet, damit die Marktakteure die Preissignale der dynamischen Entgelte entsprechend in ihr Gebotsverhalten einbeziehen können.

Ergänzend zu einer solchen auf einen bereits bestehenden Engpass bezogenen Bemessungslogik könnte ein dynamisches Einspeiseentgelt auch auf die Dämpfung längerfristiger Netzausbaukosten abstellen (siehe auch „[Dynamische Netzentgeltkomponente: Orientierungspunkte der BNetzA“ vom 17.12.2025](#)). Dieses würde darauf zielen, bereits dann ein dynamisches Netzentgelt anzuwenden, wenn die Netzauslastung eine bestimmte Schwelle zu überschreiten droht, die aber noch keine expliziten Engpassmanagementmaßnahmen erfordert.

Das nachfolgende einfache Rechenbeispiel soll eine Größenordnung eines dynamischen Netzentgelts aufzeigen, das im Ergebnis eine zusätzliche Engpassmenge im Durchschnitt mit 0,10 €/kWh bewerten würde:

Rechenbeispiel: Dynamische Netzentgelte

| | |
|---------------------------------------------------------|-------------------|
| Hälftige Engpassmanagementkosten | 1,4 Mrd. € |
| Volumen der Engpassmanagementmaßnahmen (hälftig) | 14.469 GWh |
| Dynamisches Netzentgelt (ca.) | 0,10 €/kWh |

Basis sind Kosten und Mengen 2024

Für den Einstieg beabsichtigt die BNetzA, sich mit einer moderaten Bepreisung an das systemische Optimum heranzutasten. In der Einführungsphase könnten z. B. Abschläge gewährt werden, die mit sukzessivem Lerneffekt dann wieder reduziert werden.

Die Wirkung dynamischer mengenbezogener Einspeiseentgelte für die betroffene Erzeugungsanlage (EZA) hängt immer von verschiedenen Faktoren ab, wie z. B. von Typ und Lage des Netzengpasses und von der Erwartungshaltung, wie flexibel die Einspeiser auf die Preissignale reagieren.

In **Gebieten und Situationen mit rückspeisebedingten Engpässen (vor dem Engpass)** wird jede erzeugte kWh in Zeiten drohender Engpässe um den dynamischen Arbeitspreis verteuert. Speist eine EZA in diesen Gebieten trotz der Erhebung eines dynamischen Arbeitspreises ein, müsste der Anlagenbetreiber für jede eingespeiste kWh das positive dynamische Entgelte entrichten. Wenn die EZA dann im Rahmen des Engpassmanagements abgeregelt werden müsste, würden die durch Entschädigung des Anlagenbetreibers entstehenden Kosten aufgrund der Zahlung des dynamischen Netzentgeltes um diesen Betrag geringer ausfallen als im Status quo. Das bewirkt eine Umverteilung der Kosten von den Letztverbrauchern auf die EZA, wodurch die Erlöse dieser Anlage um das dynamische Entgelt gesenkt werden. Speist die EZA hingegen nicht ein, kommt es zur Entspannung der Engpasssituation und somit zur Senkung von Engpassmanagementkosten, was eine gewollte Änderung der Fahrweise der Anlage darstellt. Dabei fallen für den Anlagenbetreiber keine dynamischen Entgelte an, aber er erzielt auch keine Erlöse aus dem Stromverkauf (Markterlös und ggf. Marktprämie).

Im Falle einer vorzeichengerechten Anwendung von Einspeiseentgelten würde in **Gebieten und Situationen mit lastbedingten Engpässen (hinter dem Engpass)** jede erzeugte kWh hingegen um den negativen dynamischen Arbeitspreis vergünstigt werden. Der Einsatz der EZA hängt dann davon ab, ob die Grenzkosten der Anlage höher oder geringer sind als der Marktpreis zuzüglich des dynamischen Entgelts.

Nachfolgend werden die gesamtwirtschaftlichen Anreize und Konsequenzen eines dynamischen Netzentgelts im Zusammenspiel mit den Entschädigungszahlungen aufgrund von Engpassmanagementmaßnahmen in typisierter Weise dargestellt:

Gesamtwirtschaftliche Wirkung mit optimalem Anreiz:

Nachfolgend wird ein abstraktes Beispiel, bei dem vor dem Engpass eine Einspeisung für die Befriedigung der Nachfrage in gleicher Höhe hinter dem Engpass erwartet und direkt-vermarktet wird, aber nicht vollständig über den Engpass transportiert werden kann.

Die Einspeisung muss also vor dem Engpass reduziert und hinter dem Engpass lokal erzeugt werden.

1. Zwangsweise reguliertes Engpassmanagement

Im heutigen regulierten Modell muss der Netzbetreiber aktiv werden und die Erzeugung „zwangs-abregeln“. Für die tatsächliche physikalische Stromlieferung zur Befriedigung der Nachfrage wird die Strommenge, die aufgrund des Engpasses nicht transportiert werden kann, in diesem Fall hinter dem Engpass erzeugt, ebenfalls durch Zwangsmaßnahmen des Netzbetreibers und allerdings zu höheren Grenzkosten als mit den EE-typischen Grenzkosten nahe 0. Die Folge sind hohe Transaktions- und Kompensationskosten.

2. Anreizbasiertes Engpassmanagement (Kostenvermeidung durch Anreiz dynamischer Einspeiseentgelte)

Beim anreizbasierten Ansatz werden dynamische Einspeiseentgelte genutzt, um einen Preisanreiz für eine Reduzierung der Engpassmengen zu setzen. Der Netzbetreiber würde vor dem Engpass ein positives dynamisches Netzentgelt auf jede eingespeiste Kilowattstunde erheben, solange der Engpass besteht. Dieses Entgelt ist bei der Bestimmung von Entschädigungszahlungen für etwaige verbleibende Engpassmanagementmaßnahmen zu berücksichtigen, da ansonsten die Anreizwirkung verlorenginge.

Je nach Höhe des dynamischen Netzentgeltes ergeben sich folgende Szenarien für den Erzeuger vor dem Engpass:

Szenario A (keine Änderung der Fahrweise auf Grund ungenügendem Anreiz): Ist das dynamische Entgelt zuzüglich der bisherigen Grenzkosten kleiner als der Verkaufserlös (Markterlös und ggf. Marktprämie) speist die EZA weiter ein. Sie zahlt dann das positive dynamische Netzentgelt für die beabsichtigte engpassbesetzte Einspeisung. Es muss aber infolge der vollständigen Vermarktung weiterhin die Einspeisung in Höhe des Engpasses abgeregelt werden. Eine Ausgleichszahlung würde aber um den Betrag des zuzahlenden dynamischen Entgeltes reduziert. Die Wirtschaftlichkeit der Anlage sinkt entsprechend. Hinter dem Engpass müsste weiterhin eine Alternativanlage hochgefahren werden und die Stromproduktion der engpassbasierten abregelten Menge zu den höheren Kosten übernehmen.

Durch die Zahlung des dynamischen Entgeltes erzielt der Netzbetreiber Einnahmen, die die unveränderten Engpassmanagementkosten mitfinanzieren. Im Extremfall könnten die Engpasskosten dadurch sogar überkompensiert werden. Dies ist sogar der Regelfall, wenn auch die Erzeugungsmenge „unterhalb“ der durch den Engpass gesetzten Grenze mit dem Entgelt belastet wird.

Szenario B (Änderung der Fahrweise mit ökonomisch idealer Wirkung): Ist der potenzielle Verkaufserlös (Markterlös und ggf. Marktprämie) geringer als das dynamische Entgelt zuzüglich der bisherigen Grenzkosten, kommt es nicht zur Einspeisung durch die

EZA. Sie vermeidet dadurch die Zahlung der dynamischen Netzentgelte. Die Verhaltensänderung ist dann ökonomisch ideal, wenn das dynamische Netzentgelt so kalibriert ist, dass die Einspeisung im Engpassgebiet um genau die Engpassmenge reduziert wird. Durch die Vermeidung der anteiligen Vermarktung dieser engpassverursachenden Strommenge entfallen auch die eigentlich anfallenden Engpassmanagementkosten. Hinter dem Engpass fallen aber Kosten für eine lokale Erzeugung an, die höher sind als die Kosten der Erzeugung vor dem Engpass. Diese Anlagen produzieren nunmehr deshalb Strom, weil sie auf Grund der „zusätzlichen“ Kosten engpassgelegener Anlagen am Großhandelsmarkt konkurrenzfähig werden. Die zusätzlichen Gesamtkosten für die Strombelieferung (der ehemaligen Engpassmenge) sinken aber aufgrund der geringeren Engpassmanagementkosten.

Szenario C: (Änderung der Fahrweise mit Überanreiz): Wenn das dynamische Netzentgelt zuzüglich der bisherigen Grenzkosten vor dem Engpass höher als der potenzielle Vermarktungserlös (Markterlös und ggf. Marktprämie) ist, besteht eine Gefahr, dass zu viel Erzeugungskapazität – mehr als für die Engpassbeseitigung notwendig wäre – heruntergefahren wird. Die in der Regel günstigen Kapazitäten vor dem Engpass werden dabei dann tendenziell mehr als nötig durch teurere Kapazitäten hinter dem Engpass ersetzt. Die Folge sind steigende Strompreise für alle Verbraucher und eine Minderung der Wirtschaftlichkeit der Erzeugungsanlage vor dem Engpass.

Weil PV- und Windenergieanlagen nahezu identische betriebliche Grenzkosten haben, hängt die Einsatzentscheidung der Anlagen in hohem Maße von der Differenz zwischen dem zu erwartenden Vermarktungserlös (Markterlös und ggf. Marktprämie) und dem Netzentgelt zuzüglich der bisherigen Grenzkosten ab: Solange das dynamische Netzentgelt zuzüglich der bisherigen Grenzkosten geringer als der zu erwartende Vermarktungserlös ist, wird die Erzeugungsanlage (analog der Option A oben) weiterhin voll einspeisen. Liegt hingegen das dynamische Netzentgelt zuzüglich der bisherigen Grenzkosten höher als der zu erwartende Vermarktungserlös, wird die Erzeugungsanlage zumindest theoretisch gar nicht mehr einspeisen. Ein Problem kann bestehen, wenn sich PV- und Windenergieanlagen mit sehr ähnlichen Marktprämien, die das gleiche Netzentgelt sehen, bei der zweiten vorgenannten Situation auch gleich verhalten. Dies zeigt, dass einer Gefahr von Überreaktionen entgegengewirkt werden sollte und exakt passgenaue Ausgestaltung herausfordernd ist. Daher stellt sich die Frage, auf welchem Wege die Treffgenauigkeit dynamischer Netzentgelte bei EE-Anlagen hinreichend hoch werden kann. In die Überlegungen sollte einbezogen werden, dass EE-Anlagen einem Förderregime unterliegen, das unterschiedliche Anreizschwellen generiert, je nach dem welchen anzulegenden Wert die Anlage auf Grund der Ausschreibungsergebnisse hat. Zudem können weitere wirtschaftliche Rahmenbedingungen hinzutreten und dazu führen, dass auch EE-Anlagen negative Grenzkosten stundenweise in Kauf nehmen (z. B. zur Vermeidung von Verschleiß und Dieselkraftstoffverbrauch für Trudetrieb oder aus Gründen der benötigten Wärmeenergieerzeugung bei Biogasanlagen), solange sich Stunden mit auskömmlichen Erlössituationen unmittelbar anschließen. Für konventionelle Erzeugungsanlagen ist zu berücksichtigen, dass diese je nach Erzeugungstechnologie unterschiedlich hohe betriebliche Grenzkosten haben und somit die Höhe des Netzentgelts, ab dem eine Erzeugungsanlage dann nicht mehr einspeisen würde, je nach Anlage ebenfalls unterschiedlich ist. Ähnliches gilt bei brennstoffgetriebenen EE-Anlagen und mit Abstrichen bei Geothermie- und Wasserkraftanlagen.

Wenn insoweit die Grenzkosten und eine mögliche Reaktion der Anlagen uneinheitlich ist, spricht dies aus Sicht der Beschlusskammer nicht gegen die Einführung dynamischer Netzentgelte. Denn insbesondere die skizzierte Besorgnis einer theoretisch möglichen Überreaktion des Marktes dürfte sich damit deutlich relativieren.

Dessen unbeachtet zieht die Beschlusskammer beim gegenwärtigen Stand der Meinungsbildung aus der Schwierigkeit, das Ergebnis einer Verhaltensänderung zu kalibrieren, den Schluss, mit einem eher vorsichtigen dynamischen Netzentgelt zu starten.

Auch bei den Netzentgelten mit Anreizfunktion für Einspeiser stellt sich die Frage nach der Anwendung auf der Verteilernetzebene. Dabei ist wie bei den entnahmeseitigen Netzentgelten zu unterscheiden, welche Netzengpässe als Auslöser für die Einführung von dynamischen Netzentgelten anzuwenden wären und der Frage, von welchen Netznutzern dynamische Netzentgelte gezahlt werden sollten.

Die Beschlusskammer tendiert dazu, dieses Thema bei den einspeiseseitigen Netzentgelten und den entnahmeseitigen Netzentgelten tendenziell in gleicher Weise anzugehen.

Das bedeutet: Auslöser für die Einführung von Netzentgelten mit Anreizfunktion sollten Engpässe auf Übertragungsnetzebene und bei Bedarf Engpässe in den höheren Spannungsebenen der Verteilnetzbetreiber sein. Die Zahl der Verteilernetzbetreiber mit hohen Engpassmanagementkosten ist glücklicherweise noch beschränkt. Auf Spannungsebenen unterhalb der Umspannebene zur Mittelspannung dürfte der Aufwand zur (täglichen) Engpassidentifizierung und Umsetzung in ein dynamisches Preisentgelt derzeit noch zu hoch sein im Verhältnis zu den anreizbaren Verhaltensänderungen. Darüber hinaus sind auf diesen Netzebenen Netzausbaumaßnahmen deutlich schneller und so kostengünstig zu erreichen, dass es der Einführung von dynamischen Einspeisernetzentgelten nicht zwingend bedarf.

Die Frage, welche einspeisenden Netznutzer ein dynamisches Netzentgelt zahlen sollten, ist ebenfalls parallel zum Fall der entnehmenden Netznutzern zu beantworten: Grundsätzlich alle Netznutzer, deren Verhalten einen Einfluss auf den Engpass bzw. dessen Umfang haben kann. Damit müssen aus Sicht der Beschlusskammer auch die der engpassbehafteten Netzebene nachgelagerten Netzebenen das Netzpreissignal durchreichen und die hier für sinnvoll erachteten dynamischen Arbeitsentgelte erheben.

Fragen

- Wie genau muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, um netzdienliches Verhalten (d.h. Engpassvermeidung) von Einspeisern effektiv und effizient anzureizen?
- Wird die Einschätzung geteilt, dass die Engpassmanagementkosten genutzt werden können und sollen, um Netzentgelte mit Anreizfunktion mit einem sinnvollen ökonomischen Hebel bilden zu können?
- Wie muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, ohne (in einer Lernphase) Einfluss auf die Vermarktung der Erzeugungsanlagen auszuüben, aber dennoch den Zielen der Anreizfunktion gerecht zu werden?
- Wie schnell kann bei Einspeisern mit einem dynamischen Arbeitspreis gestartet werden? Wie bei Speichern auch 2029, weil bei dieser Netznutzergruppe ebenfalls die Voraussetzung der 1/4-h-genauen Messung bereits gegeben ist?
- Wie sollte eine Koordination mit den Redispatch-Prozessen aussehen, um einen widerspruchsfreien Anreiz zu schaffen?
- Wie stark soll die Regionalisierung der dynamischen Entgelte erfolgen, um zielgenaue Signale für den Betrieb von EE-Anlagen zu senden?
- Insbesondere in unteren Spannungsebenen kann davon ausgegangen werden, dass die derzeit vermehrt bestehenden Engpässe als eher temporär und vergleichsweise kurzfristig behebbar anzusehen sind. Damit stellt sich die Frage, ob die Einführung eines komplexen

Systems von dynamischen Einspeiseentgelten zur Adressierung von Engpässen auch auf diesen Spannungsebenen sinnvoll ist?

- Bedarf es eines vorzeichengerechten dynamischen Preissignals beiderseits des Engpasses, um hinter dem Engpass zusätzliche Erzeugung anzureizen?
- Welche Optionen für die Einführung von Einspeiseentgelten halten sie für vorzugswürdig:
 - Option 1: Fokus auf Anreizfunktion zur bewussten Verhaltensänderung durch wirkmächtige dynamische Netzentgelte auch auf die Gefahr von Überreaktionen hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Senkung der dynamischen Netzentgelte?
 - Option 2: Dynamisches Netzentgelt mit geringer Anfangshöhe in der Einführungs- und Lernphase auch auf die Gefahr einer unvollständigen Engpassentlastung hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Anhebung der dynamischen Netzentgelte?