Berlin, 27. März 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

## Stellungnahme

# Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## Inhalt

**1 Einleitung ..... 3**

**2 Vertrauensschutz ..... 5**

**3 Zu den Orientierungspunkten der BNetzA ..... 6**

3.1 Finanzierungsfunktion der Netzentgelte bei Einspeisern ..... 7

3.2 Anreizfunktion der Netzentgelte bei Einspeisern ..... 10

3.3 Baukostenzuschüsse ..... 13

**4 Zu den Fragen der Bundesnetzagentur ..... 15**

# 1 Einleitung

Im aktuellen Netzentgeltsystem werden Netzentgelte für die Entnahme und nicht für die Einspeisung in das Stromnetz erhoben. Wie sich jedoch zeigt, ist der Netzausbau in einspeisedominierten Netzen ganz wesentlich auch vom Ausbau erneuerbarer Energien getrieben – dieser Ausbau der dezentralen Einspeisung wiederum zahlt auf das politische und volkswirtschaftliche Ziel einer klimaneutralen und kostengünstigen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien ein. Die in den Orientierungspunkten vorgeschlagene Beteiligung von Einspeisern an der Netzkostentragung würde einen grundlegenden Systemwechsel darstellen. Während bislang die Netzentgeltsystematik auf die Entnahmeseite ausgerichtet war, sollen künftig auch Einspeiser über Entgeltkomponenten mit Finanzierungs- und Anreizfunktion systematisch einbezogen werden.

Eine neue Netzentgeltsystematik soll nach dem Diskussionspapier der BNetzA zur Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) verschiedene Ziele verfolgen. Diese können unter den vier Dimensionen Kostenorientierung, Finanzierungsbeteiligung, Anreizfunktion und Umsetzbarkeit zusammengefasst werden. Laut der BNetzA sind dabei die Kostenorientierung, die dem Zweck der Refinanzierung der Netze dient, und die Umsetzbarkeit notwendige Kriterien, müssen aber mit den Zielen der Anreizfunktion und Finanzierungsbeteiligung ergänzt werden. Ein Unterkriterium der Finanzierungsbeteiligung ist dabei die Kostenreflexivität. An der Erfüllung dieser Ziele muss sich auch die Einführung von Einspeiseentgelten messen. Aus Sicht des BDEW kann die Einführung von Einspeisenetzentgelten unter Berücksichtigung der vorgenannten Ziele und Kriterien in der Gesamtschau nicht befürwortet werden.

Folgt man einzig dem Prinzip der **Kostenreflexivität/Finanzierungsbeteiligung**, erscheint eine Erhebung von Einspeiseentgelten begründet, da Einspeiser das Netz nutzen und der Netzausbau in einspeisedominierten Netzen vor allem durch den energiepolitisch bedingten kontinuierlichen Zubau Erneuerbarer Energien getrieben ist. Zudem würden mit einer Einführung von Einspeiseentgelten die Netzkosten von einer größeren Netznutzergruppe getragen, was zu einem geringeren Anstieg der spezifischen Netzentgelte für die bestehenden betroffenen Kundengruppen führen und zur Erfüllung des Ziels der Finanzierungsbeteiligung beitragen würde.

Allerdings würden die Ziele der **Anreizfunktion** und **Umsetzbarkeit** mit der Einführung von Einspeiseentgelten nicht erreicht bzw. verschlechtert werden. So würde die Einführung von Einspeiseentgelten die Komplexität und den bürokratischen Aufwand deutlich erhöhen. Netzbetreiber müssten in ihren Systemen die Netzentgeltabrechnungen einer Vielzahl von Erzeugern einführen, da eine integrierte Abrechnung über den Lieferanten bei Einspeiseentgelten nicht möglich ist. Die dafür erforderlichen Anmeldungs- oder Buchungs- und Abrechnungsvorgänge müssten massengeschäftstauglich ausgestaltet und umgesetzt werden. Die Einführung

von Einspeiseentgelten hätte zudem stark marktverzerrende Wirkungen. Und: Sämtliche Kostenkomponenten von Einspeisern, sei es ein Baukostenzuschuss (BKZ), Kapazitätspreis oder ein dynamisches Einspeisenetzentgelt, werden letztlich von den Strom- und Wärmekunden im Rahmen des Preises für die bereitgestellte Energie getragen werden oder über Fördermechanismen weitergewälzt werden. Einspeisenetzentgelte erhöhen auch bei den Erzeugern und im Markt Komplexität, Kosten und bürokratischen sowie planerischen Aufwand deutlich. Einspeisenetzentgelte gehen daher mit einer Erhöhung der Gesamtsystemkosten einher. Eine Einführung von Einspeisenetzentgelten wäre nur dann als sachgerecht zu bewerten, wenn mit ihrer Erhebung eine effektiv netzkostendämpfende Wirkung einherginge. Dies ist aus Sicht des BDEW nicht gegeben. Vielmehr entstehen volkswirtschaftlich Mehrkosten für das Gesamtsystem.

Für jegliche Änderungen im Netzentgeltsystem muss gelten: Insgesamt muss das Kosten-Nutzen-Verhältnis ein positives sein, die Abwicklung grundsätzlich umsetzbar und eine Einführung gegenüber den damit einhergehenden Verzerrungen bei der Marktneutralität, wirtschaftlichen Planbarkeit und Verteilungswirkung nachweislich positiv beschieden sein. Diese Voraussetzungen sieht der BDEW für die geplante Einführung von Einspeiseentgelten als nicht erfüllt an. Daher lehnt der BDEW Einspeisenetzentgelte (Kapazitätspreis, dynamischer Arbeitspreis) ab. Hingegen kann die Einführung eines regional differenzierten Baukostenzuschusses für Erzeuger ein effektives Instrument zur regionalen Lenkungswirkung und Finanzierungsbeteiligung von Einspeisern darstellen.

Grundsätzlich gibt es eine Reihe gesetzlicher Vorhaben u.a. zu EEG und EnWG (z.B. „Netzanschlusspaket“), welche darauf abzielen, Regelungen im Hinblick auf eine Verbesserung der Netzauslastung zu treffen. Ein **kohärentes Vorgehen** und eine Koordination der gesetzlichen Vorhaben und des AgNes-Prozesses ist nicht ersichtlich bzw. findet bisher nicht statt. Der BDEW fordert auch von der BNetzA, dass die Anpassung der Netzentgeltsystematik und die Einführung von Anreizen durch Netzentgelte konsistent mit anderen bestehenden und absehbaren Regelungen und Gesetzesvorhaben erfolgt. In diesem Zusammenhang ist zu prüfen, ob Instrumente außerhalb der Netzentgeltsystematik besser geeignet sind, um gewünschte Wirkungen zu entfalten.

In allen Orientierungspunkten stellt die BNetzA verschiedene Lösungsansätze dar, geht in ihrer Bewertung aber stets nur auf den von ihr favorisierten Ansatz ein. Die Branche und alle Betroffenen können somit immer nur in Teilen die Auswirkungen verschiedener Reformoptionen bewerten. Der BDEW fordert, dass die BNetzA in ihren Abwägungen für und gegen bestimmte Reformoptionen alle Optionen und vor allen Dingen ihre Auswirkungen darstellt und bewertet. Nur so kann auch sichergestellt werden, dass die neue Netzentgeltsystematik die von der

BNetzA – und auch vom Gesetzgeber - aufgestellten Ziele möglichst umfassend erreichen kann.

## 2 Vertrauensschutz

**Grundsätzlich gilt: Vertrauensschutz für getätigte Investitionen ist zu wahren.** Der Frage des Vertrauensschutzes kommt im Kontext einer möglichen Einführung von Einspeiseentgelten eine zentrale Bedeutung zu. Es besteht ein Zielkonflikt. Auf der einen Seite steht der Bestandsschutz und das Ziel der Reform der Netzentgeltsystematik, Anreize für ein effizientes Stromsystem zu schaffen (Standortanreize können nur für neue Anlagen gesetzt werden), auf der anderen Seite die Anforderung eines Level Playing Field und des diskriminierungsfreien Netzzugangs für alle im Markt befindlichen Anlagen. Eine Erhebung von Netzentgelten für bis dato nicht im Rahmen der Netzentgeltsystematik berücksichtigte Bestandsanlagen wäre ein massiver Eingriff in deren Wirtschaftlichkeit und würde den Vertrauensschutz sowie die Investitionssicherheit in Frage stellen. Es muss sichergestellt sein, dass bestehende Anlagen und vor Inkrafttreten der neuen Netzentgeltsystematik getätigte Investitionen weiterhin wirtschaftlich sind und einen entsprechenden Investitionsschutz genießen. Schon durch den jetzigen Prozess entsteht Investitionsunsicherheit für den dringend benötigten Zubau von Erzeugungskapazität.

Zahlreiche Erzeugungsanlagen – insbesondere Anlagen nach dem EEG, KWKG und WindSeeG – wurden im Rahmen staatlich organisierter Ausschreibungsverfahren errichtet. Mit Zuschlag und Eintritt der Realisierungspflicht wurde eine rechtlich und wirtschaftlich verbindliche Investitionsentscheidung getroffen. Die Kalkulation der Gebote beruhte dabei auf den zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe bzw. Investitionsentscheidung geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen, einschließlich der Nicht-Erhebung von Netzentgelten für Einspeisungen. Eine besondere Schutzwürdigkeit dieser Anlagen erscheint sachgerecht, sowohl im Hinblick auf den Kapazitätspreis (wie von der BNetzA bereits avisiert), als auch für dynamische Netzentgelte. Letztere treffen z.B. EE-Anlagen in Engpassregionen immer gleichgerichtet und würden dort die Erlöse erheblich beeinträchtigen und die Wirtschaftlichkeit der betroffenen Anlagen ernsthaft gefährden. Dies würde darüber hinaus einen erheblichen Standortnachteil bewirken, gleichwohl die Standortentscheidung zu einem Zeitpunkt getroffen wurde, zu dem keinesfalls mit der Einführung von Entgelten gerechnet werden konnte. Hinzu kommt, dass Bestandsanlagen ihren Standort, ihre technische Auslegung und ihre Erlösstruktur regelmäßig nicht nachträglich an eine neue Entgeltsystematik anpassen können. Gerade im Kraftwerks- und KWK-Bereich bestehen dabei regelmäßig hohe Anfangsinvestitionen, lange Abschreibungszeiträume und eine auf viele Jahre oder Jahrzehnte ausgelegte Refinanzierungslogik. Zusätzliche

Entgelte, die erst nachträglich eingeführt werden, greifen daher unmittelbar in die betriebswirtschaftliche Grundkalkulation dieser Anlagen ein.

Ergänzend weist der BDEW darauf hin, dass Anlagen auch außerhalb staatlich organisierter Ausschreibungsverfahren auf ähnlicher Grundlage kalkuliert und ihre Investitionsentscheidung getroffen haben. Dies gilt beispielsweise für rein PPA-vermarktete Anlagen, die keine gleitende Marktprämie erhalten, zu denen neben PV und Wind-an-Land auch Offshore-Windparks gehören. Die Wirtschaftlichkeit dieser Projekte wäre durch eine Einführung einer neuen rückwirkenden Netzentgeltsystematik akut gefährdet. Eine entsprechende Ungleichbehandlung von Anlagen im Bestand würde einen erheblichen Diskriminierungstatbestand darstellen. Zudem scheint der Ansatz für diese Offshore-Windprojekte auch deshalb nicht sachgerecht, da sie bereits über die zweite Gebotskomponente an den Netzausbaukosten umfangreich beteiligen.

## 3 Zu den Orientierungspunkten der BNetzA

In den Orientierungspunkten der Bundesnetzagentur bleiben einige Aspekte unklar. So ist beispielsweise der Begriff “Volleinspeiser” nicht eindeutig definiert, so dass unklar bleibt, wie bspw. Co-Location Assets (Photovoltaik in Verbindung mit einem Speicher oder anderen “kleineren” Verbrauchern) nach den Vorstellungen der BNetzA zu bepreisen wären. Auch ist unklar, ob bei großen Industriekunden, auch in das Netz eingespeiste Teilmengen mit einem Einspeisenetzentgelt belegt werden würden oder nicht bzw. wie eine Abgrenzung zur Teileinspeisung vorzunehmen wäre. Auch die beabsichtigte Zuordnung der Marktrollen und wer für die Abwicklung der Einspeisenetzentgelte verantwortlich wäre, ist zum derzeitigen Stand des Orientierungspapiers nicht ersichtlich. Anders als bei Verbrauchern gibt es bei Einspeisern ohne Netzbezug keinen Lieferanten. Die Netznutzung müsste demnach mit einer Vielzahl von einzelnen Einspeisern durch den Netzbetreiber abgewickelt werden, was bei den Netzbetreibern den Abwicklungsaufwand erheblich erhöht.

Vor diesem Hintergrund und den Unklarheiten bezüglich der Begrifflichkeit der Volleinspeiser, insbesondere bei Prosumern auf Niederspannung, fokussiert sich der BDEW in der nachfolgenden Bewertung auf große Erzeuger auf höheren Spannungsebenen.

In ihren Orientierungspunkten deutet die BNetzA an, dass mit der Einführung von Einspeiseentgelten die 2025 eingeführte EE-Kostenwälzung nicht mehr erforderlich sei. Der BDEW weist darauf hin, dass mit einer Beteiligung der Einspeiser bei der Finanzierung der Netze über den Kapazitätspreis von 7 €/kW die aktuellen Wälzungsbeträge über die EE-Kostenwälzung nicht erreicht werden würden. Selbst bei Berücksichtigung aller Bestandsanlagen würden in einigen Netzgebieten die Wälzungsbeträge nicht gedeckt werden. Die EE-Mehrkosten aus dem

Verteilnetz betragen in Summe 2,725 Mrd. € für das Jahr 2026. Perspektivisch wird der Betrag weiter ansteigen. Laut der BNetzA können jedoch lediglich 825 Mio. € der Verteilnetzkosten über die Einspeiseentgelte gedeckt werden. Ohne die Weiterführung der EE-Kostenwälzung käme es demnach wieder zu einem Anstieg der Netzentgelte in den Netzgebieten mit viel EE-Einspeisung. Der dynamische Arbeitspreis soll laut BNetzA als Hauptziel nicht zur Finanzierung der Netze dienen. Zudem sollen die Mehr- oder Mindereinahmen durch den dynamischen Arbeitspreis nicht in der Erlösobergrenze der Netzbetreiber berücksichtigt werden. Beide Effekte führen dazu, dass auch der dynamische Arbeitspreis nicht zu einer Deckung der EE-Mehrkosten führen kann und wird.

Die Einführung einer neuen Netzentgeltsystematik im Rahmen der AgNes-Festlegung wird mit einem erheblichen Umsetzungsaufwand für alle Marktakteure einhergehen, um die angepassten relevanten Marktkommunikationsprozesse umzusetzen und eine einwandfreie Abrechnung bzw. bereits den Bau von Anlagen vornehmen zu können. Dabei müssen insbesondere die inhaltlichen und zeitlichen Wechselwirkungen mit der BNetzA-Festlegung zum MaBiS-Hub berücksichtigt werden, dessen produktive Einführung derzeit für Ende 2029 bis Anfang 2030 vorgesehen ist. Beide Vorhaben sind ressourcenintensiv und erfordern tiefgreifende Anpassungen in den jeweiligen Marktkommunikations-Prozessen. Eine enge zeitliche und inhaltliche Abstimmung ist daher essenziell, um eine effiziente und erfolgreiche Umsetzung sicherzustellen. Daher ist hier in Bezug auf die Reform der Netzentgeltsystematik umso mehr darauf zu achten, dass ab 2029 ein “ressourcenschonendes” einfaches System eingeführt wird, das anschließend bei einem erforderlichen Bedarf weiterentwickelt werden kann.

## 3.1 Finanzierungsfunktion der Netzentgelte bei Einspeisern

Die Erhebung eines Kapazitätspreises für Erzeugungsanlagen würde die Fixkosten der jeweiligen Anlagen entsprechend erhöhen. Sämtliche Kosten der Anlagenbetreiber werden letztlich über die Preise an die Verbraucher weitergegeben. Einspeiseentgelte würden also den nationalen Großhandelspreis erhöhen und auch Auswirkungen innerhalb der EU auf den grenzüberschreitenden Stromaustausch haben. Im Ergebnis erfolgt – rein national betrachtet – also eine Verschiebung der Kosten von Netzkosten zu Energiekosten bzw. einem Anstieg der EEG-Fördersumme oder der Umlagen in einem Kapazitätsmarkt. Somit würden diese Kosten dennoch, wenn auch ggf. in einer anderen Verteilung zwischen den Kundengruppen, in die Stromrechnung des Kunden mit einfließen oder aber die Steuerlast erhöhen. Eine Entlastung der Stromkunden tritt bei einer zu erwartenden vollständigen Weitergabe zusätzlicher Fixkosten nicht ein, was auch die Bundesnetzagentur in ihren Orientierungspunkten zur Finanzierungsbeteiligung zu Bedenken gibt. Wenn die Einführung von Einspeiseentgelten zu zusätzlichen Kosten

über die reine Netzkostenbeteiligung führt – beispielsweise im Rahmen zusätzlicher Abrechnungsaufwände –, kann es sogar zu einer Mehrkostenbelastung der Endverbraucher kommen. Darüber hinaus bestehen mit der Einführung von Einspeisenetzentgelten weitere Verzerrungen, die in einer Kosten-Nutzen-Abwägung der Beteiligung von Einspeisern im Rahmen einer Finanzierungsfunktion von Einspeiseentgelten gewichtig entgegenstehen.

Einspeisenetzentgelte verteuern die inländische Stromerzeugung gegenüber der aus dem benachbarten Ausland. Im Rahmen der Marktkopplung würde sich Erzeugung ins Ausland verlagern, wodurch Investitionen im Inland geschwächt und unerwünschte Verteilungseffekte in benachbarten Strommärkten ausgelöst werden. Wie viel der Erzeugung sich ins Ausland verlagern würde, ist abhängig von der Höhe der Einspeiseentgelte. Auch geringe Einspeiseentgelte werden sich jedoch auf die Merit-Order auswirken. Führt die Einführung von Einspeiseentgelten zur Unwirtschaftlichkeit von Anlagen könnten Erzeugungskapazitäten aus dem Markt verdrängt werden. Die Folge wären volkswirtschaftlich ineffiziente Ersatzinvestitionen und steigende Kosten für die Netzreserve. Ein vorzeitiges Ausscheiden von Kohlekapazitäten aufgrund mangelnder Deckungsbeiträge wegen der Einspeiseentgelte würde zu steigenden Strommarktnotierungen führen. Kapazitätspreise für andere Bestandsanlagen würden spätestens mit den ersten T-1 Auktionen im zukünftigen Kapazitätsmarkt eingepreist und somit über die Kapazitätsumlage an die Stromverbraucher gewälzt.

Einspeiseentgelte könnten dazu führen, dass Projekte wegen steigender Kosten unter die Wirtschaftlichkeitsschwelle fallen, solange für diese Mehrkosten keine Absicherung, etwa durch Anpassung des Höchstwerts in den EEG-Ausschreibungen und gesetzlichen Marktwerten im selben Maße möglich wird. In Folge wäre das Erreichen der Ausbauziele für Erneuerbare Energien gefährdet. Auch würde ein negativer Verteilungseffekt auftreten, wenn höhere Projektkosten durch eine Netzentgeltkomponente für die Einspeisung die Zuschlagszahlungen in geförderten Ausschreibungen um diese Kosten erhöhen und somit letztlich durch erhöhten Förderbedarf über den Bundeshaushalt und damit den Steuerzahler finanziert werden würden. Gleichzeitig haben subventionsfreie inframarginale Produzenten (bspw. PPA-finanzierte Solar- und Windparks, Offshore Wind status quo) in der Regel keine effektive Möglichkeit, die Kosten zu wälzen. Selbst wenn die Netzentgelte bei den marginalen Erzeugungskosten angerechnet und im Day-Ahead eingepreist werden, verringert sich lediglich die Marge pro verkaufter MWh, solange andere, teurere Kraftwerke preissetzend sind, die keine Netzentgelte zahlen (z.B. ausländische Kraftwerke) oder anteilig geringere Netzentgelte zahlen. Die reduzierte Profitabilität von Nicht-EEG-Projekten könnte dann den Ausbau dieser subventionsfreien Erzeugung hemmen und damit effektiv den Subventionsbedarf erhöhen. Grundsätzlich müssen zusätzliche Entgeltkomponenten auf der Einspeiseseite in Investitionsentscheidungen eingepreist werden und erhöhen die Kosten neuer Projekte und deren Finanzierung.

Entsprechend würde auch der von der Kraftwerksstrategie oder von einem Kapazitätsmechanismus abzudeckenden Finanzierungsbedarf erhöht, da diese Zusatzbelastungen durch die Anbieter in die Gebotspreise übernommen werden würden und die entsprechenden Umlagen ansteigen.

Folgt man einzig dem Prinzip der Kostenreflexivität, erscheint eine Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzkosten zunächst sinnvoll. Mit einer Einführung von Einspeiseentgelten würden die Netzkosten von einer größeren Netznutzergruppe getragen, was zu einem geringeren Anstieg der spezifischen Netzentgelte für die bestehenden Kundengruppen führen würde. Ein geringerer Anstieg der spezifischen Netzentgelte ist grundsätzlich auch vor dem Hintergrund der Netzentgeltprognose, die Consentec im Auftrag des BDEW in 2024 durchgeführt hat (BDEW-Studie zur Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom), wünschenswert. Aus Sicht des BDEW sind aber nicht einzelne Kostenbestandteile, sondern der Endkundenstrompreis als Ganzes entscheidend. Ohne eine effektiv netzkostendämpfende Wirkung stehen die mit der Einführung von Einspeiseentgelten verbundenen Marktverzerrungen und Abwicklungsaufwände in keinem positiven Kosten-Nutzen-Verhältnis. Bei der Beteiligung von Einspeisern über die Finanzierungsfunktion ist darüber hinaus zu beachten, dass unter Berücksichtigung der europarechtlichen Vorgaben nur ein geringer Teil der Netzkosten überhaupt über Einspeiseentgelte eingenommen werden könnte. Der Umfang der zu erlösenden Netzkosten würde aufgrund der notwendigen Bestandsschutzregelungen tatsächlich noch geringer ausfallen. Unter der Berücksichtigung des zu erwartenden Aufwands für die Einführung entsprechender Abrechnungsprozesse bei einer Vielzahl von Einspeisern und der Auswirkungen auf die Erzeugungskosten und den Markt sind aus Sicht des BDEW vermeintlich positive Auswirkungen auf die Letztverbraucher nicht zu erwarten.

Position des BDEW ist, dass jegliche Überarbeitung und auch Anpassungen in der Netzentgeltsystematik zu einem systemdienlichen Nutzen beitragen und auf die **Effizienz des Gesamtsystems** einzahlen muss. Die zu erwartende damit einhergehende massive Komplexität für alle Akteure widerspricht dieser Position. Die Bundesnetzagentur argumentiert, dass ein Kapazitätspreis einen realistischen Kapazitätsbedarf anreizen und damit einer knappen Anschlusskapazität gerecht würde. Richtigerweise weist die Bundesnetzagentur darauf hin, dass eine kapazitätsdisziplinierende Funktion effektiv über einen Baukostenzuschuss gewährleistet und damit von Beginn an eine effiziente Dimensionierung der Netzanschlusskapazität angereizt werden kann. Auf Grund des einmalig und vor der Investitionsentscheidung planbaren Kostenbeitrags ist dies ein geeignetes und darüber hinaus einfacher zu handhabendes Instrument, das darüber hinaus in regionaler Differenzierung auch Anreize zur Standortwahl der Erzeugungsanlage liefern kann. Fazit: **Einen Beitrag der Erzeuger zu den Netzkosten über eine Finanzierungskomponente in Form von Arbeits- oder Kapazitätspreisen lehnt der BDEW ab**.

### 3.2 Anreizfunktion der Netzentgelte bei Einspeisern

Der BDEW spricht sich entschieden **gegen die Einführung von dynamischen Netzentgelten** für die Einspeisung – wie auch generell für andere Netznutzer - aus (siehe auch BDEW-Stellungnahme zu dynamischen Netzentgelten). So hat ein dynamischer Arbeitspreis auf die Erzeugung – auch in symmetrischer Ausgestaltung – wesentliche Auswirkungen auf den Markt, nämlich erhebliche Preissteigerungen – und Erhöhung des kurzfristigen Handels und damit der Volatilität. Gleichzeitig lassen sich dynamische Arbeitspreise aufgrund der kurzen Vorlaufzeiten nur schwer langfristig durch die Erzeuger einpreisen. Dies kann schlimmstenfalls Terminmärkte austrocknen und langfristige Beschaffungsstrategien der Vertriebe erheblich erschweren. Zudem ergeben sich potenzielle Marktverzerrungen aus der Standortgebundenheit bestehender Anlagen. Voraussichtlich wären einige Anlagen aufgrund ihres Standortes systematisch stärker von dynamischen Netzentgelten betroffen, während andere systematisch begünstigt werden – auch wenn die Summe der erhobenen dynamischen Netzentgelte über alle Nutzergruppen theoretisch Null sein sollte. Es ergeben sich erhebliche Unsicherheiten für die Marktteilnehmer bei ihren Dispositionen im Markt, die einen effizienten Ausgleich von Angebot und Nachfrage beeinträchtigen und die Kalkulation von Investitionen erschweren. Wenn weniger Transparenz und Vorhersehbarkeit gegeben sind, müssen hohe Risikoprämien in die Geschäftsmodelle einkalkuliert werden. Dynamische Netzentgelte sind zudem nicht über Terminkontrakte absicherbar. Dies würde im Ergebnis zu weniger Investitionen und höheren Kosten und Preisen und somit zu einer **schlechteren Kosteneffizienz im gesamten System** führen. Ein ähnlicher Effekt würde sich auch im Regelleistungsmarkt einstellen, selbst wenn (was von der BNetzA nicht geplant ist) das dynamische Netzentgelt vor der Regelleistungsauktion feststeht. Die Bepreisung von Regelleistung wäre aufgrund der Dynamisierung mit zusätzlicher Unsicherheit behaftet. In der Folge würde sich dieses finanzielle Risiko in den Gebotspreisen und damit erhöhten Kosten widerspiegeln.

Auch mit Blick auf den angestrebten Ausbau von Erneuerbaren Energien ist eine Einführung eines Anreizes in Form eines dynamischen Arbeitspreises äußerst kritisch zu sehen. Die zukünftigen Fördermechanismen für EE-Anlagen sind noch nicht definiert. Mit entsprechenden Festlegungen werden die weiterhin dringend notwendigen Investitionen in den EE-Ausbau konterkariert. Zwar könnten fluktuierende EE-Anlagen von zeitweise negativen dynamischen Arbeitspreisen vereinzelt profitieren, allerdings sind sie als dargebotsabhängige Erzeuger nicht beliebig flexibel. Daher erhöht die Unsicherheit über die tatsächliche “Nettobelastung” (z.B. aufgrund sich wandelnder Engpassregionen) das Projektrisiko und verteuert die Finanzierung neuer EE-Projekte. Die gewünschte positive Wirkung von dynamischen Arbeitspreisen auf Investitionsentscheidungen würde eine umfangreiche und verbindliche Datentransparenz

bezüglich Netzengpässen und -ausbau erfordern. Dazu gehört auch deren mögliches Ende nach der absehbaren Behebung von Netzengpässen.

Ein dynamischer Arbeitspreis für Erzeugung würde sich auf die Grenzkosten von EE-Anlagen auswirken und kann damit entscheidend sein, ob die Anlagen in der Merit-Order zum Zuge kommen und die Produktionsmengen vermarktet werden. Der dynamische Arbeitspreis soll jedoch den Anreiz geben, dass vor einem Engpass nicht eingespeist wird. Genau das wird durch einen dynamischen Arbeitspreis, wie von der BNetzA vorgeschlagen, nicht zwingend erreicht. EE-Anlagen werden immer bieten, wobei die aggregierte Nachfrage und das aggregierte Angebot darüber entscheiden, ob die Anlage im Marktgleichgewicht einspeist oder nicht. Auch können einzelne Anlagen, z.B. wegen PPA-Lieferverpflichtungen auch bei sehr hohen Arbeitspreisen einspeisen müssen, ohne dass diese Mengen durch andere Anlagen ersetzt werden könnten. Das tatsächliche Einspeiseverhalten einer EE-Anlage würde daher regelmäßig losgelöst von der intendierten Wirkungsrichtung der dynamischen Komponente erfolgen. Darüber hinaus bestehen auch Wechselwirkungen mit dem grenzüberschreitenden Stromhandel. Wenn beispielsweise im Emsland temporär ein Einspeiseentgelt auf die dort installierten Windenergieanlagen erhoben wird, sind diese Anlagen in der Merit-Order teurer als Windenergieanlagen in den Niederlanden. Das kann dazu führen, dass die Windenergieanlage aus den Niederlanden grenzüberschreitend auch vor dem Netzengpass in das deutsche Übertragungsnetz einspeist. Der gewünschte Effekt auf das Engpassmanagement wäre verfehlt. Auch sinken die Volllaststunden von in Deutschland installierten Anlagen durch diesen Effekt systematisch. Der spezifische EEG-Förderbedarf (ct/kWh) aus dem Bundeshaushalt würde sich entsprechend erhöhen.

Zudem entstehen erhebliche Windfall Profits bzw. Losses gegenüber dem bisherigen Redispatch-System: statt anlagenscharfer kostenbasierter Abrechnungen, würden die Anreize über das grenzpreisbasierte Marktsystem in der gesamten Netzentgeltzone wirken. Dies würde die Erlöse der Anlagen deutlich schwerer prognostizierbar machen und höhere Risikoprämien erforderlich machen, wodurch das System an dieser Stelle teurer würde.

Die Dämpfung von Redispatch- und Netzausbaukosten ist grundsätzlich sinnvoll. Regional differenzierte dynamische Netzentgelte werden das aber nicht sicher herbeiführen. Zudem sind sie praktisch kaum umsetzbar und würden den kurzfristigen Strommarkt wie beschrieben verzerren. Auch Hedging am langfristigen Strommarkt würde erschwert, da das Verhältnis des Produktionsprofils und -wertes einer EE-Anlage zum Baseloadpreis durch dynamische Entgelte wesentlich größeren Unsicherheiten unterliegt und somit Risikozuschläge hinzukommen. Aufgrund der sehr ähnlichen Grenzkosten und damit auch Deckungsbeiträge erneuerbarer Anlagen wären dynamische Entgelte anfällig für Über- bzw. Unterreaktionen. Auch ein Anstieg des Redispatchbedarfs aufgrund von möglichen Überreaktionen ist denkbar. Der bestehende

Redispatch-Prozess ist hier aktuell das vergleichsweise effizientere und effektivere Instrument für den netzdienlichen Betrieb von Erzeugungsanlagen. Zudem würde ein dynamischer Arbeitspreis den Redispatch nicht ersetzen, sondern lediglich um ein weiteres Steuerungsinstrument ergänzen. Damit entstünde kein einfacheres, sondern ein zusätzliches Parallelregime aus Marktpreis, dynamischem Netzentgelt und Redispatch. Dies würde die Komplexität, den Abgrenzungsbedarf zwischen den Instrumenten sowie den Transaktions- und Abstimmungsaufwand weiter erhöhen, ohne dass ein entsprechender zusätzlicher Systemnutzen verlässlich nachgewiesen wäre.

Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass bisherige Engpassmanagement-Maßnahmen, wie der Redispatch, primär erzeugungsbedingte Netzengpässe adressieren. Es sollte aber auch der lastgetriebenen Netzausbau auf ein effizientes Maß begrenzt werden.

Grundsätzlich transportieren Verteilnetze Strom von Einspeisepunkten (Erzeuger, Kuppelstellen zu angrenzenden Netzen) zu Entnahmepunkten (Verbraucher, Kuppelstellen zu angrenzenden Netzen). Unter Inkaufnahme gewisser Unschärfen lassen sich Verteilnetze in einspeise- und verbrauchsdominierte Netze einteilen.

- Einspeisedominierte Verteilnetze sind typischerweise ländlich geprägte Flächennetze in Gebieten mit einem hohen natürlichen Dargebot an Sonne und/oder Windenergie. Hier stehen große Erzeugungsparks bei vergleichsweise niedriger Verbrauchslast.
- Verbrauchsdominierte Netze findet man in vielen Städten. Diese sind natürliche Verbrauchszentren. Für große EE-Erzeugungsparks fehlen hingegen die erforderlichen Freiflächen.

In Deutschland dürften mehr verbrauchs- als erzeugungsdominierte Netze betrieben werden. Allerdings decken erzeugungsdominierte Netze insgesamt die größeren Flächen ab.

Zwar sorgen Wärmepumpen und E-Mobilität überall für eine Verbrauchszunahme. Auch steigen Einspeisungen aufgrund der EE-Erzeugung überall an. Aus den vorgenannten Gründen bleibt jedoch der Erzeugungsanstieg in ländlichen Netzen deutlich höher. In städtischen Netzen sinkt die Erzeugung teilweise sogar, wenn große KWK-Anlagen aus Gas- oder Kohlebasis weniger einspeisen oder gar durch Großwärmepumpen und Elektrokessel ersetzt werden, was den Verbrauch zusätzlich steigert. Diese heterogenen Wirkweisen von Erzeugungsanlagen für die Netzauslastung müssten in einem kostenreflexiven Anreizsystem für Einspeiser umfänglich abgebildet sein. Eine solche Ausgestaltung würde die Komplexität jedoch maßgeblich erhöhen und zu zusätzlichen Abweichungen von der Marktneutralität führen.

### 3.3 Baukostenzuschüsse

Für eine grundsätzlich sinnvolle und investitionsförderliche Beteiligung von großen Einspeisern an den Netzkosten erscheinen regional ausdifferenzierte Baukostenzuschüsse je nach Ausgestaltung vorzugswürdig, wenn die Kosten bereits bei der Projektierung feststehen und damit im Rahmen der Finanzierung einkalkuliert werden können.

Der Baukostenzuschuss ist ein einmalig beim Netzanschluss erhobenes Entgelt für den anteiligen Ausbau des allgemeinen Netzes (in Euro pro Kilowatt oder in Euro pro Kilovoltampere), das im Rahmen der Anschlussherstellung oder Leistungserweiterung an den Anschlussnetzbetreiber zu entrichten ist. Die Erhebung von Baukostenzuschüssen ist bei großen Verbrauchsanlagen ein bewährtes Instrument, die beantragte Netzanschlussleistung an den tatsächlichen Bedarf auszurichten und Anlagenbetreiber verursachungsgerecht an den steigenden Netzausbaukosten zu beteiligen. Die Integration von Erneuerbaren-Anlagen ist bereits heute und wird auch weiterhin zunehmend in vielen Netzgebieten die auslegungs- und betriebsrelevante Größe, wenn es um den Aus- und Umbau sowie den sicheren Betrieb der Stromnetze geht. Um die damit verbundenen Kosten verursachungsgerecht auf die verschiedenen Nutzer des Stromnetzes zu verteilen und um eine steuernde Wirkung des Erneuerbaren-Zubaus zu erreichen, kann es sinnvoll sein, Einspeiser in die Finanzierung der Netzkosten durch die Erhebung von Baukostenzuschüssen sachgerecht und diskriminierungsfrei einzubeziehen. Die Höhe der Baukostenzuschüsse sollte vom tatsächlich notwendigen Netzausbau durch die Erzeugungsanlagen abhängig sein, sich also an den tatsächlich verursachten Netzkosten orientieren und diese anteilig abbilden. Ein einheitlicher Baukostenzuschuss pro Netzbetreiber hätte keine Lenkungswirkung hin zu Standorten mit genügender und weg von Standorten mit unzureichender Netzkapazität.

Ein ausgewogen balancierter, regional differenzierter Baukostenzuschuss kann eine effektive Lenkungswirkung entfalten und Investitionen sinnvoll steuern. Die Differenzierung sollte dabei eine starke Lenkungswirkung aus den Regionen mit hohen Baukostenzuschüssen in Regionen mit geringen Baukostenzuschüssen anreizen.

Um eine erfolgreiche und effektive Steuerungswirkung zu erreichen, muss der regional differenzierte Baukostenzuschuss eine Reihe an Anforderungen erfüllen:

- Die Berechnung des BKZ sollte auf Grundlage der angemeldeten Netzeinspeisekapazität des neuen Netzanschlusses erfolgen, um Anlagenbetreiber finanziell anzureizen die Anmeldeleistung bedarfsgerecht auszulegen.
- Ein einfaches und transparentes Kalkulationsmodell, das mehrjährige Planungszeiten von Projekten berücksichtigt, indem sie verlässlich planbar sind.

- Grundsätzlich einheitliche Ausgangsbasis der BKZ-Berechnung für Einspeisung und Entnahme mit möglicher unterschiedlicher Ausprägung für Einspeisung bzw. Entnahme an einem Anschlusspunkt. In dem Sinne Ermöglichung sachgerechter Abschläge nach Netzbedarf durch Netzbetreiber analog des heutigen Entnahme-BKZ.
- Regionale Differenzierung von BKZ im Übertragungsnetz analog für Entnahmeanlagen. Im Verteilnetz Bestimmung durch VNB mit Öffnungsklausel für regionale Differenzierung für Einspeisung als auch Entnahme.
- In Anlehnung an die heute für Verbrauchsanlagen erhobenen BKZ scheint eine Einbeziehung von Anlagen größer 30 kW sachgerecht und auch ausreichend.

Darüber hinaus sollten weitere Rahmenbedingungen bei der Gestaltung eines BKZ für Einspeiser Berücksichtigung finden:

- Berücksichtigung teilweiser geographischer Einschränkungen von Erzeugungstechnologien (förderfähige Flächenkulisse, insbesondere Windausbaugebiet, vorgegebene Netzverknüpfungspunkte bei Offshore-Wind-Projekten, Wärmenetzanbindung von KWK-Standorten). Auch die Ausgestaltung des BKZ muss letztlich kohärent mit den begleitenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erfolgen. Gegensätzliche Regelungen und Anreize in unterschiedlichen regulatorischen Bestimmungen müssen vermieden werden.

Differenzierungen der BKZ auch zwischen verschiedenen Erzeugungstechnologien sind denkbar und können eine gezieltere Lenkungswirkung entfalten. Differenzierungen (z.B. im Umgang mit Co-Location) müssen einheitlich geregelt und behördlich vorgegeben werden und sollten nicht im individuellen Ermessen der Netzbetreiber liegen. Es muss ebenfalls behördlich geregelt werden, welcher BKZ bei Netzanschlusspunkten mit Ein- und Ausspeisungen anzuwenden ist.

Die Höhe des BKZ muss durch flexible Netzanschlussregelungen, welche i.d.R. oft betriebliche Einschränkungen mit sich bringt, beeinflussbar sein und entsprechend rabattiert werden können.

Dabei ist entscheidend, dass diese Regelungen beidseitig verbindlich ausgestaltet werden, so dass alle Seiten eine angemessene Kosten- und Lastenverantwortung tragen.

## 4 Zu den Fragen der Bundesnetzagentur

### Finanzierungsfunktion der Netzentgelte bei Einspeisern

**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?**

Der BDEW lehnt die Einführung von Einspeiseentgelten im Rahmen einer notwendigen Kosten-Nutzen-Abwägung ab. Grundsätzlich gilt, je höher die Kosten einer etwaigen Netzentgeltkomponente, desto größer werden die damit einhergehenden Verzerrungen, welche in den Ausführungen dieser Stellungnahme dargelegt sind.

Eine Zuordnung der Kosten für Netzverluste und Kosten für Regelleistung zur Anreizfunktion ist aus Sicht des BDEW ebenfalls abzulehnen. Der BDEW lehnt die von der BNetzA vorgeschlagenen dynamischen Netzentgelte ab. Eine Zuteilung bestimmter Kostenpositionen zu einzelnen Netzentgeltkomponenten ist aus Sicht des BDEW derzeit nicht möglich, da vollkommen unklar ist, welche Gewichtung die BNetzA für einzelne Netzentgeltkomponenten vorsieht.

**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?**

Einspeiseentgelte resultieren in höheren Kosten der Anlagenbetreiber und entsprechend kommt es zu einer Kostenverlagerung und Strompreiserhöhung durch das preissetzende Kraftwerk in der Merit-Order. Kapazitätsentgelte würden je nach Ausgestaltung dazu führen, dass Erzeuger mit geringeren Volllaststunden wie z.B. dargebotsabhängige Erneuerbare Energien oder Spitzenlastkraftwerke gegenüber Erzeugern mit hohen Volllaststunden benachteiligt werden.

Zusätzlich kommt es zu einer Schlechterstellung nationaler Erzeugungsanlagen gegenüber ausländischen Anlagen bis hin zu einem möglichen Ausbaustopp neuer Erzeugungsanlagen mit der Folge weiter zunehmender Stromimporte.

**Sind alle volleinspeisenden 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)?**

Zur Beantwortung dieser Frage ist eine umfassende Definition des Begriffs „Volleinspeiser" notwendig. Gerade für Netzanschlussnehmer auf der Niederspannung gilt es Komplexität zu reduzieren und ein einheitliches Netzentgeltsystem für Netzanschlussnehmer zu entwerfen, losgelöst von den einzelnen verbrauchs- oder erzeugerseitigen Assets hinter dem Netzanschlusspunkt. Die kleinteiligen Einzelregelungen, die von der BNetzA aktuell diskutiert werden, führen zu einem hochkomplexen Zusammenspiel aus Einspeisenetzentgelten, Prosumernetzentgelt, Speichernetzentgelte für mobile Speicher und zeitvariablen Netzentgelten für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gem. §14a Modul 3. Um dies zu veranschaulichen: Eine PV-Anlage mit eigenem Zählpunkt und Wechselrichter ohne Verbraucher würde Einspeisenetzentgelte zahlen. Sollte auch nur ein kleiner Teil der PV-Anlagen für den Verbrauch genutzt werden (bspw. Mieterstrommodelle), wäre die Einspeisung jedoch nicht netzentgeltpflichtig der Anschlussnehmer würde aber einen höheren Grundpreis für Prosumer entrichten. Baut er sich nun einen Speicher ein, der bidirektional betrieben werden kann, zahlt er auf die Einspeisung des Speichers kein Netzentgelt. Aus dem Netz zwischengespeicherter Strom kann er wiederum nur dann von Netzentgelten befreien lassen, wenn der Speicher mobil und nicht fest ist.

Eine solch extreme assetscharfe Einzelfallbetrachtung ist aus Sicht des BDEW nicht zielführend und wettbewerbsverzerrend. Stattdessen sollten alle Netznutzer auf der Niederspannung losgelöst von den konkret verbauten Assets den Anreiz haben sich netzdienlich zu verhalten. Da heute der Großteil der PV-Aufdach Anlagen mit Speichern verbaut wird, sollte die Frage eines Einspeiseentgeltes auf der Niederspannung im Einklang zu den Überlegungen zu Speicherentgelten gebracht werden (siehe BDEW Stellungnahme Orientierungspunkte Speicher).

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

Der BDEW lehnt Einspeiseentgelte ab. Eine Ungleichbehandlung verschiedener Einspeiser ist aus Sicht der BDEW daher auch nicht erforderlich.

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

Einspeiseentgelte könnten dazu führen, dass Projekte wegen steigender Kosten unter die Wirtschaftlichkeitsschwelle fallen, solange für diese Mehrkosten keine Absicherung, etwa durch Anpassung des Höchstwerts in den EEG-Ausschreibungen und gesetzlichen Marktwerten im selben Maße möglich wird. Führt die Einführung von Einspeiseentgelten zur Unwirtschaftlichkeit von Anlagen, könnten Erzeugungskapazitäten aus dem Markt verdrängt werden. Die Folge sind volkswirtschaftlich ineffiziente Ersatzinvestitionen und steigende Kosten für die Netzreserve. Zudem droht die Verfehlung der politisch gesetzten Ziele zum Ausbau der Erneuerbaren Energien als Grundlage für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende.

## Anreizfunktion der Netzentgelte bei Einspeisern

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

Aus Sicht des BDEW beschränkt sich netzdienliches Verhalten nicht allein auf die Redispatchmengen der oberen Netzebenen. Daher lehnt der BDEW das von der BNetzA vorgeschlagene Modell eines volldynamischen Arbeitspreises ab. Der stark volatile und kurzfristige Redispatch-Bedarf kann nicht durch den von der BNetzA vorgeschlagenen dynamischen Arbeitspreis (AP3) aufgelöst werden.

Anstelle dynamischer Einspeiseentgelte hält der BDEW, bei einer Grundsatzentscheidung hin zu mehr Variabilität, eine schrittweise Einführung zur Lastoptimierung flexibler Verbraucher beginnend mit **zeitlich variablen Netzentgelten** für sinnvoll (siehe auch BDEW-Stellungnahme zu dynamischen Netzentgelten). So könnten signifikante Flexibilitätspotentiale von Großverbrauchern wie Elektrokessel, Großwärmepumpe (Industrie und Fernwärme) sowie Elektrolyseure mit einem vertretbaren Aufwand gehoben werden.

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

Der BDEW teilt nicht die Einschätzung, dass mit dynamischen Entgeltkomponenten, ob für den Bezug oder die Einspeisung der Redispatchbedarf signifikant gesenkt werden kann. Daher sind auch die Engpassmanagementkosten keine geeignete Grundlage für die Ermittlung der Netzentgelte mit Anreizfunktion.

**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?**

Ein dynamisches Entgelt hat immer Auswirkungen auf die Vermarktung. Wenn es nicht ausreichend hoch ist, wird es auch den Annahmen der BNetzA hinsichtlich einer möglicherweise positiven Anreizwirkung nicht gerecht.

Ein dynamisches Netzentgelt würde zwangsläufig Einfluss auf die Vermarktung von Erzeugungsanlagen ausüben und Fehlanreize setzen. Statt netzdienliches Verhalten ohne Marktverzerrungen zu fördern, bestünde ein Anreiz, neue Erzeugungskapazitäten in Nachbarstaaten aufzubauen und den grenzüberschreitenden Strombezug zu erhöhen. Die entstehenden Mehrkosten würden über höhere Strompreise vollständig an Endkunden weitergereicht. Für die Industrie würde dies die Standortbedingungen weiter verschlechtern und Produktionsverlagerungen ins Ausland begünstigen; für Haushalte bedeutete es zusätzliche Preisbelastungen. Insgesamt wären steigende Strompreise, geringere Investitionen im Inland und negative Effekte auf Beschäftigung und Wertschöpfung zu erwarten.

Der BDEW lehnt daher die von der BNetzA vorgeschlagene dynamische Entgeltkomponente ab. Auch die Einführung von Einspeiseentgelten lehnt der BDEW ab.

**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?**

Der BDEW lehnt (dynamische) Einspeiseentgelte ab.

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

Der BDEW lehnt die Einführung von dynamischen Netzentgelten für Einspeiser, wie sie die Bundesnetzagentur vorschlägt, ab. Dynamische Netzentgelte für Erzeugungsanlagen wären lediglich erwägenswert, wenn diese die Effizienz und Effektivität des Engpassmanagements gegenüber dem bestehenden kostenbasierten Redispatch erhöhten. Vor deren Einführung müsste sichergestellt sein, dass eine derartige Bewertung stabil positiv ausfällt. Würden dynamische Netzentgelte eingeführt, bedürfte es weiterhin eines effizienten Redispatch-Prozesses, um verbleibende Engpässe zu lösen, die nicht präventiv durch dynamische Netzentgelte vermieden werden können.

Die Redispatch-Prozesse sind auch mehrere Jahre nach ihrer Einführung nicht so etabliert, dass eine Ergänzung um weiter Komplexität naheliegend erscheint; erst kürzlich hat der Gesetzgeber durch eine EnWG-Anpassung Abrechnungsmodalitäten angepasst. Einen weiteren Komplexitätsaufbau durch benachbarte Prozesse sieht der BDEW kritisch. Die Umsetzbarkeit der gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben ist nicht gegeben. Wir raten (auch vor dem Hintergrund der Akzeptanz der Vorgaben) dringend davon ab, theoretische Denkmodelle vorzugeben, die in der Praxis scheitern.

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

Eine höhere Effizienz gegenüber dem bestehenden kostenbasierten Redispatch wäre allenfalls zu erwarten, wenn eine sehr starke Regionalisierung erfolgt, um unerwünschte Über- bzw. Unterreaktionen des Marktes zu vermeiden. Der bestehende Redispatch-Prozess ist bis auf Weiteres das vergleichsweise effizientere und effektivere Instrument für den netzdienlichen Betrieb von Erzeugungs- und Speicheranlagen.

**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?**

Eine Behebung von Engpässen ist prinzipiell immer mittels Netzausbau möglich. Die Realisierungszeiten für Netzausbaumaßnahmen nehmen jedoch mit der Spannungsebene zu. Entsprechend können diese auf unteren Spannungsebenen schneller behoben werden. Darüber hinaus stellt sich die Frage, wie kosteneffizient der Netzausbau ist. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sollte ein Netzausbauniveau angestrebt werden, bei dem die entgangenen Deckungsbeiträge für Erzeuger und/oder die Flexibilitätskosten für Verbraucher (bzw. deren Zahlungsbereitschaft für die Netznutzung) die Netzausbaukosten übersteigen. Mit der Spitzenkappung nach §11 EnWG hat der Gesetzgeber hierfür ein Instrument mit einer quantitativen Maßgabe geschaffen.

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

Der BDEW lehnt (dynamische) Einspeiseentgelte ab.

**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?**

Der BDEW sieht die Einführung von Einspeiseentgelten im Rahmen einer notwendigen Kosten-Nutzen-Abwägung nicht als zielführend an. Disruptive Wirkungen und Eingriffe, die praktisch nicht umzusetzen sind und die beabsichtigten Ziele nicht erreichen, sind zwingend zu vermeiden.

**Ansprechpartner/Ansprechpartnerin**

[redacted]

[redacted]

[redacted]