

Berlin, 30. Juni 2025

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

Stellungnahme

Diskussionspapier der Bundesnetzagentur zur Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)

Konsultation vom 12. Mai 2025 (GBK-25-01-1#3)

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	Zielbild der Netzentgeltsystematik.....	4
3	Anpassungsoptionen	6
3.1	Beteiligung von Einspeisern an der Netzkostenfinanzierung.....	6
3.1.1	Einführung von Einspeiseentgelten.....	7
3.1.2	Baukostenzuschüsse für Einspeiser	10
3.2	Preiselemente.....	13
3.2.1	Einführung eines verpflichtenden Grundpreises	13
3.2.2	Ersatz des Leistungspreises durch einen Kapazitätspreis	16
3.3	Dynamische Netzentgelte	19
3.4	Bundeseinheitliche Netzentgelte	24
3.5	Speicherentgelte.....	26
3.6	Kostenstellen	31
3.7	Kostenwälzung.....	31

1 Einleitung

Mit der Veröffentlichung des Diskussionspapiers zur Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) am 12. Mai 2025 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) das Verfahren zu einer Nachfolgeregelung der Stromnetzentgeltverordnung, die zum 01.01.2029 außer Kraft tritt, angestoßen. Diese frühzeitige Eröffnung des Verfahrens und auch die breite Einbindung der Branche und weiteren Stakeholder ist aus Sicht des BDEW ausdrücklich zu begrüßen. Ein ausreichender Umsetzungszeitraum ist für die Kalkulation und Produktgestaltung von mehrjährigen Lieferverträgen, aber auch für die Implementierung in die Prozesse der Marktkommunikation unerlässlich. Der Zeitplan der BNetzA sollte daher zwingend eingehalten und die Festlegung bestenfalls Q3 2026 erlassen werden.

Mit dem Voranschreiten der Energiewende in Form des Ausbaus der Erneuerbaren Energien sowie der zunehmenden Elektrifizierung von Wärmeversorgung, Verkehr und Industrie steigen die Anforderungen an die Stromnetze. Damit verbunden sind steigende Investitionen in das Stromnetz und auch steigende absolute Netzkosten bis 2045 über alle Spannungsebenen und regionale Netzgebiete hinweg.

Die heutige, historisch gewachsene Netzentgeltsystematik bildet die dezentralere und dargebotsabhängigere Energiewelt von heute und morgen nicht mehr vollumfänglich ab und verteilt die Netzkosten zunehmend einseitig. Die reinen Bezugskunden ohne Netzentgeltvergünstigungen nach § 14a EnWG in den unteren Spannungsebenen werden ohne eine Anpassung der Systematik künftig besonders starke Belastungen erfahren, obwohl ihre Nachfrage nach Kapazität und Strom langfristig nicht in gleichem Maße steigen wird. Eine neue Netzentgeltsystematik sollte für eine möglichst verursachungsgerechtere Kostenverteilung sorgen, die Bedarfe eines modernen und digitalen Energiesystems widerspiegeln, Planbarkeit für Investitionen in die Energiewende gewährleisten sowie Komplexität möglichst reduzieren.

Um dem Thema der Bezahlbarkeit der Energiewende Rechnung zu tragen, sollte eine neue Netzentgeltsystematik auf die Gesamteffizienz des Energiesystems möglichst einzahlen. Hierzu sollte eine neue Netzentgeltsystematik flexibles Verhalten im Sinne der Gesamteffizienz unseres Energiesystems fördern bzw. begünstigen oder ihm zumindest nicht im Wege stehen. Hier steht die Netzentgeltsystematik allerdings nicht allein. Es gibt es auch andere Instrumente, die auf die Effizienz des Energiesystems einzahlen (wie z.B. die Überbauung der Netzverknüpfungspunkte). Eine Umverteilung der Kosten über die Netzentgelte führt zudem nicht automatisch zu einer Minderung der Systemkosten. Wenn mit einer Reform Netzentgelte für Erzeuger erhoben werden sollten, könnte das zu höheren Strombezugskosten führen.

Die Reform der Netzentgeltsystematik geht mit der Umverteilung von jährlichen Gesamtkosten in Höhe von über 30 Mrd. € einher und wirkt sich auf alle Netznutzenden aus. Aufgrund

der umfangreichen Reform sollten jegliche Anpassungen daher sukzessiv erfolgen, um Disruptionen zu vermeiden. Darüber hinaus sollte der Aufwand in der Umsetzung für alle beteiligten, d.h. Netzbetreiber, Lieferanten, Netzkunde, Aggregatoren und Regulierer auf ein sinnvolles Maß beschränkt werden. Je komplexer eine neue Netzentgeltsystematik, desto komplexer ist auch deren Umsetzung. Insbesondere auch in Hinblick auf eine Dynamisierung der Netzentgelte sollte dies mitgedacht werden.

Der BDEW begrüßt daher den von der BNetzA vorgesehenen Umsetzungszeitraum von zwei Jahren. In Abhängigkeit der konkreten Netzentgeltsystematik sollte grundsätzlich auch eine stufenweise Einführung im neuen Netzentgeltregime - etwaig für dynamische Netzentgelte oder Optionskomponenten - ermöglicht werden.

2 Zielbild der Netzentgeltsystematik

In ihrem Diskussionspapier stellt die BNetzA richtigerweise fest, dass sich die verschiedenen Reformoptionen an einheitlich definierten, klaren Kriterien messen müssen. Die von der BNetzA aufgestellten Kriterien der Kostenorientierung, Anreizfunktion, Umsetzbarkeit und Finanzierungsbeteiligung mit den jeweiligen Unterpunkten umfassen aus Sicht des BDEW die Kriterien, die eine Netzentgeltsystematik möglichst weitgehend erfüllen sollte. In seinem [Diskussionspapier](#) hat der BDEW ebenfalls Kriterien aufgestellt, die aus Sicht des BDEW durch eine Netzentgeltsystematik möglichst erfüllt werden sollten. Die vom BDEW aufgestellten Kriterien sind

- › Kostenreflexivität
- › Marktneutralität
- › Netzdienlichkeit
- › Operative effiziente Umsetzbarkeit
- › Verständlichkeit
- › Verteilungswirkung
- › Wirtschaftliche Planbarkeit

Diese sieben Kriterien lassen sich den von der BNetzA aufgestellten Kriterien gut zuordnen, wobei es teilweise zu Überschneidungen der Zuordnung kommen kann. Eine eins zu eins Zuordnung ist nicht möglich. Eine Zuordnung der vom BDEW aufgestellten Kriterien zu den Kriterien der BNetzA ist der Abbildung 1 zu entnehmen.

Das von der BNetzA aufgestellte Ziel der Kostenorientierung, das die Finanzierungsfunktion der Netzentgelte und die Anforderung, dass die tatsächlichen Netzkosten durch die

Netzentgelte gedeckt werden sollen, beinhaltet, wurde bei den Diskussionen im BDEW bisher nicht hinterfragt. Auch aus Sicht des BDEW ist die Kostenorientierung ein notwendiges Ziel, das durch eine neue Netzentgeltsystematik erreicht werden muss. Der BDEW weist jedoch darauf hin, dass eine Refinanzierung für einen Teil der Netzkosten (insbesondere auf Übertragungsnetzebene) auch über einen Bundeszuschuss erfolgen kann. Wichtig dabei ist jedoch, dass dieser langfristig zugesichert ist und entsprechende Planungssicherheit ermöglicht.

Kriterien der BNetzA	Kriterien gem. BDEW-Diskussionspapier	
Kostenorientierung Deckung der tatsächlichen Netzkosten Finanzierungsfunktion der Entgelte Diskriminierungsfreie Kostenzuordnung zu den Kostenträgern und Kostenstellen	Wirtschaftliche Planbarkeit	Marktneutralität
	Verteilungswirkung	Kostenreflexivität
Anreizfunktion Kosteneffizienz Berücksichtigung von Markt- und Netzsignalen Energieeffizienz	Netzdienlichkeit	
	Marktneutralität	
Finanzierungsbeteiligung Kostenreflexivität Kostentragfähigkeit Erschwingliche und verbraucherfreundl. NNE	Kostenreflexivität	
	Verteilungswirkung	Wirtschaftliche Planbarkeit
Umsetzbarkeit Transparenz Verständlichkeit Vorhersehbarkeit Umsetzungsaufwand Veränderungsakzeptanz	Verständlichkeit	Wirtschaftliche Planbarkeit
	Operative effiziente Umsetzbarkeit	Verteilungswirkung

Abbildung 1 Zuordnung der vom BDEW aufgestellten Kriterien zu den Kriterien der BNetzA

Aus Sicht des BDEW ist auch abzugrenzen, welche Ziele bzw. Kriterien durch eine Netzentgeltsystematik nicht erfüllt werden können und müssen. So ist zu hinterfragen, ob Netzentgelte einen energieeffizienten Umgang mit Strom anreizen sollten. Netzentgelte sollten vielmehr eine effiziente Netznutzung anreizen. Anreize zur Energieeffizienz sollten nicht über die Netzentgelte erfüllt werden. Ähnliches gilt für die Berücksichtigung von Marktsignalen, die aus Sicht des BDEW nicht durch die Netzentgelte angereizt werden sollten. Wie auch die Bundesnetzagentur feststellt, sollten Netzentgelte so ausgestaltet sein, dass sie marktliche Flexibilität nicht grundlos (z.B. ohne Vorhandensein von Netzrestriktionen) hemmen.

Der BDEW stimmt der Gewichtung der Ziele der BNetzA zu. Notwendiges Ziel ist die Kostenorientierung. Gleichzeitig muss auch die Umsetzbarkeit gewährleistet werden. Beide Ziele werden von der heutigen Netzentgeltsystematik weitgehend erfüllt.

Der BDEW befürwortet auch, dass eine weiterentwickelte Netzentgeltsystematik insbesondere die Finanzierungsbeteiligung und darunter die Kostenreflexivität besser erfüllen muss.

Die heutigen bezugsabhängigen Netzentgelte erfüllen dieses Kriterium nicht ausreichend. Gleiches gilt für die Anreizfunktion wobei hier zu betonen ist, dass oberste Priorität der Abbau der Flexibilitätshemmnisse sein muss. Wir sprechen uns dafür aus, auch zukünftig die wirtschaftliche Planbarkeit für alle Markttrollen möglichst sicherzustellen.

3 Anpassungsoptionen

3.1 Beteiligung von Einspeisern an der Netzkostenfinanzierung

Im aktuellen Netzentgeltsystem werden Netzentgelte nur für die Entnahme aber 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. Durch den teils durch die Einspeisung getriebenen Ausbau der Stromnetze scheint die Fragestellung der Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzkosten zunächst logisch. Hierbei sollte jedoch vorangestellt werden, welches Ziel damit erreicht werden kann. Es ist aus Sicht des BDEW fraglich, ob eine Beteiligung der Einspeiser bei der Netzkostenfinanzierung wirklich zu geringeren Netz- oder Systemkosten führt. Vielmehr können Einspeiser durch eine effizientere Einbindung in das Stromnetz Effizienzen im System heben. Einen zentralen Ansatzpunkt stellt dabei die gezielte „Überbauung“ von Netzanschlusskapazitäten insbesondere durch ein Pooling von Wind- und Solaranlagen dar, wie im Rahmen der Energierechtsnovelle von Februar 2025 rechtlich bereits angelegt („flexible Netzanschlussvereinbarungen“). Dadurch können bestehende Netzanschlusskapazitäten künftig effizienter ausgelastet werden.

Auch die aktuelle politische Debatte zum Industriestrompreis und die Entlastung der Industrie muss in der Diskussion um die Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzkosten beachtet werden. Je nach Ausgestaltung führt die Beteiligung der Einspeiser bei der Netzkostenfinanzierung zu einer Erhöhung des nationalen Großhandelspreises. Dies wiederum führt auch bei Industriekunden zu höheren Beschaffungs- und somit Energiekosten. Daher ist eine Einführung von Einspeiseentgelten abzulehnen. Eine Einführung von Baukostenzuschüssen für Einspeiser sollte einer konstruktiven und kritischen Diskussion unterzogen werden und auf ihre Wirkung untersucht werden. Ein überwiegender Nutzen für das Stromsystem wäre dabei Grundvoraussetzung für eine mögliche Einführung.

3.1.1 Einführung von Einspeiseentgelten

In ihrem Diskussionspapier spannt die BNetzA den Bogen zu möglichen Einspeiseentgelten sowohl in ihrer strukturellen Ausgestaltung als auch in der Höhe der Finanzierungsbeteiligung sehr weit auf. Mit Blick auf die Konsultationsfrist zum 30. Juni 2025 ist eine abschließende Bewertung der aufgezeigten Optionen seitens des BDEW nicht umsetzbar. Eine Einführung von Einspeiseentgelten auch in den aufgezeigten Optionen lehnt der BDEW ab.

Zu den Fragen der BNetzA:

› **Ist Netzeinspeisung eine Form der Netznutzung, die mit Einspeiseentgelten an der Finanzierung der Netzkosten beteiligt werden sollte?**

Folgt man einzig dem Prinzip der Kostenreflexivität, erscheint eine Erhebung von Einspeiseentgelten zunächst angemessen. 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. Das Prinzip der Kostenreflexivität fügt sich jedoch, wie auch von der BNetzA festgestellt, in eine Reihe weiterer relevanter Kriterien ein, die für eine Bewertung heranzuziehen sind.

Aus Sicht des BDEW sprechen demnach viele Gründe gegen die Einführung von Einspeiseentgelten.

Verursachungsgerecht ausgestaltete Einspeiseentgelte würden die Komplexität maßgeblich erhöhen, mit bürokratischem Aufwand einhergehen und nicht zuletzt auf Grund der sehr heterogenen Nutzerstruktur zu unwägbar Abweichungen von der Marktneutralität führen.

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 erschwert. 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) keine effektive Möglichkeit, die Kosten zuwälzen. 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 Kraftwerke (ggf. ausländische) preissetzend sind, die keine oder geringere Netzentgelte zahlen. Die reduzierte

Profitabilität von Nicht-EEG-Projekten könnte dann den Ausbau dieser subventionsfreien Erzeugung hemmen und damit effektiv Subventionsbedarf erhöhen.

Die Belastung von Stromerzeugern mit Netzentgelten würde somit den von der Kraftwerksstrategie oder von einem Kapazitätsmechanismus abzudeckenden Finanzierungsbedarf erhöhen, da diese Zusatzbelastungen durch die Anbieter in die Gebotspreise übernommen werden würden.

Zudem besteht ein Zielkonflikt. Auf der einen Seite steht der Bestandsschutz und das Ziel der Reform der Netzentgeltsystematik, Anreize für ein effizientes Stromsystem zu schaffen. Dabei ist zu beachten, dass Standortanreize nur für neue Anlagen gesetzt werden können.- Auf der anderen Seite stehen die Anforderung eines Level Playing Field und eines 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. Unter ausschließlicher Fokussierung auf Neuanlagen hätten Bestandsanlagen jedoch einen erheblichen Vorteil am Markt, sofern die Neuanlagen förderfrei errichtet werden. Die Lösung dieses Konfliktes stellt aus Sicht des BDEW eine der zentralen Herausforderungen bei der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik dar. Bei Kunden in der Niederspannung wie Haushalten mit Aufdach-PV Anlagen, würden Einspeiseentgelte zudem die Akzeptanz für die Energiewende hemmen oder den EEG-Förderbedarf entsprechend erhöhen.

Position des BDEW ist, dass jegliche Überarbeitung und auch Anpassungen in der Netzentgeltsystematik zu einem system- und prioritär netzdienlichen Nutzen beitragen und sich nicht negativ auf das energiewirtschaftliche Zieldreieck der sicheren, nachhaltigen und bezahlbaren Energieversorgung auswirken dürfen. Eine mögliche andere Netzentgeltsystematik darf demnach den Hochlauf energiewenderelevanter Technologien nicht hemmen und muss dabei auch auf die Effizienz des Gesamtsystems einzahlen. Eine Einführung von Einspeiseentgelten ist daher nicht zielführend.

› **Welche Auswirkungen auf den Strommarkt werden gesehen?**

Der BDEW weist darauf hin, dass Einspeiseentgelte den nationalen Großhandelspreis erhöhen würden und auch Auswirkungen innerhalb der EU auf den grenzüberschreitenden Austausch haben. Im Ergebnis erfolgt – rein national betrachtet – also weitgehend eine Transformation der Kosten von Netzkosten zu Energiekosten bzw. ein Anstieg der EEG-Förder-summe. Somit würden diese Kosten dennoch, wenn auch ggf. in einer anderen Verteilung zwischen den Kundengruppen, in die Stromrechnung des Kunden mit einfließen. Unterschiedliche Einspeiseentgelte für verschiedene Erzeuger könnten zudem den

Kraftwerkseinsatz im Strombinnenmarkt und den europäischen Wettbewerb verzerren und zu einer Bevorzugung bestimmter Technologien im Dispatch führen – etwa, wenn kWh-basierte Einspeiseentgelte hypothetisch nur für neue Anlagen erhoben würden.

› **Wären Einspeiseentgelte auch ein geeignetes Instrument der Standortsteuerung?**

Einspeiseentgelte sind zusammenfassend mit grundlegenden, schwierigen Fragen verbunden, die Auswirkungen sind komplex. Es ist fraglich, ob Einspeiseentgelte eine sinnvolle geografische Lenkungswirkung von Investitionen in Erzeugungsanlagen herbeiführen würden. Denn Einspeiseentgelte stellen zum einen kein marktliches Knappheitssignal dar. Im Falle der erneuerbaren Stromerzeugung wird eine mögliche Lenkungswirkung zudem durch bestehende Vorgaben und Einschränkungen bzgl. der Standortwahl (förderfähige Flächenkulisse) geschwächt. Vor diesem Hintergrund erscheint die Einführung in Bezug auf Zielgenauigkeit, Komplexität und Bürokratie schwierig.

Ohne eine Flexibilisierung der Netzentgelte, hinsichtlich einer örtlichen und/oder zeitlichen Komponente und ohne explizite Berücksichtigung der Netzdienlichkeit, können Entgelte für Stromeinspeisung keine kostendämpfende Wirkung entfalten. Eine solche Ausgestaltung würde die Komplexität jedoch maßgeblich erhöhen und zu zusätzlichen Abweichungen von der Marktneutralität führen.

Eine Steuerungswirkung durch die Einspeiseentgelte ist sehr fraglich. Die Flächenkulisse für den EE-Zubau ergibt sich aus der Flächenausweisung etwa für Wind an Land und PV. Zudem ist grundsätzlich zu hinterfragen, wie sinnvoll die umfangreiche Umlenkung von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten an weniger geeignete Standorte ist. Windenergieanlagen werfen bspw. im windärmeren Süden weniger Ertrag ab, während die Vergütung aufgrund des Referenzertragsmodells deutlich höher ausfällt.

› **Welche Ausgestaltungsvariante für Einspeiseentgelte (Arbeitspreis, Leistungspreis, Kapazitätspreis, Grundpreis) wären vorzugswürdig, um die Ziele der Finanzierungs- oder der Steuerungsfunktion bestmöglich zu erfüllen und gleichzeitig marktverzerrende Wirkungen zu begrenzen?**

Die unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten für Einspeiseentgelte wirken sich unterschiedlich auf die verschiedenen Erzeugungstechnologien aus. Ob Einspeiseentgelte die gewünschte Steuerungsfunktion erzielen, ist aus Sicht des BDEW jedoch fraglich. Ohne eine Flexibilisierung der Netzentgelte, hinsichtlich einer örtlichen und/oder zeitlichen Komponente und ohne explizite Berücksichtigung der Netzdienlichkeit, können Entgelte für Stromeinspeisung keine kostendämpfende Wirkung entfalten. Eine solche Ausgestaltung würde die Komplexität jedoch maßgeblich erhöhen und zu zusätzlichen Abweichungen von der Marktneutralität führen.

› **An welchen Kosten sollten sich Einspeiser über Einspeiseentgelte beteiligen?**

Eine Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten über Einspeiseentgelte ist abzulehnen. Zudem wird eine Zuordnung bestimmter Netzkosten zu den Erzeugern der Verursachungsgerechtigkeit bzw. Kostenreflexivität nicht gerecht. Die Verursachung einzelner Kostenbestandteile wie bspw. die Verlustenergiekosten oder die Kosten für Systemdienstleistungen kann nicht alleinig den Erzeugern zugeordnet werden.

3.1.2 Baukostenzuschüsse für Einspeiser

Die Einführung von Baukostenzuschüssen für Einspeiser wäre auch aus Sicht des BDEW im Vergleich zu Einspeiseentgelten ein einfacher zu handhabendes Instrument, um die Einspeiser an den Netzkosten zu beteiligen, jedoch stellt sich auch hier die Frage welchen Nutzen und welche Lenkungsfunktion ein BKZ erfüllen kann. Für eine Lenkungsfunktion wären örtlich differenzierte BKZ erforderlich, was jedoch gleichzeitig bspw. zu höheren Pachtpreisen in Regionen mit niedrigen BKZ führen könnte. Darüber hinaus bestehen bei den meisten Erzeugungstechnologien weitere Restriktionen in der Standortwahl wie zum Beispiel die Ausweisung von Vorrangflächen für Windenergieanlagen oder das bestehende Wärmenetz für eine KWK-Anlage. Gleichzeitig stellt sich die Frage bei der Einführung von BKZ für Einspeiser, ob diese für alle erhoben werden sollen, oder nur für bestimmte Erzeugungstechnologien. Vor diesem Hintergrund sollte auch die Einführung von BKZ für Einspeiser hinterfragt werden.

Zu den Fragen der BNetzA:

› **Wären Baukostenzuschüsse eine geeignete Ergänzung oder eine sinnvolle Alternative der Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzkosten?**

Baukostenzuschüsse wären ein einfacher zu handhabendes Instrument für eine Kostenbeteiligung der Einspeiser am Netzausbau als Einspeiseentgelte. Die Erhebung von Baukostenzuschüssen ist bei Verbrauchsanlagen ab 30 kW Anschlussleistung ein bewährtes Instrument, die beantragte Netzanschlussleistung an den tatsächlichen Bedarf auszurichten und Anlagenbetreiber verursachungsgerecht an den steigenden Netzausbaukosten zu beteiligen. Eine solche Einmalzahlung im Rahmen von Investitionsentscheidungen stellt für die Anlagenbetreiber eine bessere Kalkulationsgrundlage als schwankende Einspeiseentgelte dar und hat bei regionaler Differenzierung Anreizwirkung auf die Standortwahl. Sie hat aber keine oder nur eine indirekte Lenkungswirkung bezüglich der Fahrweise (so kann ein BKZ Überbauung volatiler EE-Erzeugung anregen und damit zu einer Veränderung bzw. Verstärkung des Einspeiseprofiles beitragen). Da ein BKZ nur für Neuanlagen oder Erweiterungen anfallen würde, würde auch der potenzielle Konflikt um den Bestandsschutz im Rahmen

einer Netzentgeltreform für Erzeuger vermieden. Der negative Verteilungseffekt und der Einfluss auf das Gebotsverfahren von Förderprojekten können je nach Ausgestaltung jedoch bestehen bleiben. Da Einspeiseentgelte als Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzkosten abzulehnen sind, stellen BKZ maximal eine Alternative dar.

› **Welche Auswirkungen auf den Strommarkt werden gesehen?**

Baukostenzuschüsse könnten wie Einspeiseentgelte 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. Bei entsprechenden Anpassungen der Fördersätze würde ein negativer Verteilungseffekt auftreten, wenn höhere Projektkosten durch Baukostenzuschüsse 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. Eine undifferenzierte Erhebung von BKZ birgt die Gefahr, dass steuerbare Kapazitäten kleiner realisiert werden, als es volkswirtschaftlich sinnvoll wäre. Da es sich beim Baukostenzuschuss um einmalige Fixkosten handelt, sind die wirtschaftlichen Auswirkungen auf Projekte geringer einzuschätzen als bei Einspeiseentgelten.

› **Wären Baukostenzuschüsse auch ein geeignetes Instrument der Standortsteuerung?**

Inwiefern ein gut ausgestalteter BKZ darüber hinaus die richtigen Standortanreize (auch im Sinne einer besseren Synchronisierung von Wind- und PV-Kapazitäten) setzen kann, sollte genauer untersucht werden. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die Standortwahl von Erzeugungsanlagen bereits durch mehrere Aspekte eingeschränkt ist (z.B. vorgegebene Flächenkulisse für Onshore-Wind und Freiflächen-PV, Offshore Wind-Ausschreibungen). Bei einigen Erzeugergruppen würde sich keinerlei Lenkungswirkung entfalten, da sie immobil sind, (bsp. Haushalte oder Gewerbe mit Aufdach-Anlagen, Pumpspeicherkraftwerke etc.).

Daher wäre zum jetzigen Zeitpunkt auch das Instrument des räumlich unterschiedlichen BKZ für Einspeiser aus Sicht des BDEW einer konstruktiven und kritischen Diskussion zu unterwerfen.

› **Was wären geeignete Bemessungsgrundlagen für die Quantifizierung von Baukostenzuschüssen?**

Sollten Baukostenzuschüsse (BKZ) für Einspeiser eingeführt werden, wäre die Einführung einer verbindlichen Anmeldeleistung für den Netzverknüpfungspunkt sinnvoll. Die Berechnung des BKZ sollte auf Grundlage der angemeldeten Netzeinspeisekapazität erfolgen. Daraus entstünde für den Anlagenbetreiber ein finanzieller Anreiz, die Anmeldeleistung

bedarfsgerecht auszulegen. Notwendig wäre darüber hinaus ein einfaches, transparentes Modell.

Von großer Bedeutung wäre zudem eine Ausgangsbasis für die Berechnung des BKZ, die für Einspeisung und Entnahme einheitlich ist. Dies kann jedoch in unterschiedlichen BKZ für Einspeisung bzw. Entnahme an einem Anschlusspunkt resultieren. Abschläge müssten möglich sein und sachgerecht, nach Bedarf und individuell durch die Netzbetreiber ausgestaltet werden können, wie bereits der Fall für die Entnahme. Denkbar ist dabei eine Orientierung an den technischen Gegebenheiten (z.B. fehlendes n-1-Kriterium in der Einspeisung).

Im Übertragungsnetz kann an der Ermittlungsmethode für die regionale Differenzierung der BKZ für Entnahmeanlagen festgehalten werden. Im Verteilnetz sollten BKZ dabei wie gehabt durch den jeweiligen VNB bestimmt, allerdings mit einer Öffnungsklausel für eine regionale Differenzierung sowohl für Einspeisung als auch Entnahme innerhalb eines Verteilnetzgebietes versehen werden.

Eine verbindliche Information über einen etwaigen BKZ ist essenziell, um die Kosten im Rahmen der für die Investitionsentscheidung notwendigen Kalkulationen berücksichtigen zu können. Da Projekte einen mehrjährigen Vorlauf aufweisen, sollte ein etwaiger BKZ mit entsprechendem Vorlauf verbindlich bekanntgegeben werden. Nur auf diese Weise lassen sich risikobedingte Mehrkosten für das Projekt, den Förderrahmen und damit für das Gesamtsystem adäquat vermeiden.

› **Sollten Baukostenzuschüsse für Einspeiser in Anlehnung an die sogenannte EE-Kostenwälzung auf Netzgebiete beschränkt werden, in denen die Einspeisung der wesentliche Treiber für Netzausbaukosten ist?**

Im Sinne der Diskriminierungsfreiheit sollten sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz Baukostenzuschüsse für Einspeiser nicht auf Netzgebiete beschränkt werden, in denen die Einspeisung der wesentliche Treiber für Netzausbaukosten ist. Es sollte aber die Möglichkeit geben, einen BKZ von Null auszuweisen, um den Anreiz zum Anschluss von Erzeugungsanlagen in bestimmten Netzgebieten im Sinne einer netzdienlichen Standortwahl anzureizen.

Die Erneuerbare-Energien-Kennzahl ist nur eingeschränkt geeignet als Kriterium für die Ermittlung der Netzgebiete, in denen die Einspeisung der wesentliche Treiber für Netzausbaukosten ist. Sie wird jährlich neu ermittelt, woraus sich fehlende Planungssicherheit für Anlagenbetreiber ergäbe. Sie bildet die unterschiedlichen Bedingungen innerhalb eines Verteilnetzgebietes nicht ausreichend ab, da viele Verteilnetzbetreiber durch Einspeisung geprägte Regionen aufweisen, ohne den Schwellenwert für eine Wälzungsberechtigung zu

erreichen. Zudem ist im Zuge der Neuaufstellung der Netzentgeltsystematik die Zukunft der EE-Kostenwälzung unklar und bedarf einer Evaluierung.

3.2 Preiselemente

3.2.1 Einführung eines verpflichtenden Grundpreises

Netzkosten setzen sich aus verschiedenen Bestandteilen und verschiedenen Kostentreibern zusammen. Ein Teil der Netzkosten sind laut BNetzA die sogenannten strukturbedingten Kosten, die aufgrund der Netzstruktur aber nicht aufgrund der Kundenstruktur entstehen und somit von den Kunden nicht beeinflusst werden können. Diese Kosten pauschal über einen Grundpreis auch für Netzebenen oberhalb Niederspannung zu verteilen, scheint zwar zunächst gerecht, jedoch stellen sich direkte Folgefragen. Laut dem Gutachten von Consentec „Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende“ aus 2018 beträgt der Anteil der strukturbedingten Kosten ca. 70% der Netzkosten. Einen solchen großen Anteil der Netzkosten über einen pauschalen Grundpreis zu erheben, führt zu einer enormen Mehrbelastung kleinerer Netzkunden. Darüber hinaus ist die Ermittlung der strukturbedingten Netzkosten mit hohen Aufwänden verbunden und deren sachgerechte Überprüfbarkeit durch die Regulierungsbehörde muss gewährleistet werden. Ebenfalls steht die Einführung eines pauschalen Grundpreises im Widerspruch zur Anregung von netzdienlichem Verhalten der Netznutzenden. Ein verpflichtender Grundpreis wäre regressiv und setzt falsche Flexibilitätsanreize. Zielführender wäre ein Kapazitätspreis, der sich an der tatsächlichen Netznutzung orientiert. Die Einführung eines Grundpreises zur Deckung der strukturbedingten Kosten ist daher aus Sicht des BDEW abzulehnen.

Zu den Fragen der BNetzA:

- › **Die Nutzerstruktur gilt als ein wesentlicher Treiber der Netzkosten. Wäre eine Grundpreiskomponente ein Instrument, um die strukturbedingten Kosten besser zu reflektieren?**

In einer neuen Netzentgeltsystematik sollte durchgängig und für alle Kundengruppen die Bepreisung der mengenunabhängigen und netzkostenrelevanten (primär vorhaltekapazitätsabhängigen) Komponenten den Hauptteil der Kostentragung ausmachen. Demgegenüber sollte die heute insbesondere im SLP-Bereich starke Gewichtung der bezogenen Arbeitsmenge geringer ausfallen. Eine solche Anpassung würde die künftige Netzentgeltsystematik kostenreflexiver machen und gleichzeitig bei sachgerechter Ausgestaltung keine signifikanten Einschränkungen in Sachen Marktneutralität, Umsetzbarkeit, Planbarkeit und Verständlichkeit mit sich bringen. Eine Bepreisung mit einem (höheren) Grundpreis wäre „zu pauschal“ und würde (im Vergleich zu den heutigen Netzentgelten) große

Verwerfungen bei den einzelnen Netznutzern auslösen. Falls ein zusätzlicher Grundpreis neben den heutigen Kostenkomponenten hier angedacht ist (was aus dem Diskussionspapier nicht eindeutig hervorgeht), würde dies die grundsätzlichen Probleme der heutigen Netzentgeltsystematik nicht lösen. Anstelle eines Grundpreises zur Deckung eines großen Teils der Netzkosten sollte jedoch eine kW-basierte Entgeltkomponente eingeführt werden. Beispielsweise kann ein Kapazitätspreis, der so ausgestaltet ist, dass er auch Lastverschiebungen ermöglicht, neben den Zielen der Kostenorientierung, Umsetzbarkeit und Finanzierungsbeteiligung auch das Ziel der Anreizfunktion (in Teilen) gut erfüllen.

Neben der kW-basierten Komponente können auch eine Grund- und bzw. oder eine Arbeitskomponente eine Rolle spielen. In dieser Kombination würden die verschiedenen realen Netzkostenblöcke gemäß ihrem Anteil an den Netzkosten abgebildet werden können: Der Kapazitätspreis bildet dabei die Kosten der Netzdimensionierung ab. Der Grundpreis könnte die Gemeinkosten abbilden, welche nicht direkt jedem Kunden oder den Netzan-schlüssen zu zuordnen sind. Der Arbeitspreis könnte zuletzt den variablen Teil der Netzkosten abbilden, die tatsächlich von der entnommenen Arbeit abhängen (z.B. die der Verlustenergie). Bei geringer Relevanz könnten einzelne Preiskomponenten, die geringe Kostenblöcke abbilden, auch entfallen und so die Transparenz und Verständlichkeit für Endkunden erhöhen.

Bei Kunden, bei denen alle notwendigen Informationen für die Bestimmung und Überprüfung der Kapazität vorliegen (z.B. solchen mit registrierender Leistungsmessung und künftig solchen mit iMSys¹) könnte sich ein künftiges Netzentgelt somit aus einer kW-basierten Komponente, und ggf. einer ergänzenden Arbeitspreiskomponente zusammensetzen. Bei SLP-Kunden ohne iMSys sind Kapazitäts- und Leistungspreis dagegen mit Umsetzungsschwierigkeiten konfrontiert und daher als Komponente überwiegend nicht geeignet. Abhilfe kann hier für die Übergangsphase ein pauschal gestaffelter Grundpreis (Staffelung in „Kapazitätsstufen“) als Approximation schaffen. Alternativ könnten „klassische“ Verbrauchskunden (ohne intelligente Messsysteme) auch analog zu heute entsprechend der bestehenden Preissystematik (g-Funktion) berücksichtigt werden – dies erhöht jedoch deutlich die Komplexität der Netzentgeltsystematik. Das System sollte möglichst so konzipiert sein, dass ein Wechsel aus der vereinfachten (SLP-)Systematik zur iMSys- bzw. RLM-Systematik ceteris paribus nicht zu einem sprunghaft höheren oder niedrigeren Netzentgelt führt.

¹ Bei mehr als einem Anschlussnehmer ist zu klären, wie die Kapazität zu verteilen ist.

Im Sinne der Verständlichkeit und operativen Umsetzbarkeit sollte es Ziel sein, die Anzahl der Netzentgeltkomponenten auf ein sinnvolles Maß zu beschränken.

› **Wie kann bei der Einführung von Grundpreisen ein angemessenes Verhältnis zwischen Kostentragfähigkeit und Kostenreflexivität erreicht werden?**

Der Grundpreis erfüllt dank seiner Pauschalität und Einfachheit insbesondere die Ziele der Umsetzbarkeit und Kostenorientierung. Gerade bei Nutzergruppen mit geringen Differenzierungsmerkmalen und -möglichkeiten (bspw. SLP-Kunden) kann ein Grundpreis auf Grund seiner Pauschalität eine einfache Umsetzung darstellen. Die Kehrseite dieser Einfachheit ist, dass der Grundpreis generell keinerlei Anreizwirkung entfalten und vor allem keine Netzdienlichkeit abbilden kann, da Netznutzer unabhängig von ihrem Verhalten gleich belastet werden, was insbesondere Verbraucher mit geringer Stromabnahme und niedrigen Leistungen überproportional belasten würde. Daher sollten, wenn überhaupt, nur Kosten über einen Grundpreis abgebildet werden, die unabhängig von der Leistung-/Kapazitätsinanspruchnahme sind. Um jedoch kleinere Kunden nicht zu stark zu belasten, sollte der Anteil der Netzkosten, der über einen Grundpreis erhoben wird, nicht zu groß sein. Möchte man darüber hinaus über den Grundpreis auch Kostenanteile, die aus der Kapazitätsvorhaltung entstehen, abdecken, so könnte dies über eine gestaffelte Ausgestaltung (sozusagen als diskreter Kapazitätspreis in vorab definierten Kapazitätsklassen) des Grundpreises erfolgen.

› **Wird ein höherer Grundpreis für Eigenverbraucher und Prosumer als geeignetes Mittel angesehen, diese stärker an den Netzkosten zu beteiligen?**

Ein höherer Grundpreis für Eigenverbraucher und Prosumer, einzig und allein nur weil sie einer benennbaren Kundengruppe angehören, ist strikt abzulehnen. Alle Netzkunden sollten auf Basis der vorgehaltenen Kapazität des Netzes an den Netzkosten beteiligt werden. Dabei sollte in engpassfreien Situationen auch darüber hinausgehende Kapazität freigegeben werden können und gleichzeitig sichergestellt werden, dass netzdienliches Verhalten nicht behindert bzw. ausreichend angereizt wird.

Mit der derzeitigen Systematik eines Grundpreises und eines Arbeitspreises mit hohem Anteil an den Netznutzungsentgelten ist die Netzentgeltbelastung eines einzelnen SLP-Kunden im Wesentlichen abhängig von der aus dem Netz entnommenen Arbeit. Die Kosten der Netznutzung sind jedoch nicht von der entnommenen Menge, sondern weitestgehend von der vorgehaltenen Kapazität, d.h. der erwarteten maximal bezogenen Leistung in Spitzenlastzeiten abhängig.

Das bedeutet, dass die Prosumer zwar weniger Strommengen aus dem Netz entnehmen, aber mindestens genauso viel Leistung bzw. Kapazität in Anspruch nehmen und deshalb

das Netz in Zeiten sowieso hoher Netzbelastung ebenso stark „nutzen“ wie Kunden ohne Eigenerzeugung. Dies wird in der aktuellen Netzentgeltsystematik nicht sachgerecht abgebildet und muss im Rahmen der Weiterentwicklung adressiert werden.

Zugleich reizt die heutige Netzentgeltsystematik die beiden Netzkosten-senkenden Flexibilitätsoptionen eines Prosumers nicht an. Mit entsprechenden Anreizen und der erforderlichen technischen Ausstattung können:

- › Prosumer mit Speicher sich im Zeitpunkt der erwarteten Jahreshöchstlast aus ihren Speichern versorgen, anstatt das Netz zu nutzen oder sogar zur Entlastung in dieses einspeisen;
- › Prosumer mit Speicher die Erzeugung zur Mittagszeit einspeichern und so den einspeisegetriebenen Netzausbaubedarf senken.

Mit einer Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik hin zu einer stärker kW-basierten Bepreisung könnte man entsprechende Anreizen durch die Netzentgeltsystematik setzen und das netzdienliche Potential von Prosumern besser ausschöpfen. Alternativ könnten in der Niederspannung (entweder über alle Netznutzer oder für Kunden mit iMSys) leistungs-basierte gestaffelte Grundpreise zur Anwendung kommen, um der Problematik von Prosumern zu begegnen.

Gleichzeitig sollte jedoch nicht aus dem Blick verloren werden, dass es in Zeiten von hohem Erzeugungsüberschuss ohne Netzengpasssituationen möglich sein sollte, mit hoher Leistung Strom aus dem Netz zu beziehen. Ein Kapazitätspreis kann auch zeitvariabel ausgestaltet werden, um dem zu begegnen. Dadurch kann eine angemessene Balance zwischen System- und Netzdienlichkeit hergestellt werden. Auch dieser Aspekt sollte bei einer Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik beachtet werden.

3.2.2 Ersatz des Leistungspreises durch einen Kapazitätspreis

Der BDEW begrüßt die von der BNetzA aufgezeigte Reformoption, die einen Ersatz des Leistungspreises durch einen Kapazitätspreis vorsieht. Der statische Leistungspreis (wie bereits heute im Bereich registrierender Leistungsmessung angewendet) hat im Vergleich zum Kapazitätspreis Schwächen. Diese könnten zwar durch eine Leistungsbepreisung orientiert an der zeitgleichen Spitzenlast adressiert werden und somit die Netzdienlichkeit und Kostenreflexivität abbilden, wären aber im Vergleich zum Kapazitätspreis mit einem höheren Umsetzungsaufwand und einer geringeren wirtschaftlichen Planbarkeit für alle Marktteilnehmer verbunden. Aus Sicht des BDEW könnte ein gut ausgestalteter bzw. umgesetzter Kapazitätspreis also Vorteile gegenüber dem heutigen Leistungspreis haben. Das gilt insbesondere, wenn der Kapazitätspreis so flexibel ausgestaltet ist, dass ein ausreichender Anreiz besteht, Lasten in

engpassfreie Zeiträume zu verschieben. Vorstellbar wäre zum Beispiel ein Kapazitätspreissystem, in dem der Netznutzer kostenlos oder zu günstigen Preisen seine vereinbarte, gesicherte Kapazität überschreiten kann, solange das Netz dies zulässt (keine Engpässe). Die gesicherte Kapazität stünde dem Nutzer jederzeit und garantiert zur Verfügung, eine Überschreitung wäre bei Engpassfreiheit möglich. So hätten Netznutzer mit flexiblem Verbrauch die Möglichkeit, zu einer optimierten Auslastung des Netzes beizutragen. Ein zukünftiges System sollte solche Flexibilitätsoptionen berücksichtigen.

Zu den Fragen der BNetzA:

- › **Wird ein Kapazitätspreis als geeignete Alternative zu einem Leistungspreis gesehen, um die anschlussbedingten Netzkosten zu reflektieren und das etwaige Flexibilitätshemmnis eines Leistungspreises zu mildern?**

Der **Kapazitätspreis** bietet in Sachen Kostenreflexivität bzw. Finanzierungsbeteiligung einen Mehrwert, denn durch ihn wird die kostenrelevante (zu jeder Zeit zur Verfügung stehende) Netzanschlusskapazität bepreist. Auch die Kriterien Kostenorientierung, Umsetzbarkeit und Anreizfunktion bedient der Kapazitätspreis weitgehend, da er (a) keine Markthindernisse oder Diskriminierungstatbestände aufbaut, (b) ex-ante bekannt und vorhersehbar ist und (c) eine optimierte Kapazitätsauslegung im Sinne des Netzes honoriert.

Als Ausprägung einer neuen, kW-basierten Hauptentgeltkomponente erfüllt der Kapazitätspreis bereits in seiner statischen Form wichtige Kriterien. Wie bei allen Reformoptionen kommt es auch hier auf die Ausgestaltung an. Zu den Anforderungen an eine praxistaugliche Ausgestaltung eines Kapazitätspreises zählt dabei u.a., dass Kunden ihre Kapazität ex-ante vertraglich vereinbaren können. Diese kann gleich oder geringer der technisch verfügbaren maximalen Netzanschlusskapazität sein. Mit einer Flexibilisierung des Kapazitätspreises könnte die Anreizfunktion noch passgenauer abgebildet und netzdienliche Flexibilität angereizt werden, z.B. durch eine Differenzierung zwischen gesicherter und unterbrechbarer Kapazität (siehe oben). Zur effizienteren Netznutzung kann die Saisonalität von Lasten (bspw. Reserveanlagen zur Wärmeerzeugung) berücksichtigt werden, indem Kapazitäten je nach Saison/Quartalen in unterschiedlicher Höhe vereinbart und vorgehalten werden. Bei der Ausgestaltung eines Kapazitätspreises sind jedoch noch einige Fragen offen, u.a.: Wie oft bzw. in welchem Turnus kann die gebuchte Netzanschlusskapazität angepasst werden? Ist eine Erhöhung der gebuchten Netzanschlusskapazität zu einem späteren Zeitpunkt unproblematisch möglich? In welcher Höhe wären saisonale Kapazitäten zu bepreisen? Kann eine Netzkunde, der wegen Unterauslastung seiner Anlagen vorübergehend seine Kapazitätsbuchung verringern will (um Kosten zu reduzieren), darauf vertrauen, diese Kapazität wiederzubekommen? Wie ist das Verhältnis zu einem möglicherweise entrichteten BKZ? Detailfragen zur Anpassung und Festlegung der gebuchten Netzanschlusskapazität sowie

eine mögliche Flexibilisierung dieser Preiskomponente gilt es im weiteren Festlegungsverfahren zu diskutieren. Wichtig ist eine möglichst dauerhafte Verbindlichkeit der bestellten Kapazitäten, um zum einen den Prozess beherrschbar zu halten und zum anderen einen netzdienlichen Nutzen für den Netzbetreiber entfalten kann.

› **Nach welchen Maßstäben sollten Netzbetreiber die zur Absicherung eines Kapazitätspreises notwendige Pönale bemessen?**

Ob und nach welchen Maßstäben eine Pönale im Fall von Kapazitätsüberschreitungen erhoben werden sollten, hängt ganz wesentlich von der konkreten Ausgestaltung des Kapazitätspreises ab. Es ist beispielsweise durchaus denkbar, dass sofern eine Kapazitätsüberschreitung eines Netzkunden zu keinem Netzengpass führt, diese vom Netzbetreiber gewährt werden kann oder auch stark vergünstigt oder kostenlos angeboten werden kann. Lediglich in Zeiten, in denen die Kapazität im Netz begrenzt ist, sollte sichergestellt werden, dass die über den Kapazitätspreis vereinbarte Kapazität nicht überschritten bzw. ggf. pönalisiert wird. In diesem Zusammenhang sollte (kommunikationstechnisch) nicht mehr von einer Pönale, sondern eher von teureren Kapazitätsprodukten gesprochen werden. Alternativ können Überschreitungen der gebuchten Kapazität einfach von einer zweiten (flexiblen) Netzentgeltkomponente abgedeckt werden. Damit wäre eine „Pönalisierung“ (im engeren Sinne) auch nicht notwendig.

› **Welche Herausforderung würden sich bei einer Einführung ergeben?**

Die Abrechnungsgrundlage des Kapazitätspreises, die vertraglich vereinbarten Netzan-schlussleistung, wird bisher nur für eine BKZ-Zahlung benötigt und ist in alten Netzan-schlussverträgen teilweise nicht digital oder überhaupt nicht mehr verfügbar. In der operativen Umsetzbarkeit ergeben sich aus heutiger Sicht durch deutliche Datenbedarfe und Umsetzungsaufwände Hürden (abhängig von der betrachteten Kundengruppe). Aufgrund der angestrebten Neuregelung ab dem Jahr 2029 erscheint dieser Umstellungsaufwand jedoch mittelfristig und ggf. mit Übergangs- und Einführungszeiträumen und sukzessiver Einführung insb. nach Spannungsebenen bewältigbar. Dies gilt insbesondere für leistungs-gemessene Kunden. Da der Kapazitätspreis bisher nicht Teil der Netzentgeltsystematik ist, wäre die Einführung mit erhöhtem Erklär- und Rechtfertigungsbedarf sowie Kommunikati-onsbedarf gegenüber den Endkunden verbunden (Verständlichkeit). Mit der Branche wäre insbesondere zu klären, welcher Kostenanteil über einen Kapazitätspreis zu decken wäre bzw. wie der Kapazitätspreis zu kalibrieren ist. Zudem ist zu klären, wie groß das Einsparpo-tenzial durch eine veränderte Anreizstruktur sein kann im Verhältnis zu den Kosten der Um-stellung und den Risiken einer Fehlsteuerung.

- › **Wie groß ist der Abstand zwischen tatsächlicher in Anspruch genommener und vertraglich vereinbarter sowie technisch möglicher Netzanschlusskapazität sowie der individuellen Jahreshöchstlast großer Verbraucher in Ihrem Netz.**

Der Abstand zwischen tatsächlicher in Anspruch genommener und vertraglich vereinbarter / technisch möglicher Netzanschlusskapazität fällt höchst unterschiedlich aus. Eine Aussage für ein Netzentgeltsystem kann daraus nicht abgeleitet werden. Eine Bestimmung der technisch möglichen Netzanschlusskapazität ist sehr aufwendig und kann daher nicht für die Gesamtheit aller Netzkunden durchgeführt werden. An einzelnen Fällen zeigt sich aber, dass die individuelle Jahreshöchstlast bei einigen Netznutzern deutlich unter den technischen Netzanschlusskapazitäten liegt.

3.3 Dynamische Netzentgelte

Mit dynamischen Netzentgelten können lokale und zeitliche differenzierte Signale gesetzt werden und eine bessere Auslastung der Netzbetriebsmittel bzw. höhere Systemeffizienz (wie das Einsparen von Redispatchkosten) erreicht werden. Grundsätzlich sollten variable bzw. dynamische Netzentgelte sich aber auch ausschließlich an „Netzsignalen“ orientieren. Eine Einführung dynamischer Netzentgelte geht jedoch mit hohen technischen Anforderungen, die zunächst erfüllt sein müssen, bei allen Beteiligten und einer Komplexitätserhöhung einher. Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass mit der Einführung von dynamischen Netzentgelten tatsächliche Kosteneinsparungen im Netz gehoben werden können. Aus heutiger Sicht ist es beispielsweise noch unklar, ob tatsächlich die Netzauslegung bei der Nutzung von dynamischen Netzentgelten reduziert werden kann bzw. darf. Ohne dies würde die Einführung lediglich zu höheren Aufwänden (und damit höheren Betriebskosten) bei den Beteiligten und einer Kostenverschiebung von flexiblen Netznutzern hin zu nicht flexiblen Netznutzern erfolgen.

Eine Bewertung der von der BNetzA dargestellten Modellvorschläge im Detail ist zu diesem Zeitpunkt nicht möglich, da unklar ist, welche Netzentgeltkomponenten in der zukünftigen Systematik eingeführt werden und welche Kostenbestandteile sie abdecken sollen, für welche Kundengruppen Netzentgelte erhoben werden sollen, ob eine Einführung und Nutzung dynamischer Netzentgelte freiwillig oder verpflichtend sein soll und für welche Spannungsebenen bzw. Kundengruppen die Modellvorschläge gelten sollen.

Unklar ist darüber hinaus, welcher Bestandteil der Netzkosten über ein dynamisches Netzentgelt gedeckt werden soll. Auch hier besteht ein Zielkonflikt: ist der Bestandteil zu gering, sind auch die Preissignale möglicherweise nicht ausreichend, um das Marktpreissignal zu überkompensieren. Jedoch eine vermeintlich „einfach“ zu dynamisierende Komponente nur stärker zu

gewichten, um stärkere Flexibilitätsanreize zu setzen, widerspricht dem Ziel der Kostenorientierung.

Der BDEW weist darauf hin, dass die Einführung dynamischer Netzentgelte und insbesondere eine mögliche Erhöhung der Komplexität schrittweise und eher beginnend auf höheren Spannungsebenen erfolgen sollte. Hier spielen z.B. Großbatteriespeicher, Elektrokessel und Großwärmepumpen (Industrie und Fernwärme) sowie Elektrolyseure mit ihrem erheblichen Flexibilitätspotenzial eine Rolle. Darüber hinaus sollten zunächst Erfahrungen aus der Umsetzung der Vorgaben aus § 14a EnWG gesammelt und darauf basierend eine schrittweise Weiterentwicklung angestrebt werden. Neben Erfahrungen in der Umsetzung müssen in diesem Zuge auch Erfahrungen hinsichtlich der Beurteilung möglicher Kosteneinspareffekte gesammelt werden, um sicherstellen zu können, dass mit dem Entwicklungspfad Transaktionskosten und Nutzen abgewogen werden können und entschieden werden kann, welcher Dynamisierungsgrad rechtfertigbar ist. Schließlich ist dabei auch auf notwendige Planungs- und Investitionssicherheit der Netzkunden zu wahren: wird die Netzentgeltentwicklung für den Netzkunden örtlich und zeitlich nicht mehr hinreichend planbar, müssen bei Investitionen entsprechende Risikoaufschläge berücksichtigt werden, die Investitionen verteuern.

Zu den Fragen der BNetzA:

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

In einer ersten Ausgestaltung der Flexibilisierung von Netzentgelten sollte vor dem Hintergrund, dass Nutzen und Aufwand in einem angemessenen Verhältnis stehen sollten, aus Sicht des BDEW auf ein zu hohes Maß an Flexibilisierung verzichtet werden. Mit der Weiterentwicklung und mit ersten Erfahrungen sollte über eine Erhöhung der Granularität entschieden werden. Zudem müssen bei den Überlegungen die vorhandenen und absehbaren Fähigkeiten und technischen Rahmenbedingungen sowie eine ausreichende Vorlaufzeit zur Implementierung berücksichtigt werden. Pauschalierte Verfahren, wie bspw. im Bereich Industrie- oder Speichernetzentgelte, bei denen eine pauschale Reduzierung der Netzentgelte bei definiertem netzdienlichem Verhalten vorgesehen ist, sollten als Alternative (oder ergänzend) zu variablen Netzentgeltmodellen aber nicht ausgeschlossen werden.

Eine Bewertung der verschiedenen Optionen zur Variabilisierung von Netzentgelten zeigt, dass je flexibler (und damit komplexer) die Ausgestaltung des variablen Netzentgeltes (sowohl örtlich als auch zeitlich) ist, desto passgenauer der Anreiz, zu einem gewissen Zeitpunkt nicht vollständig genutzte vorgehaltene Netzkapazität zu nutzen und damit zu einer gleichmäßigeren Auslastung der Netze beizutragen. Voraussetzung für „strangscharfe“ Netzentgelte in „Echtzeit“ ist jedoch die erhebliche technische Fähigkeit bei allen

Beteiligten (Netzbetreiber, Lieferanten, Netzkunden), die mehr als den Smart Meter Rollout bedeutet.

Eine starke Flexibilisierung wirkt sich jedoch negativ auf die Kostenorientierung und Umsetzbarkeit für alle Beteiligten (was wiederum auch eine Kostensteigerung zur Folge hat) aus. Bei jeglicher Flexibilisierung muss beachtet werden, dass die Signale für den Kunden (Netznutzer, Aggregatoren oder sogar automatischen Systemen) verständlich und transparent genug sind, damit er auf Preissignale reagieren kann und auch in der Abrechnung nachvollziehbar bleiben. Die Auswirkungen in der Verständlichkeit und operativen Umsetzbarkeit sind in den unterschiedlichen Spannungsebenen und verschiedenen Kundengruppen verschieden stark ausgeprägt. Dies gilt es in einer weitergehenden Analyse zu betrachten, auch was die Umsetzbarkeit bei Kunden im produzierenden Gewerbe (Industrie, Mittelstand) bedeutet.

- › **Soll die Dynamisierung von Netzentgelten allein der verbesserten Nutzung vorhandener Netzkapazitäten dienen oder sollen sie auch eine Option sein, Anreize zur Vermeidung von zusätzlichem Netzausbau sein?**

Preissignale durch variable Netzentgelte können gegenläufig zu Preissignalen in anderen Netzebenen und zu Preissignalen in den Strommärkten sein. Diese verschiedenen Preissignale spiegeln die Knappheit bzw. Überlastung auf den unterschiedlichen Strommärkten und Netzebenen wider. Es obliegt dann dem Netznutzer zu entscheiden, inwieweit und in welchem Umfang er den Preissignalen aus den unterschiedlichen Bereichen folgen möchte. Folge dieser Freiwilligkeit ist, dass nicht verbindlich davon ausgegangen werden kann, ob sich Netznutzer in der auslegungsrelevanten Situation gem. dem für die jeweilige Netzebene relevanten Signal verhält. Inwieweit daher tatsächlich in relevanten Umfang Netzausbau und damit Netzkosten gespart werden können, ist aktuell offen. Die netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten kann in jedem Fall dazu führen, dass Kunden vorzeitig an das Netz angeschlossen werden können, ohne dass das Netz bereits entsprechend ausgebaut ist (vgl. § 14a EnWG und flexible Netzanschlussvereinbarungen). Ob und in welchem Umfang Netzausbau durch dynamische oder (statisch) zeitlich-variable Netzentgelte eingespart werden kann, gilt es auf Basis erster Erfahrungswerte bei einer schrittweisen Einführung zu bewerten.

- › **Wie können Netzregionen für eine örtliche Dynamisierung des Leistungspreises sinnvoll bestimmt werden?**

Wie auch bei der Bewertung der zeitlichen Differenzierung bei variablen Netzentgelten gilt auch bei der örtlichen Dynamisierung: je höher die Granularität desto treffsicherer zwar die Lenkungswirkung aber auch, desto höher die Komplexität und somit der

Umsetzungsaufwand, mögliche Risikokosten bei Netznutzern und desto schlechter die Planbarkeit. Mit der schrittweisen Weiterentwicklung von dynamischen Netzentgelten sollte auch eine schrittweise örtliche Dynamisierung einhergehen. Daher sollte mit einer einheitlichen zeitlich variablen für das gesamte Netzgebiet eines Netzbetreibers bzw. für große (technisch abgrenzbare) Netzgebietsteile begonnen werden. Erst auf Basis von Erfahrungswerten und mit einer Entwicklung der technischen Fähigkeiten bei allen Beteiligten könnte die Granularität erhöht werden, sofern dies erforderlich erscheint.

› **Welchen zeitlichen Vorlauf benötigen welche Akteure, um auf dynamische Netzentgelte zu reagieren?**

Ein zeitlicher Vorlauf, um auf die Preissignale reagieren zu können ist je nach Netznutzer sehr unterschiedlich. Je kürzer die Vorlaufzeiten, desto komplexer die Einsatzoptimierung. Im Niederspannungsbereich bedarf es mindestens einer Vorlaufzeit von d-1. Nach erster Einschätzung von Lieferanten und Aggregatoren erscheint die Kenntnis über die Netzentgelt-Preissignale kurz vor Ende der Day-Ahead-Auktion (4-5 Stunden Vorlauf) sinnvoll, um das Netzsignal noch in der Day-Ahead Prognose verarbeiten zu können. Industriekunden bzw. produzierendes Gewerbe in höheren Spannungsebenen, die beispielsweise Prozesse und Mitarbeiterinsatz anpassen müssen, benötigen hingegen einen größeren Vorlauf. Auch dies gilt es bei einer Dynamisierung der Netzentgelte stets zu beachten.

› **Wie lassen sich dynamisierte Netzentgelte mit bundesweiten Geschäftsmodellen harmonisieren?**

Grundsätzlich sind dynamische Netzentgelte auch bei bundesweiten Geschäftsmodellen und bzw. im bundesweiten Vertrieb gut umsetzbar und finden auch im Rahmen des §14a Modul 3 bundesweit Anwendung. Eine weitere räumliche oder zeitliche Dynamisierung ist mit genügend Vorlaufzeit umsetzbar. Wichtig ist hierfür, dass eine zukünftige Netzentgelt-systematik einheitlich über das Bundesgebiet Anwendung findet und die hierfür erforderliche Marktkommunikation und Abrechnungssysteme vorbereitet sind. Auch sollte der Grad der Komplexität dynamisierter Netzentgelte im Hinblick auf Granularität und Vorlaufzeit des Preissignal sowie nach Abwägung von Kosten-/Nutzenaspekten schrittweise erhöht werden.

› **Mit welchem Modell lässt sich Netzausbau sparen?**

Für eine netzdienliche Wirkung dynamischer Netzentgelte ist erforderlich, dass es dem Netzbetreiber bei der Anreizsetzung möglich ist, mit hinreichender Sicherheit – unter Berücksichtigung des erwarteten Marktpreissignals (das wiederum vom Netzpreissignal beeinflusst wird) – eine über die lokalen Netznutzer aggregierte Laständerung bzw. -

verschiebung durch den Anreiz vorauszusehen. Hierbei sind grundsätzlich zwei unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen möglich:

- › Verbindlich umzusetzende (technische) Vorgabe von Verbrauchs- bzw. Einspeiseverhalten (bis zur Abschaltung/Dimmung) verbunden mit einer entsprechenden Kompensation dafür (z.B. EnWG §14a, Redispatch, FCAs, perspektivisch Flexibilitätsdienstleistungen nach EnWG §14c).
- › Setzen von preislichen Anreizen zur Verbrauchsänderung

Mangels vorhandener Erfahrungen in Deutschland ist auch die konkrete Parametrierung des Preissignals komplex, insbesondere unter Beachtung der allein bis zu sieben unterschiedlichen Preissignale aus den Netzebenen (da die Netzzustände in den verschiedenen Netzebenen zum selben Zeitpunkt unterschiedlich sein können), die in welcher Form auch immer aggregiert beim Niederspannungskunden ankommen: zu hohe Preissignale können zu Überreaktionen führen, zu niedrige Preissignale setzen keine ausreichenden Anreize für netzdienliches Flexibilitätsverhalten. Da es sich bei Netzentgelten stets nur um einen Anreiz handelt, der ein freiwilliges Kundenverhalten voraussetzt, ersetzen variable Netzentgelte nicht regulatorisch ermöglichte oder perspektivisch zu ermöglichende Eingriffsmöglichkeiten zur Sicherstellung der Netzstabilität, sondern vermeiden im Idealfall einen Eingriff oder reduzieren dessen Umfang. Preissignale aus den Strommärkten können sich auch nachteilig auf die Netzstabilität auswirken und Maßnahmen des Netzbetreibers auslösen. Netzbetreiber müssen daher auch bei variablen Netzentgelten stets dauerhaft und verlässlich im Engpassfall steuernd eingreifen können bzw. die Möglichkeit haben, verlässliche Flexibilitätsoptionen einzusetzen.

Welches der von der BNetzA skizzierten Modelle zu geringerem Netzausbau führt, kann aufgrund der oben genannten fehlenden Grundlagen derzeit nicht bestimmt werden.

- › **Sinkt der Grenznutzen zusätzlicher Dynamisierung und wie stark?**

Bei einer zusätzlichen Dynamisierung ist zuvor sicherzustellen, dass der Nutzen einer variablen Netzentgeltstruktur den flächendeckenden Umsetzungsaufwand bei allen Beteiligten (u.a. Lieferanten, Aggregatoren, Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Letztverbraucher) übersteigt. Nur dann können tatsächliche Effizienzen gehoben werden können. Es lässt sich vermuten, dass bei der Erhöhung der Dynamisierung der Grenznutzen ab einem bestimmten Schritt sinkt. Wo jedoch dieser besteht und wie stark er sinkt, lässt sich nur auf Basis von Erfahrungswerten bestimmen. Auch dies spricht für eine schrittweise Einführung von dynamischen bzw. zeitvariablen Netzentgelten.

- › **Wie kann eine gute Verzahnung mit dem Redispatch-Prozess gelingen? Wie kann im Ausgestaltungsvariante (3) Increase-Decrease-Gaming ausgeschlossen werden, bei dem**

Nutzer zunächst eine geringe Entnahme als Fahrplananmeldung abgeben und nach Entgeltsignal des Netzbetreibers dann ein normales, aber nunmehr kostenfreies Nutzungsverhalten zeigen

Wie eingangs beschrieben muss zunächst geklärt sein, worauf mit den dynamischen Netzentgelten abgezielt werden soll: Dienen sie dazu, um Anreize zu geben, durch Lastverschiebung die vorhandenen Kapazitäten der jeweiligen Anschlussnetzebene gleichmäßiger auszulasten (so wie es aktuell mit EnWG §14a Modul 3 in einem ersten Ansatz adressiert ist) oder sollen sie Signale geben, um durch Lastverschiebung Redispatchkosten im Übertragungs- (und ggfs. HS) Netz zu reduzieren. Die o.g. Frage wäre nur für den zweiten Fall relevant. Wie oben erwähnt empfehlen wir dringend, zunächst in einer schrittweisen und behutsamen Weiterentwicklung des Modul 3 an der weiteren Dynamisierung des Netzentgeltmodells zu arbeiten. Daher stellen sich zumindest mittelfristig die adressierten Fragen nicht.

Zudem gibt es bei variablen bzw. dynamischen Netzentgelten keine Fahrplananmeldung. Die Höhe sollte anhand der Netzlastprognose erfolgen, wo der einzelnen Kunde einen eher geringen Einfluss hat. Daher gibt es anders als bei Flex-Märkten, wo eine Fahrplananmeldung (Baseline) die Grundlage bildet, hier kein Inc-Dec-Gaming.

3.4 Bundeseinheitliche Netzentgelte

Zu den Fragen der BNetzA:

- › **Sollten Ihrer Meinung nach die 866 Verteilernetzbetreiber weiterhin eigene Netzentgelte je Netz- und Umspannebene bilden – damit regionale, strukturelle Besonderheiten im Netzentgelt des jeweiligen Verteilernetzbetreibers sichtbar sind?**

Eine Vereinheitlichung von VNB-Netzentgelten wäre sowohl mit Vorteilen und Chancen als auch mit Nachteilen und Risiken verbunden: Vorteilhaft wäre eine VNB-Netzentgeltvereinheitlichung insbesondere im Sinne der Vereinfachung für einen Teil der Marktakteure. So würde zum Beispiel der Bedarf einer separaten Bestimmung und Verteilung von EE-bedingten Netzmehrkosten wegfallen. Darüber hinaus könnten auch nicht-EE-bedingte Kostenunterschiede ausgeglichen werden. Vertriebsprodukte würden dadurch bundesweit einfacher kalkulierbar. Rabattierungen und Befreiungen von den Netzentgelten, insbesondere bestehende (sofern sie nicht explizit netzdienliches Verhalten honorieren), würden außerdem gleichmäßiger verteilt. Zuletzt würde eine Vereinheitlichung auch die Möglichkeit eröffnen, zusätzliche Finanzierungsbeiträge für die Netzkosten (z.B. Zuschüsse aus dem Bundeshaushalt) einfach umzusetzen und gleichmäßig zu verteilen.

Andererseits wäre die Einführung und Umsetzung einheitlicher VNB-Netzentgelte mit Umsetzungsaufwand verbunden und Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern notwendig. Für die Abwicklung der Vereinheitlichung wäre zudem ein neuer Akteur notwendig. Im Gegenzug entfällt jedoch die individuelle Kalkulation der Netzentgelte durch jeden einzelnen Netzbetreiber. Dabei ergäben sich auch Einschränkungen für die Kostenreflexivität der Netzentgelte. Darüber hinaus besteht das Risiko, dass Netznutzer, die bereits mit hohen Baukostenzuschüssen den Netzausbau mitfinanziert haben, im Rahmen einer Vereinheitlichung zusätzlich belastet werden. In der Gesamtschau ist insbesondere zu berücksichtigen, dass einheitliche VNB-Netzentgelte die Kosten so umverteilen würden, dass Kunden in manchen Gebieten deutlich stärker und in anderen Gebieten deutlich weniger belastet werden würden als es im Status Quo der Fall ist. Eine Vereinheitlichung hätte also sowohl Profiteure als auch Netzkunden, die mehr bezahlen müssten.

Einheitliche VNB-Netzentgelte würden die laufende Reform der Netzentgeltsystematik im Grundsatz nicht vereinfachen. Sie würden aber die Auswirkungen einer neuen Systematik einheitlicher bewertbar machen und damit zu einer besseren Entscheidungsgrundlage beitragen. Vor dem Hintergrund der Vor- und Nachteile ist eine ergebnisoffene Prüfung der Einführung einheitlicher VNB-Netzentgelte sachgerecht. Eine solche Reform wäre in jedem Fall aber nur als mittel- oder langfristiges Vorhaben mit entsprechenden Übergangszeiträumen denkbar.

› **Wird die Kostenverantwortung der Netzbetreiber durch die Bildung eigener Netzentgelte gestärkt?**

Mit der Anreizregulierung besteht eine starke Kostenverantwortung der Netzbetreiber. Zwar kann für den ein oder anderen Netzbetreiber durch die eigenen Netzentgelte insbesondere von der lokalen Politik der Effizienzdruck ebenfalls bestehen. Der Druck auf die Netzbetreiber Netze kosteneffizient zu betreiben, erfolgt aber maßgeblich durch die Anreizregulierung und sollte in der Theorie durch die Bildung eigener Netzentgelte nicht verstärkt werden. Zudem ist darauf hinzuweisen, dass die Höhe der Netzentgelte nur bedingt auf die Kosteneffizienz des Netzbetreibers schließen lassen. Die Einführung der EE-bedingten Kostenwälzung ist hierfür nur ein Beispiel.

› **Wie schätzen Sie den administrativen Aufwand eines zu installierenden Ausgleichssystems ein? Wer sollte den Ausgleichsmechanismus durchführen? Wie hoch müsste ein Liquiditätspuffer eines Ausgleichsmechanismus sein?**

Die Einführung und Umsetzung einheitlicher VNB-Netzentgelte wäre mit Umsetzungsaufwand verbunden und Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern notwendig. Für die

Abwicklung der Vereinheitlichung wäre zudem ein neuer Akteur mit einer ausreichenden Liquiditätsausstattung notwendig.

- › **Wie beurteilen Sie die Interdependenzen einheitlicher Netzentgelte mit dem Bestreben, regionale zeitlich dynamische Netzentgelte einzuführen?**

Regionale und zeitlich dynamische Netzentgelte sind auch mit bundesweit einheitlichen Netzentgelten möglich. Eine Differenzierung würde dann auf einer einheitlichen Ausgangsbasis erfolgen. Dies hätte zudem zur Folge, dass Flexibilität einheitlich bepreist bzw. vergütet werden können, was wiederum zu einer Verbesserung der Marktneutralität führen würde. Andererseits ist auch eine regionale Dynamisierung pro Netzbetreiber möglich (siehe §14a Modul 3).

- › **Welche Chancen und Risiken sehen Sie als Marktakteur?**

Vorteilhaft wäre eine VNB-Netzentgeltvereinheitlichung insbesondere im Sinne der Vereinfachung für einen Teil der Marktakteure. So würde zum Beispiel der Bedarf einer separaten Bestimmung und Verteilung von EE-bedingten Netzmehrkosten wegfallen. Darüber hinaus könnten auch nicht-EE-bedingte Kostenunterschiede ausgeglichen werden. Vertriebsprodukte würden dadurch bundesweit einfacher kalkulierbar.

- › **Inwieweit ist davon auszugehen, dass einheitliche Verteilernetzentgelte den Konzessionswettbewerb schwächen?**

Die Preisgünstigkeit ist nur eines von in der Regel fünf Kriterien im Rahmen des Konzessionswettbewerbs. In vielen Fällen wird die Preisgünstigkeit anhand der zu erwartenden Netzentgelte zwischen den Konzessionsbewerbern verglichen und bewertet. Diese Bewertung würde im Fall von einheitlichen Verteilernetzentgelten entfallen und müsste durch andere Indikatoren zur Erfüllung dieses Kriteriums ersetzt werden.

3.5 Speicherentgelte

Die BNetzA spricht mit ihren Überlegungen, Speicher bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik mitzudenken, wichtige und zu beachtende Punkte an. Grundsätzlich sollte die zukünftige Netzentgeltsystematik jedoch so ausgestaltet sein, dass eine Unterscheidung bei der Erhebung von Netzentgelten nach Kundengruppen oder Technologien nicht erforderlich ist. Vielmehr sollten Netzentgeltreduktionen bis hin zu Befreiungen auf Basis eines netzdienlichen Nutzerverhaltens erfolgen.

Der BDEW weist jedoch ausdrücklich darauf hin, dass die derzeitige Befreiung von Netzentgelten nach § 118 EnWG auch für Elektrolyseure gilt. Laut EnWG § 3 15d EnWG sind Elektrolyseure Energiespeicher. Neben Stromspeichern nehmen auch Elektrolyseure eine wichtige und

weitergehende Rolle im Energiesystem ein. Diese sollte bei der Reform der Netzentgelte ebenfalls explizit berücksichtigt werden. Elektrolyseure unterscheiden sich jedoch in einigen Dingen maßgeblich von Stromspeichern:

Elektrolyseure sind eine Kopplungstechnologie zwischen den Energieträger Strom und Wasserstoff (Energieträgerkopplung) und nehmen damit sowohl im Wasserstoffsystem als auch im Stromsystem eine zentrale Rolle ein. Durch eine netzdienliche Lokation können Elektrolyseure Effizienzen im System heben, indem sie ansonsten nicht genutzte Erzeugungsspitzen nutzen und mit ihnen Wasserstoff herstellen. Im Gegensatz zu Stromspeichern speisen Elektrolyseure jedoch nicht wieder in das Stromnetz ein, sondern in das dann vorhandene Wasserstoffnetz. Für die Einspeisung in das Wasserstoffnetz werden entsprechende Netzentgelte erhoben. Sollten für Elektrolyseure also zusätzlich Stromnetzentgelte eingeführt werden, hätte dies eine weitere Erhöhung der Wasserstoffgestehungskosten zur Folge, die eine Sektorkopplung von Strom und Wasserstoff erschweren würde. Darüber hinaus ist der Elektrolyseur in seiner Fahrweise aufgrund der Strombezugskriterien, die für die Herstellung von grünem Wasserstoff bestehen, bereits stark eingeschränkt.

Zu den Fragen der BNetzA:

› **Sehen Sie eine besondere Behandlung von Speichern in der Netzentgeltsystematik als gerechtfertigt an? Was sind die Gründe?**

Der BDEW hat sich positioniert, dass eine entfristete und technologieunabhängig ausgestaltete Folgeregelung des § 118 Abs. 6 EnWG notwendig ist. Dies ist wichtig, um für Stromspeicher im Bestand sowie für begonnene und auch für künftige Stromspeicher- und Elektrolyseurprojekte langfristig einen wirtschaftlichen Rahmen zu gewährleisten. Eine gesonderte Betrachtung der Speicher ist aufgrund ihres Potentials für das Stromsystem und ihrer besonderen Flexibilitätsoptionen sinnvoll. Regelungen sollten dabei immer abhängig von der Netzdienlichkeit und nicht pauschal aufgrund einer Zugehörigkeit zu einer Nutzergruppe erfolgen.

Ohne eine netzdienliche Fahrweise können Speicher zusätzliche Kosten für Netzausbau und Engpassmanagement verursachen. In diesem Fall wäre auch eine verursachungsgerechte Beteiligung an den Netzkosten im Sinne der Kostenreflexivität über eine Entgeltkomponente und/oder ein Standortanreiz über Baukostenzuschüsse (BKZ) sachgerecht. Dabei dürfen laut EU-Recht die Netzentgelte die Speicherung von Energie im Sinne der Marktneutralität weder bevorteilen noch benachteiligen.

› **Welche Rabattform kommt welchen Speichermodellen und Geschäftsfeldern entgegen?**

Insbesondere in Sachen Standortwahl bestehen bei einigen Arten von Speichern Einschränkungen: Pumpspeicherkraftwerke, Quartierspeicher und Kunden mit Heimspeichern

beispielsweise können ihren Standort nicht frei wählen, sondern sind an natürliche Gegebenheiten bzw. ihren Wohnsitz gebunden. Eine Standortsteuerung über die Netzkostenbeteiligung würde bei solchen Anlagen also ins Leere laufen und keine standortbezogene Netzdienlichkeit anreizen (z.B. auch wenn es um die Erweiterung bestehender Anlagen geht). Die Energiespeichertechnologie Elektrolyse hingegen ist in Bezug auf ihre Allokation flexibler. Es gilt Faktoren wie Wasserverfügbarkeit und insbesondere eine Wasserstoffnetz-anbindung zu berücksichtigen. Da ein deutschlandweites Kernnetz bereits verabschiedet wurde, ist auch prinzipiell eine deutschlandweite Ansiedlung sinnvoll und möglich. Diese Technologie soll laut Netzentwicklungsplan, bzw. Szenariorahmen in den nächsten Jahren bis Jahrzehnten neu in großem Maße zugebaut werden. Entsprechend ist hier eine Standortanreizung sehr sinnvoll. Zudem belegen Studien, dass die Standortentscheidung für Elektrolyseure in Bezug auf die netzdienliche Integration wichtiger als die Betriebsweise ist, was zusätzlich für Standortanreizung spricht.² Darüber hinaus unterliegen Speichertechnologien (wie auch Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen) in ihrer Standortwahl weiteren Restriktionen u.a. durch die Verfügbarkeit von Flächen und Grundstücken, hätten aber ggf. gegenüber anderen Technologien Freiheitsgrade für eine effiziente Standortallokation: Die Möglichkeit einer Errichtung im Außenbereich kann im Einzelfall gegeben sein, wenn die Voraussetzungen des § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB von der zuständigen Baugenehmigungsbehörde (insbesondere Ortsgebundenheit und „Dienen“ im Hinblick auf die „öffentliche Versorgung mit Elektrizität“) bejaht werden. In diesem Fall müssen anders als bei einigen Erzeugungstechnologien Flächen für die Errichtung von Speichern nicht explizit ausgewiesen werden.

Eine pauschale Rabattierung (bis hin zur Befreiung) von Netzentgelten bei netzdienlicher Fahrweise sollte im weiteren Prozess betrachtet werden.

- › **Ist die Verbindung mit einem flexiblen Netzanschlussvertrag geeignet, eine netzneutrale Einbindung sicherzustellen?**

² Etwa in der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klima in Auftrag gegeben Studie: Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff: „Hinsichtlich der Einsatzstrategie der Elektrolyseure zeigen die in diesem Vorhaben durchgeführten quantitativen Analysen, dass die Einsatzstrategien im engeren Sinne (d. h. bei gegebener Jahresproduktionsmenge) nur einen geringen Einfluss auf die systemischen Wirkungen haben, [...] Deutlich entscheidender ist die Standortwahl. Sie beeinflusst auch in dem hier betrachteten Zeitbereich bereits die Wirkungen der Elektrolyseure auf das deutsche Stromnetz.“

Speicher, die in flexiblen Netzanschlussvereinbarungen (temporäre) Restriktionen in Einspeise- oder Bezugsleistung in Kauf nehmen (z.B. kein Bezug während Hochlastzeitfenstern oder keine Entladung während Erzeugungsspitzen), könnten einen entsprechend reduzierten BKZ zahlen bzw. von reduzierten Netzentgelten bis hin zur Befreiung profitieren. Somit ist es denkbar, dass der Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung potenziell als Grundlage für Netzentgeltreduzierungen aufgrund von Netzdienlichkeit dienen könnte.

Für die Vereinbarung flexibler Netzanschlüsse und den damit einhergehenden Begünstigungen bedarf es jedoch noch weiterer Ausgestaltung. Unklar ist dabei zum Beispiel, ob diese befristet sind, wie mit Entfristungen umgegangen werden soll und wann und wie Einschränkungen des Netzanschlusses kommuniziert werden müssen und wie deren Einhaltung sichergestellt wird.

Derzeit vereinbarte flexible Netzanschlussvereinbarungen dienen in erster Linie dem schnelleren Anschluss an das Stromnetz. Mit erfolgreichem Ausbau ist in der Regel das Ziel die Einschränkungen abzuschaffen. Ob auch dann reduzierte oder gar keine Netzentgelte für diese Netznutzer anfallen sollen muss in der konkreteren Ausgestaltung geklärt werden.

› **Gibt es andere Vorschläge, wie ein geeignetes Netzentgeltregime für Speicher aussehen könnte?**

Sofern die Bundesnetzagentur ebenfalls anstrebt, Speicher auch über ein Netzentgelt an der Netzkostentragung zu beteiligen, sind in der Ausgestaltung die folgenden Punkte relevant:

- Zunächst müsste das Entgelt in Umsetzung und Nachweisen sehr einfach ausgestaltet sein, um die Verständlichkeit und operative Umsetzbarkeit zu gewährleisten.
- Eine netzdienliche Fahrweise in einem Betrachtungszeitraum (definiert als die Erfüllung festzulegender Netzdienlichkeitskriterien) sollte eine signifikante und nach Netzentlastung gestaffelte Reduktion der Entgeltbelastung für den jeweiligen Betrachtungszeitraum, in Einzelfällen bei besonders signifikanter Netzentlastung und nachweislicher Kosteneinsparung beim Netzbetrieb auch den gänzlichen Wegfall für den jeweiligen Betrachtungszeitraum, zur Folge haben. Die Netzdienlichkeitskriterien müssen für den Speicherbetreiber klare und nachvollziehbare Verhaltensregeln ermöglichen. Geprüft werden könnte auch, ob der Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung zu einer Netzentgeltreduzierung führen könnte.
- Zudem darf ein Netzentgelt stets nur eine Fahrweise anreizen, nicht jedoch eine Fahrweise vorgeben. Die Betriebsentscheidung muss stets beim

Speicherbetreiber liegen. Sollte aus Gründen der System- oder Netzsicherheit in den Betrieb des Speichers eingegriffen werden müssen, ist dies jenseits der Netzentgeltsystematik zu regeln (und auch bereits geregelt).

- Im Sinne einer effizienten und planbaren Fahrweise sollten Anreize (z.B. Lastzeitfenster) in Höhe und Umfang möglichst lange im Voraus bekannt sein (wirtschaftliche Planbarkeit) und praktisch umsetzbar sein (operative Umsetzbarkeit). Gleichzeitig könnte bei einer Dynamisierung möglicher Netzentgeltkomponenten die Netzdienlichkeit von Speichern weiter erhöht werden. Hier besteht jedoch ein offenkundiges Spannungsfeld zwischen Netzdienlichkeit einerseits und Planbarkeit sowie operativer Umsetzbarkeit andererseits.
- Speicher sollten möglichst immer arbeiten können, um ihr Flexibilitätspotenzial maximal zu nutzen. Einschränkungen sollten sich nur durch drohende Engpässe und Netzausbaubedarfe ergeben. Das bedeutet auch, dass eine Kostenbeteiligung von Speichern über Arbeitspreise nicht sachgerecht ist, da sie erhebliche Betriebseinschränkungen für Speicher mit sich bringen und die Bereitstellung von Flexibilität für das Gesamtsystem unterbindet (also die Marktneutralität einschränkt). In einer neuen Netzentgeltstruktur müsste diese Besonderheit berücksichtigt werden (z.B. in Form einer entnahmeunabhängigen Komponente wie Kapazitäts- oder Grundpreis), wenn nicht erhebliche Einschränkungen z.B. bei der Marktintegration von erneuerbarem Strom oder der Bereitstellung von Systemdienstleistungen in Kauf genommen werden sollen.

Bei der Einführung einer möglichen neuen Netzentgeltsystematik muss in jedem Fall Bestandsschutz für die Anlagen gelten, die bereits heute von einer Netzentgeltbefreiung profitieren. Das bedeutet: Anlagen, die vor dem 4. August 2029 in Betrieb gehen, sind auch künftig für einen Zeitraum von 20 Jahren von der Entrichtung von Netzentgelten befreit. Über die geltenden Regelungen des § 118 Abs. 6 EnWG sollte die Befreiung auch solche Anlagen umfassen, die am Stichtag zwar noch nicht in Betrieb genommen sind, aber bereits alle erforderlichen Genehmigungen erlangt haben. Dies muss die BNetzA bereits frühzeitig und eindeutig im Verfahren klarstellen. Um Investitionssicherheit zu schaffen, müssten ggf. entsprechende Übergangsfristen eingeführt werden. Dazu sollte eine mögliche Anpassung der Netzkostenbeteiligung von Speichern sowie Elektrolyseuren nicht unmittelbar ab 2029 vollumfänglich greifen, sondern einen sukzessiven, einfach ausgestalteten Übergangspfad hin zum Zielsystem abbilden zur Berücksichtigung von angemessenen Planungszeiten vor Genehmigung und nach Genehmigung bis zur Inbetriebnahme. Der § 118 Abs. 6 EnWG sieht bereits u.a. die Sicherstellung eines netzdienlichen Speicherbetriebs als Voraussetzung einer erneuten Netzentgeltbefreiung vor. Diese Regelungen sollten auch im Hinblick auf den aktuellen Speicherhochlauf

überprüft und ggf. spezifiziert werden. Im Fall von Elektrolyseuren ist zu beachten, dass diese eine besondere Kopplungsrolle im Energiesystem einnehmen und in Standortwahl und Fahrweise bereits Einschränkungen unterliegen (Anschluss ans Kernnetz und Strombezugskriterien, siehe oben).

Nach Ablauf der bestehenden 20-jährigen Befreiungstatbestände für Stromspeicher besteht für Bestandsanlagen die Möglichkeit, weitere Netzentgeltentlastungen bis hin zur Befreiung durch netzdienliches Verhalten (siehe oben) zu erzielen.

3.6 Kostenstellen

Die Zusammenfassung von Netz- und Umspannebenen ist grundsätzlich zu befürworten, da dies mit einer Vereinfachung in der Netzentgeltkalkulation einhergeht. Entgegen den Ausführungen der BNetzA würden aus Sicht des BDEW jedoch die Kunden in den unteren Umspannebenen der nachgelagerten Netzebene und nicht der vorgelagerten zuordnen. Eine Zusammenlegung und damit einhergehenden Neuordnung der Kunden geht mit einigen Umsetzungsfragen einher, die im Rahmen des weiteren Prozesses gemeinsam mit der Branche geklärt werden muss.

Zu den Fragen der BNetzA:

› **Ist es auch zukünftig ein erstrebenswertes Ziel, Netzentgeltanomalien zu vermeiden?**

Mit einer Zusammenfassung von Netz- und Umspannebenen lassen sich Netzentgeltanomalien aus Sicht des BDEW nicht vermeiden. Um diese zu vermeiden, bedarf es einer Anpassung in der Kostenwälzung und Zuordnung der Kosten zu den Netzebenen.

› **Wird die Zusammenfassung von Netzebenen als geeignete Lösung betrachtet?**

Grundsätzlich führt die Zusammenfassung von Netzebenen zu einer Vereinfachung in der Netzentgeltkalkulation und ist dafür eine geeignete Lösung.

3.7 Kostenwälzung

In der aktuellen Netzentgeltsystematik werden die Netzkosten unidirektional von den höheren in die niedrigeren Spannungsebenen gewälzt. Dies entspricht der historischen Funktionsweise des Stromsystems, in dem Stromerzeuger maßgeblich auf den hohen Spannungsebenen angeschlossen waren und auf allen Spannungsebenen, schwerpunktmäßig aber bei den Haushalten und Gewerben in der Niederspannung, verbraucht wurde. Im heutigen Energiesystem wird Strom allerdings auf allen Spannungsebenen dezentral erzeugt und Stromflüsse können sich auch umkehren, also von den niedrigeren zu den höheren Spannungsebenen verlaufen. Vor diesem Hintergrund wird diskutiert, die Netzentgeltsystematik von der heutigen unidirektionalen Kostenwälzung hin zu einer bidirektionalen Kostenwälzung weiterzuentwickeln. Dies

würde insbesondere eine sachgerechtere Kostenaufteilung zwischen den verschiedenen Netzebenen schaffen, die sich auch anhand bestehender Kalkulationsebenen theoretisch bewerkstelligen ließe. Dem gegenüber stehen allerdings erhebliche Komplexität und Aufwände bei der Umsetzung – insbesondere auch branchenweit, da sich viele Netzbetreiber und auch die Netzebenen untereinander gegenseitig beeinflussen würden.

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

Mit einer Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte wäre eine EE-Kostenwälzung nicht mehr erforderlich. Eine zusätzliche Einführung der bidirektionalen Kostenwälzung würde die Netzentgeltkalkulation wesentlich erschweren, weshalb davon derzeit abgesehen werden sollte. Zudem würden die Netzentgeltanomalien mit einer bidirektionalen Kostenwälzung verstärkt, was wiederum zu Anreizen führen kann, dass Kunden, die aufgrund ihrer technischen Eigenschaften in einer oberen Spannungsebene angeschlossen werden sollten, ein Anschlussbegehren in einer unteren Spannungsebene stellen. Eine Einführung bidirektionaler Kostenwälzung (ob zusätzlich zu bundeseinheitlichen Netzentgelten oder nicht) ist daher abzulehnen.

- › **Erachten Sie die Einführung einer bidirektionalen Kostenwälzung als praktikabel umsetzbar?**

Notwendig wäre ein aufwändiges iteratives Vorgehen zur Bestimmung der letztendlich Kostenzuordnungen zu den Netzebenen. Dabei ergibt sich auch ein stark erhöhtes Risiko, dass Anpassungen zwischen vorläufigen und finalen Preisblättern vorgenommen werden müssen, weil Änderungen eines Netzbetreibers dann auch auf andere Netzbetreiber wirken, welche wiederum wieder andere Netzbetreiber beeinflussen. Eine Abweichung von vorläufigen und finalen Preisblättern erhöht das Risiko von Lieferanten und führt somit zu einem Anstieg von Endkundenpreisen. Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Auswahl der Netzentgeltkomponenten in der Systematik erhebliche Auswirkungen auf die Kostenwälzung bei und zwischen Netzbetreibern haben.

Bei einer möglichen Umsetzung wären verschiedene Punkte zu beachten: Berücksichtigt werden müssten u.a. die Preiselastizitäten verschiedener Kunden, die Folgen veränderter Kostenverteilungen und Netzentgeltentwicklungen (Entlastung in der Niederspannung, Belastung in der Hoch- und Höchstspannung, insbesondere in Netzgebieten mit viel Rückspeisung). Vor dem Hintergrund dieser Einordnung können auch Änderungen bei der Kostenwälzung geprüft werden. Der BDEW hält es zum aktuellen Zeitpunkt jedoch nicht für sinnvoll, eine bidirektionale Umstellung der Kostenwälzung und die zahlreichen anderen

Anpassungsbedarfe bei Entgeltkomponenten, Privilegierungen und anderen Themen gleichzeitig anzugehen.

Ansprechpartnerin/Ansprechpartner

Vera Klöpfer
Energienetze, Regulierung und Mobilität
+49 30 300199-1120
vera.kloepfer@bdew.de

Yannik Simstich
Energienetze, Regulierung und Mobilität
+49 152 032 104 57
yannik.simstich@bdew.de