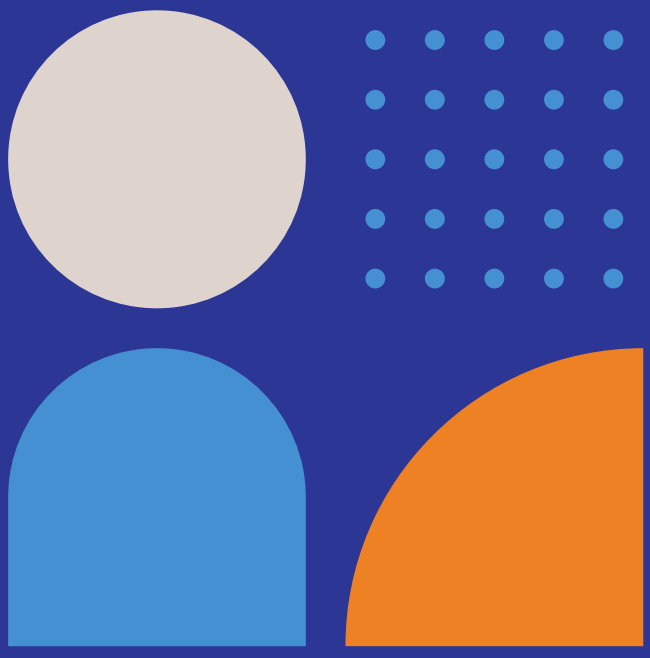
Netze BW

Stellungnahme zum Sachstandspapier Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur

Stuttgart, 27.03.2026



Ein Unternehmen der EnBW

Stellungnahme der Netze BW
zum Sachstandspapier Einspeiseentgelte:
Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung und Zusammenfassung 1

2 Sachstand 2

3 Finanzierungsfunktion 3

4 Anreizfunktion 8

Stellungnahme der Netze BW
zum Sachstandspapier Einspeiseentgelte:
Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur

1 Einleitung und Zusammenfassung

Die Bundesnetzagentur hat am 20. Februar 2026 im Rahmen des Festlegungsverfahrens AgNes (GBK-25-01-1#3) ein weiteres Sachstandspapier vorgelegt. Dieses widmet sich der Thematik der Einspeiseentgelte und der Frage, inwiefern Einspeiser an den Netzkosten beteiligt werden könnten. Zum vorliegenden Sachstandspapier kann bis zum 27. März 2026 Stellung genommen werden. Diese Möglichkeit nehmen wir gerne wahr.

Gemäß dem Papier erachtet die Bundesnetzagentur eine Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten als eine wünschenswerte Option. Bei den Einspeiseentgelten könnten ebenso grundsätzlich Netzentgelte mit Finanzierungs- sowie Anreizfunktion in Betracht kommen. Im Hinblick auf die Finanzierungsfunktion schlägt die Bundesnetzagentur einen Kapazitätspreis auf Basis der vertraglich vereinbarten Kapazität vor. Für die Anreizfunktion soll das Modell aus den Orientierungspunkten zu Dynamischen Netzentgelten auch bei den Einspeisern Anwendung finden. Demnach würden auch Einspeiser ein entsprechendes Day-Ahead Netzpreissignal bei Engpasssituation erhalten. Darüber hinaus greift die Behörde in den Orientierungspunkten das Thema des Bestandsschutzes auf. Zudem bewertet die Behörde einen Baukostenzuschuss für Einspeiser positiv, da dieser eine kapazitätsdisziplinierende Funktion übernehmen könnte.

Die Einführung von Einspeiseentgelten wird von Netze BW im Ergebnis als nicht zielführend angesehen. Weder ist eine ausreichende Lenkungswirkung erkennbar noch wird deutlich, inwiefern systemische Kosteneinsparungen erzielt werden können, während gleichzeitig erhebliche zusätzliche Aufwände für Netzbetreiber entstehen. Insbesondere das von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Modell dynamischer Entgelte wird aufgrund der fraglichen Zielerreichung, hoher Prognoseunsicherheiten, des hohen Umsetzungsaufwands sowie der mangelnden Erlösstabilität abgelehnt. Stattdessen sieht Netze BW in einem einmaligen, regional differenzierten Baukostenzuschuss für Einspeiser sowie ergänzend in flexiblen Netzanschlussverträgen geeignete Instrumente, um wirksamere Anreize bei Anschlussdimensionierung und Standortwahl zu setzen und Netzrestriktionen praktikabel zu adressieren. Wir unterstützen daher die Überlegungen der Bundesnetzagentur Einspeiser über den Baukostenzuschuss zukünftig an den Netzkosten zu beteiligen. Gleichzeitig erscheint eine ganzheitliche Betrachtung der im AgNes-Prozess diskutierten Netzentgeltmodelle erforderlich, um zusätzliche Komplexität und Akzeptanzprobleme bei Netznutzern zu vermeiden.

Zu den im Sachstandpapier gestellten Fragen der Bundesnetzagentur nimmt die Netze BW im Folgenden zu ausgewählten, aus unserer Sicht zentralen Aspekten Stellung.

Zusammenfassung der zentralen Punkte der Netze BW

- Netze BW erachtet die Einführung von Einspeiseentgelten als nicht zielführend, da mit den angedachten Netzentgeltkomponenten eine Lenkungswirkung unterbleibt und es nicht ersichtlich ist, wo dadurch systemische Einsparungen erzielt werden können.

- Netze BW ist der Auffassung, dass sowohl im Hinblick auf die Netzentgeltkomponenten der Finanzierungsfunktion als auch verstärkt bei der Anreizfunktion hohe zusätzliche Aufwände beim Netzbetreiber entstehen, die einem fragwürdigen Nutzen gegenüberstehen.

- Das von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Modell der dynamischen Entgelte wird von Netze BW, aufgrund der unzureichenden Zielerreichung, der Prognoseunsicherheit, des außerordentlich hohen Aufwands, der regional unterschiedlichen Belastung sowie der fraglichen Erlösstabilität für die Netzbetreiber abgelehnt. Dies gilt auch für dynamische Netzentgelte für Einspeiser.

- Netze BW sieht stattdessen in einem einmaligen sowie regional differenzierten Baukostenzuschuss (BKZ) der Einspeiser einen Ansatz, um bessere Anreize bei der Anschlussdimensionierung sowie bei der Standortwahl in Deutschland zu setzen.

- Nach Auffassung der Netze BW kann zudem ein alternativer und ergänzender Ansatz in flexiblen Netzanschlussverträgen (FCAs) in Verbindung mit einer Rabattierung des BKZ liegen.

- Darüber hinaus sieht Netze BW die Notwendigkeit, ganzheitlich über die bisherigen Vorschläge der Netzentgeltkomponenten im AgNes-Prozess zu reflektieren: Manche Kundengruppen sind potenziell mit unterschiedlichen Netzentgeltmodellen sowie -komponenten konfrontiert, was die Komplexität und den Aufwand der Netzbetreiber erhöht und die Akzeptanzbereitschaft der Netznutzer verringert. Dies sollte im weiteren Prozess ausreichend von der Behörde berücksichtigt werden.

2 Sachstand

Die Bundesnetzagentur hält im Rahmen der Orientierungspunkte eine Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten für eine grundsätzlich sinnvolle Option. Dabei kommen Netzentgelte in Betracht, die sowohl eine Finanzierungsfunktion für die Netzinfrastruktur als auch eine Anreizfunktion für ein netzdienliches Verhalten von Einspeisern erfüllen sollen.

Bei der Finanzierungsfunktion strebt die Behörde die Einführung eines kapazitätsbasierten Entgelts zur Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten an. Diese Komponente soll perspektivisch ab 2029 eingeführt werden. Aus Sicht der Behörde erfüllen Kapazitätspreise zwei zentrale Funktionen. Erstens ermöglichen sie eine planbare und stabile Finanzierung von Netzkosten. Zweitens können sie über ihre kapazitätsdisziplinierende Wirkung zu einer effizienteren Dimensionierung von Netzanschlüssen beitragen. Gleichzeitig gelten sie aus Sicht der Bundesnetzagentur als

weitgehend marktkonform, da sie die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung nicht beeinflussen würden. Jedoch soll sich im Unterschied zu dem angedachten Grundmodell für Verbraucher das Kapazitätsentgelt für Einspeiser unmittelbar auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität beziehen. Ein weiterer Unterschied zum Grundmodell für Verbraucher ist der Verzicht auf ein arbeitspreisbasiertes Netzentgelt für Einspeiser als Finanzierungsinstrument. Die Finanzierungskomponente soll vielmehr allein über kapazitätsbezogene Entgelte erfolgen.

Bei der Anreizfunktion präferiert die Bundesnetzagentur nach dem aktuellen Diskussionsstand eine Einführung dynamischer Netzentgeltkomponenten für Einspeiser wie sie auch in den Orientierungspunkten zu dynamischen Netzentgelten beschrieben wird. Eine Umsetzung wird – vorbehaltlich der praktischen Umsetzbarkeit – perspektivisch ab dem Jahr 2029 angestrebt. Hinsichtlich der potenziellen Auswirkungen soll die Einführung zunächst mit einer niedrigen Anfangshöhe erfolgen. Eine vollständige Engpassentlastung soll daher zu Beginn nicht im Vordergrund stehen. Vielmehr soll zunächst empirisch untersucht werden, in welchem Umfang Erzeuger auf Netzpreissignale reagieren und welche Flexibilitätspotenziale durch dynamische Netzentgelte mobilisiert werden können.

In den Orientierungspunkten geht die Bundesnetzagentur auch auf Fragen des Vertrauensschutzes für bestehende Einspeiser ein. Grundsätzlich gelte zwar, nach Auffassung der Bundesnetzagentur, auch hier der allgemeine regulatorische Grundsatz, dass kein schutzwürdiges Vertrauen auf den Fortbestand einer günstigen Rechtslage bestehe, insbesondere im Hinblick auf die bisherige Regelung des § 15 StromNEV. Eine differenzierte Betrachtung könne jedoch für Investitionen erforderlich sein, die im Rahmen staatlich organisierter Ausschreibungsverfahren unter der Annahme stabiler regulatorischer Rahmenbedingungen erfolgt sind.

Als ergänzendes Lenkungs- und Finanzierungsinstrument befürwortet die Bundesnetzagentur zudem die Einführung eines Baukostenzuschusses für Einspeiser. Dieser soll bereits beim Netzanschluss eine kapazitätsdisziplinierende Wirkung entfalten.

3 Finanzierungsfunktion

Fragen der Bundesnetzagentur

- 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?

Im Hinblick auf die Netznutzung der Einspeiser und der damit verbundenen Kosten, ist es fragwürdig, welche Kosten man den Einspeisern überhaupt zuordnen soll. Ganz grundsätzlich ist dies ein offener und zentraler Punkt in den Orientierungspunkten der Bundesnetzagentur. Bei den genannten Kostenpositionen entstehen kritische Abgrenzungsfragen zum Verbraucher. Bevor jedoch solche Fragen aufgeführt und diskutiert werden, ist zunächst der Aufwand und der Nutzen des vorgeschlagenen Einspeiseentgeltes vertiefend in den Blick zu nehmen. Unserer Auffassung

nach ist nicht ersichtlich, wo die systemischen Einsparungen durch die Einführung von Einspeiseentgelten erzielt werden. Denn sowohl im Hinblick auf die Finanzierungsfunktion als auch verstärkt bei der Anreizfunktion entstehen hohe zusätzliche Aufwände beim Netzbetreiber, die einem fragwürdigen Nutzen gegenüberstehen.

Insgesamt ist das potenzielle Erlösvolumen als gering einzuschätzen.

Zum einen ist zu berücksichtigen, dass ein Teil der Anlagen, die in naher Zukunft aus der EEG-Förderung fallen, künftig nicht mehr als Volleinspeiser agieren wird. Anlagenbetreiber werden ihre Einspeisemengen nach Auslaufen der Förderung vermehrt ganz oder zumindest anteilig selbst verbrauchen. Da gemäß dem Vorschlag der Bundesnetzagentur Einspeiseentgelte, so sie denn eingeführt werden, ausschließlich für Volleinspeiser erhoben werden, reduziert sich dadurch folglich die Anzahl der entgeltpflichtigen Anlagen.

Zum anderen ist je nach Auslegung des Bestandschutzes davon auszugehen, dass die zusätzlichen Erlöse nur sehr moderat ausfallen werden, da die Anzahl jährlich neu hinzukommender Volleinspeiser gering ist.

Die tatsächliche Höhe der erzielbaren Erlöse hängt jedoch maßgeblich davon ab, welche Anlagen konkret mit Einspeiseentgelten belastet würden. Aus dem vorliegenden Orientierungspunktepapier geht allerdings keine eindeutige Definition hervor. So ist nach wie vor unklar, ob ausschließlich volleinspeisende RLM-Anlagen entgeltpflichtig wären oder auch kleinere SEP-Anlagen einbezogen würden. Zwar verweist die Regulierungsbehörde auf die Einführung einer Bagatellgrenze, gibt hierzu aber keine Leistungsgrenze vor, nach der Kleinanlagen von der Entgeltpflicht ausgenommen würden. Je nach Definition ergibt sich somit eine erhebliche Bandbreite – im Fall von Netze BW von wenigen tausend bis hin zu einer rund sechsstelligen Anzahl potenziell betroffener Anlagen. Allerdings bleibt das erzielbare Erlösvolumen, selbst bei Annahme der oberen Grenze dieser Bandbereite, also einer sehr weit gefassten Definition von Volleinspeisern, im Verhältnis zur Erlösobergrenze äußerst überschaubar.

Dem vergleichsweise geringen Erlöspotenzial steht nach Einschätzung von Netze BW ein nicht zu vernachlässigender Umsetzungs- und Betriebsaufwand gegenüber, der die potenziellen Zusatzerlöse durch Erhebung von Einspeiseentgelten schmälern wird. Konkret erfordert die Einführung von Einspeiseentgelten im Abrechnungskontext die Etablierung eines neuen Sachverhalts „Netznutzung“ mit entsprechenden Prozessen und Systemanpassungen. Hierzu zählen bereits, allein mit Blick auf die Entgelte mit Finanzierungsfunktion, insbesondere:

- Identifizierung der entgeltpflichtigen Einspeiser (u.a. Definition Volleinspeiser, Bagatellgrenze)
- Ggf. Differenzierung zwischen Neu- und Bestandsanlagen
- Erweiterung der Abrechnungslogiken und entsprechender Formulare (bislang wird nur EEG-/KWK-Vergütung berücksichtigt)

- Aufbau neuer Abrechnungslogiken für alle Volleinspeiser, also auch für sonstige Direktvermarkter (ohne Anspruch auf Marktprämie) und ausgeförderte Anlagen, für die bislang keine oder nur eine vereinfachte Rechnung zwecks Mengennachweis erstellt wurde, da sie keine EEG- oder KWK-Vergütung erhalten.

- Erweiterung des Kundenportals

- Aufbau von Fachwissen im Kundensupport

Neben dem initialen Umsetzungsaufwand entsteht auch im laufenden Betrieb ein Zusatzaufwand, beispielsweise im Hinblick auf das Forderungsmanagement: Wenn nur eine Rechnung für EEG-/KWK-Vergütung und Netznutzung erstellt wird und die beiden Sachverhalte miteinander verrechnet werden, muss geklärt werden, wie die Korrektur im Rahmen des Forderungsmanagementprozesses durchgeführt werden soll. Aufgrund der unterschiedlichen Verjährungsfristen für EEG-Vergütung (2 Jahre) bzw. Netzentgelte (3 Jahre) kann es bei Rückforderungen zur Konfliktsituation kommen. Die Umsetzung entsprechender (automatisierter) Prozesse ist komplex und in der Einführungsphase voraussichtlich fehleranfällig. Daraus resultiert ggf. ein erhöhter Aufwand für die Fehlerbearbeitung und den damit einhergehenden zusätzlichen Klärungsbedarf im Kundenkontakt.

Für den Aufwand zur Einführung und Abwicklung dynamischer Netzentgelte auch für Einspeiser verweisen wir auf die Ausführungen in unseren bisherigen Stellungnahmen im AgNES-Prozess, insbesondere auf die Stellungnahme vom 27. Februar 2026 zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponenten.

- 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 Einspeisenetzentgelten auf die Strompreisbildung zu erwarten? Welche Wirkungen sind für Import- und Exportmengen zu erwarten? Werden Stromexporte verteuert?

Aufgrund unserer Marktrolle als Verteilnetzbetreiber sehen wir von einer Antwort ab.

- 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 Finanzierungsbeteiligung zu gewährleisten (vgl. Orientierungspunkte zu den Entgeltkomponenten)?

Zunächst sollte von der Bundesnetzagentur geklärt werden, was genau sie unter „volleinspeisende" Erzeugungsanlagen versteht und wie dieser Begriff abgegrenzt wird, d.h. insbesondere ab wann eine Erzeugungsanlage als volleinspeisend betrachtet werden kann oder nicht.

Ungeachtet dessen, ist in diesem Kontext auch zu erwähnen, dass Prosumer nicht nur in der Niederspannung angeschlossen sind und Einspeiser zukünftig mit unterschiedlichen

Netzentgeltmodellen sowie -komponenten begegnet werden könnten. Es ist hierbei unbedingt das Zusammenspiel und die Komplexität der bisher diskutierten Netzentgeltkomponenten zu berücksichtigen: Die aktuell diskutierten Einzelregelungen der Bundesnetzagentur würden ein hochgradig komplexes Zusammenspiel verschiedener Netzentgeltkomponenten erzeugen, darunter Einspeisenetzentgelte, Kapazitätsentgelte mit Überschreitungspreisen (AP2), Entgelte für Prosumer, spezifische Netzentgelte für mobile Speicher sowie zeitvariable Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß §14a Modul 3. Etwaige Auswirkungen im Hinblick auf den entstehenden Aufwand und Anreize müssen nunmehr gesamthaft betrachtet und sorgfältig abgewogen werden.

Wir weisen zudem an dieser Stelle nochmals darauf hin, dass nach Einschätzung von Netze BW im Ergebnis die Einführung von Einspeiseentgelten nicht als zielführend angesehen wird. Vielmehr sollte die Einführung von Baukostenzuschüssen für Einspeiser angestrebt werden.

- Ist es in einem einheitlichen Stromgroßhandelsmarkt vorstellbar, neue Anlagen und Bestandsanlagen, die einen Vertrauensschutz genießen, unterschiedlich zu behandeln?

Ja, es ist nach unserer Auffassung vorstellbar, dass neue und bereits bestehende Erzeugungsanlagen unterschiedlich behandelt werden. Eine Differenzierung zwischen bestehenden und neuen Anlagen ist im Energierecht auch kein ungewöhnliches Instrument. So hat der Gesetzgeber beispielsweise im Rahmen des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG) die Vergütung vermiedener Netzentgelte für Neuanlagen abgeschafft, während Bestandsanlagen weiterhin Ansprüche behalten haben. Neue Anlagen mit volatiler Erzeugung erhielten bereits ab 2018 (also ein halbes Jahr nach Inkrafttreten des NEMoG) keine Vergütung mehr, da sie aufgrund ihrer schwankenden Einspeisung keinen verlässlichen Beitrag zur Reduzierung von Netzkosten leisten würden. Das Beispiel zeigt, dass regulatorische Anpassungen regelmäßig mit Bestandsschutzmechanismen kombiniert werden.

- Wie sind die Gesamtwirkungen von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zu bewerten?

Einspeiseentgelte stellen zusätzliche Kosten für Einspeiser dar und haben deshalb Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. In welchem Maße die Wirtschaftlichkeit betroffen ist, bemisst sich an unterschiedlichen Kriterien. Nach unserer Einschätzung wären die Erzeuger und Händler die Akteure, die über ihre Strommarktmodelle u.a. die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit entsprechend modellieren und abbilden könnten, wobei die Komplexität hierbei nicht unterschätzt werden darf. Neben diesen Auswirkungen, sollten auch die Auswirkungen auf den Strommarkt sowie die Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Handel, auf das Dispatching von Kraftwerken, auf den Förderbedarf über andere gesetzliche Regelungen wie EEG und KWKG sowie die Kosten für die Netzreserve berücksichtigt und tiefergehend analysiert werden.

Baukostenzuschüsse für Einspeiser

Im Abgleich mit Einspeiseentgelten gelangt Netze BW zu dem Ergebnis, dass ein einmaliger Baukostenzuschuss für Einspeiser deutliche Vorzüge hätte, um Akzeptanz zu gewährleisten und den Aufwand zu begrenzen. Gleichzeitig trägt ein Baukostenzuschuss maßgeblich dazu bei, dass Anschlusspetenten die Kosten aus der Anschlussdimensionierung in ihr Entscheidungskalkül miteinbeziehen. Dies kann einen wichtigen Beitrag leisten, um bessere Anreize bei der Anschlussdimensionierung, insbesondere bei der Überbauung von Netzanschlüssen, zu setzen. Zudem handelt es sich bei dem Baukostenzuschuss um eine einmalige und damit aus Investorensicht planbare Größe. Dies dürfte bei den Investoren in EE-Anlagen zu mehr Planungssicherheit führen und damit auch die Kosten für den Ausbau von EE-Erzeugungsleistung reduzieren. Aus Netzbetreiberperspektive kann die zusätzliche Vereinnahmung von Baukostenzuschüssen einen Beitrag zur Finanzierung des Aus- und Umbaus der Verteilnetze leisten und kommt über die Auflösungsdauer den anderen Netzkunden durch die entgeltdämpfende Wirkung zugute.

Des Weiteren kann eine regional differenzierte Erhebung eines BKZ für Einspeiser Anreize für die Dämpfung von Netzausbau setzen. Ziel einer solchen Regionalisierung wäre es, standortbezogene Preissignale zu setzen, die im Entscheidungskalkül berücksichtigt werden können. Im Idealfall würden diese Preissignale in der Folge die Investitionsentscheidungen so lenken, dass Erzeugungsanlagen dort errichtet werden, wo sie möglichst netzdienlich sind und somit die Gesamtkosten des Systems minimiert werden.

Ein Ansatzpunkt für die Regionalisierung des BKZ findet sich bei den Übertragungsnetzbetreibern, die bei der Ermittlung der Höhe des BKZ für Bezugskunden eine regional abgestufte Differenzierung vornehmen können. Ausschlaggebend sind hierbei die Auswirkungen, die sich durch zusätzliche Lasten an den jeweiligen Netzanschlusspunkten auf die Engpassmanagementmengen und die daraus resultierenden Netzausbaukosten ergeben. Diese Systematik könnte man auch spiegelbildlich auf die Einspeisung übertragen. Eine weitere, darüber hinaus gehende regionale Differenzierung innerhalb des Verteilnetzes ist grundsätzlich mit praktischen Herausforderungen verbunden. Während die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der geringeren Anzahl an Netzanschlusspunkten bzw. Netzverknüpfungspunkten und wesentlich besseren Prognosemöglichkeiten die Auswirkungen auf Engpassmanagementmengen und etwaige Netzausbaukosten vergleichsweise präzise abschätzen können, ist dies in Verteilnetzen mit einer Vielzahl dezentraler Einspeiser nur eingeschränkt möglich. Daher sollte es auf Ebene der Verteilnetze keine pauschale Verpflichtung für regional differenzierte Baukostenzuschüsse innerhalb des Verteilnetzbetreibers geben, sondern diese vielmehr als Option zur Verfügung stehen.

Darüber hinaus weist Netze BW darauf hin, dass neben einem regional differenzierten Baukostenzuschuss weitere Faktoren über die Standortwahl und die damit zusammenhängende Investitionsentscheidung ausschlaggebend sind. Zu diesen Faktoren zählen beispielsweise Aspekte wie die Flächenverfügbarkeit oder planungsrechtliche Vorgaben.

Bei der Ausgestaltung eines BKZ für Einspeiser sollte auch die Wechselwirkung zum Bezugs-BKZ beachtet werden. Nach Einschätzung von Netze BW ist die Erhebung eines Bezugs- als auch eines Einspeise-BKZ am selben Netzanschluss/-verknüpfungspunkt nicht zielführend. Sofern bereits für die Bezugsseite ein BKZ entrichtet worden ist oder die Leistung von der Freigrenze erfasst ist, sollte dieser auch bei der Einspeisung berücksichtigt werden.

Wenn bei Netzbetriebsmitteln die freie Anschlusskapazität netzplanerisch auf Null erschöpft ist, muss bei weiteren Netzanschlussbegehren unverzüglich das Netz ausgebaut werden. Alternativ ist es aber möglich, ein Angebot für einen dauerhaften statischen oder dynamischen FCA zu unterbreiten. Der Anlagenbetreiber akzeptiert bei Vertragsunterzeichnung Restriktionen seiner Fahrweise und verzichtet auf sein Recht auf Netzausbau, was sich unmittelbar auf die Höhe der Netzausbaukosten auswirkt. Die Bereitschaft zu einer dauerhaften netzverträglichen Fahrweise sollte über eine starke Rabattierung des Einspeiser-BKZs angereizt werden. Die Rabattierung sollte sich dabei an den Einschränkungen für den Anlagenbetreiber orientieren und kann auch eine Rabattierung auf null vorsehen. Eine Kündigung des dauerhaften FCA muss mit einer vollumfänglichen Erhebung des BKZ verbunden sein.

Für weitere Ausführung zum Baukostenzuschuss und deren Ermittlung verweisen wir auf die Netze BW Stellungnahme zum Sachstandspapier Netzentgeltkomponenten vom 16. Januar 2026. Die dort getroffenen Aussagen lassen sich nach unserer Einschätzung auch auf die Einspeiseseite übertragen.

4 Anreizfunktion

Fragen der Bundesnetzagentur

- Wie genau muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, um netzdienliches Verhalten (d.h. Engpassvermeidung) von Einspeisern effektiv und effizient anzureizen?

Wie bereits in unserer Stellungnahme vom 27. Februar 2026 zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponenten dargelegt, lehnen wir den Vorschlag der Bundesnetzagentur einer dynamischen Arbeitspreiskomponente, die das Ziel der Reduzierung von Engpässen verfolgt, entschieden ab. Mit diesem vorgeschlagenen Modell der Dynamisierung von Netzentgelten wird das intendierte Ziel nicht erreicht und es geht gleichzeitig mit einem außerordentlichen operativen Aufwand und Risiken einher.

Dies gilt auch in Bezug auf ein dynamisches Netzentgelt für Einspeiser. Insbesondere wird die Ablehnung weiter dadurch verstärkt, dass die Effekte einer dynamischen Netzentgeltkomponente für Einspeiser überhaupt nicht eindeutig sind und auch Überreaktionen – wie die Bundesnetzagentur in Szenario C selbst beschreibt – eine ungewünschte Folgewirkung sein können. Ein „Ausprobieren“ und „Herantasten“ halten wir vor dem Hintergrund der damit

einhergehenden Aufwände bzgl. Abrechnungsprozesse, Marktkommunikation und IT-Umstellungen nicht für zielführend.

- Wird die Einschätzung geteilt, dass die Engpassmanagementkosten genutzt werden können und sollen, um Netzentgelte mit Anreizfunktion mit einem sinnvollen ökonomischen Hebel bilden zu können?

Netze BW lehnt den Vorschlag der Bundesnetzagentur einer dynamischen Arbeitspreiskomponente, die das Ziel der Reduzierung von Engpässen verfolgt, entschieden ab. Dies gilt auch in Bezug auf ein dynamisches Netzentgelt für Einspeiser und macht die Frage nach den zu berücksichtigenden Kosten daher obsolet.

- 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?

Die Fragestellung erscheint in ihrer derzeitigen Form widersprüchlich. Dynamische Netzentgelte für Einspeiser verfolgen grundsätzlich das konzeptionelle Ziel, über Preissignale das Einspeiseverhalten von Erzeugungsanlagen – insbesondere die Gebotsmenge und den Zeitpunkt der Einspeisung – zu beeinflussen.

Soll hingegen in einer Lernphase explizit vermieden werden, dass Netzentgelte Einfluss auf die Vermarktung der Erzeugungsanlagen nehmen, würde dies faktisch bedeuten, auf anreizwirksame Netzentgeltkomponenten für Einspeiser zu verzichten. Ein Verzicht auf Einspeiseentgelte wäre wegen den bereits genannten Punkten ohnehin vorzugswürdig.

Wie bereits erwähnt, lehnen wir insbesondere den Vorschlag der Bundesnetzagentur einer dynamischen Arbeitspreiskomponente, die das Ziel der Reduzierung von Engpässen verfolgt, entschieden ab. Dies gilt auch in Bezug auf ein dynamisches Netzentgelt für Einspeiser. Obendrein sei in diesem Zusammenhang nochmals verdeutlicht, dass die zu implementierenden Abwicklungsprozesse beim Netzbetreiber und der damit einhergehenden Erhöhung des Aufwands und im Speziellen der Komplexität unabhängig von der Höhe des vermeintlichen dynamischen Netzentgelts für Einspeiser entstehen.

Zudem waren in diesem Zusammenhang die Aussagen der Bundesnetzagentur und des Gutachters Consentec beim Expertenaustausch zur Beteiligung der Einspeiser am 20. Februar 2026 dahingehend ziemlich eindeutig, dass man nicht genau wisse, wie die Höhe des dynamischen Netzentgeltes zu Beginn festgelegt werden müsse. Ein „Herantasten“, weil zunächst Informationen zu Sensitivitäten bzw. Preiselastizitäten fehlen, halten wir vor dem Hintergrund des damit einhergehenden Aufwands bei Einspeiser und Netzbetreiber nicht für zielführend.

- 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 bereits in unserer Stellungnahme vom 27. Februar 2026 zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponenten dargelegt, lehnen wir den Vorschlag der Bundesnetzagentur einer dynamischen Arbeitspreiskomponente, die das Ziel der Reduzierung von Engpässen verfolgt, entschieden ab.

Dies gilt auch in Bezug auf ein dynamisches Netzentgelt für Einspeiser. Selbst wenn die Bundesnetzagentur dennoch die Einführung erwägt, ist das Jahr 2029 wegen den weitreichenden Umstellungen absolut unrealistisch. Wir appellieren daher nochmals sehr deutlich an die Bundesnetzagentur, von diesen Überlegungen Abstand zu nehmen.

- Wie sollte eine Koordination mit den Redispatch-Prozessen aussehen, um einen widerspruchsfreien Anreiz zu schaffen?

Für einen widerspruchsfreien Anreizmechanismus wäre zunächst eine präzise und qualitativ hochwertige Day-Ahead-Engpassprognose erforderlich. Wie bereits in unserer Stellungnahme vom 27. Februar 2026 zum Sachstandspapier „Dynamische Netzentgeltkomponenten“ dargelegt, ist eine Engpassprognose mit diesem zeitlichen Vorlauf mit erheblichen Unsicherheiten behaftet und dürfte sich perspektivisch aufgrund der zunehmenden Volatilität der Einspeisung auch nicht wesentlich verbessern.

Selbst bei einer hypothetisch ausreichenden Prognosequalität würde das Konzept erhebliche zusätzliche Anforderungen an die Redispatch-Prozesse stellen. Insbesondere wäre eine deutlich intensivere Kommunikations- und Informationsstruktur zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern erforderlich. Netzbetreiber müssten fortlaufend Kenntnis über das beabsichtigte Einspeiseverhalten der Anlagenbetreiber – etwa als Reaktion auf Preissignale oder andere Einflussfaktoren – erhalten, um innerhalb des Redispatch-Prozesses intraday geeignete Maßnahmen treffen zu können.

Eine derart enge Verzahnung der Prozesse erscheint jedoch äußerst komplex. Bereits die bestehenden Redispatch-Prozesse sind teilweise mit operativen Unsicherheiten verbunden. Zusätzliche Komplexität würde diese Unsicherheiten voraussichtlich weiter erhöhen. Insgesamt ist daher festzuhalten, dass das Modell dynamischer Netzentgelte in der vorgeschlagenen Form nicht tragfähig erscheint und bestehende Prozesse erheblich belasten würde.

- Wie stark soll die Regionalisierung der dynamischen Entgelte erfolgen, um zielgenaue Signale für den Betrieb von EE-Anlagen zu senden?

Um die lokalen Netzsituationen mit hinreichender Genauigkeit abbilden zu können, bedarf es einer hohen regionalen Differenzierung. Das von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Modell der

hochkomplexen dynamischen Entgelte wird jedoch von Netze BW aufgrund der unzureichenden Zielerreichung, der Prognoseunsicherheit, des außerordentlich hohen Aufwands, der regional unterschiedlichen Belastung sowie der fraglichen Erlösstabilität für die Netzbetreiber abgelehnt. Dies gilt auch für dynamische Netzentgelte für Einspeiseanlage.

- Bedarf es eines vorzeichengerechten dynamischen Preissignals beiderseits des Engpasses, um hinter dem Engpass zusätzliche Erzeugung anzureizen?

Für die theoretische Beurteilung bedürfte es einer genaueren Kenntnis über die geplante Modellparametrierung. Diese liegt zum aktuellen Zeitpunkt weiterhin nicht vor. Denn die Fragestellung bedingt eine Antwort auf die Frage, wie sich das Gebots- und damit auch das Erzeugungsverhalten von Erzeugern in einer einheitlichen Gebotszone bei dynamischen Netzentgelten verändern würde. Seitens der Netzbetreiber kann daher keine Antwort hierzu erfolgen.

Die Frage kann aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass selbst bei einer Reaktion der Marktteilnehmer, weiterhin die oben erwähnten Probleme, insbesondere die Prognoseunsicherheit beim Redispatch und der außerordentliche Aufwand vorhanden sind. Eine Einführung von dynamischen Netzentgelten würde also erwartbar das gesetzte Ziel – Reduktion des Redispatchaufwands - nicht erreichen und gleichzeitig einen enormen und kostenintensiven Aufwand mit sich bringen.

- 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 unvollständige Engpassentlastung hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Anhebung der dynamischen Netzentgelte?

Wie bereits erwähnt, würden in beiden Optionen die zu implementierenden Abwicklungsprozesse beim Netzbetreiber und der damit einhergehenden Erhöhung des Aufwands und im Speziellen der Komplexität entstehen. Die Frage zeigt aber auch, dass eine Unsicherheit im Hinblick auf die Verhaltensänderung der Einspeiser besteht, was große Marktverwerfungen nach sich ziehen kann. Die Bundesnetzagentur sollte sich dessen bewusst werden und Abstand zu einem solch unsicheren Instrument nehmen.

Zu diesem Aspekt kommt noch eine weitere Unsicherheit hinzu. Wie bereits in unserer Stellungnahme vom 27. Februar 2026 zum Sachstandspapier Dynamische Netzentgeltkomponenten dargelegt, besteht eine große Prognoseunsicherheit bei der Engpassprognose. Mit diesen Prognoseunsicherheiten in Verbindung mit der Entwicklung eines fluktuierenden, von Erneuerbaren Energien dominierten Systems, sind die dynamischen Entgelte wie von der

Bundesnetzagentur vorgeschlagen nicht wirkungsvoll. Denn es kann hierbei zu unerwünschten Netzzuständen kommen, da es enorm schwierig ist, das Marktergebnis von Day-Ahead- und Intraday-Märkten korrekt vorherzusagen und lokal zu verorten. Im schlechtesten Fall kommt es aufgrund falscher Preissignale zu weiteren Engpässen, ein dynamisches Entgelt für Einspeiser könnte dies noch weiter verstärken.