

**Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen
bei der Bundesnetzagentur**

für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

**Stellungnahme
zur zukünftigen allgemeinen Netzentgeltsystematik
für Stromnetze in Deutschland**

10. Juli 2026

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) erhält bei der Erfüllung ihrer Aufgaben fortlaufend wissenschaftliche Unterstützung durch den Wissenschaftlichen Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR). Der WAR berät die BNetzA in voller Unabhängigkeit in allen Fragen der Regulierung. Im Folgenden nimmt der WAR zu ausgewählten Fragen der zukünftigen Regulierung von Stromnetzen in Deutschland Stellung.

1. Einleitung¹

1.1 Hintergrund

Mit Urteil vom 2. September 2021 forderte der EuGH eine größere Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur vom nationalen Gesetz- und Ordnungsgeber insbesondere im Bereich der Netzentgeltregulierung. Die bestehende „normative“ Regulierung des Netzzugangs und der Netzentgelte durch den Gesetzes- und Ordnungsgeber und die damit verbundene unzulässige Vorstrukturierung des Handelns der nationalen Regulierungsbehörde wurde für unionsrechtswidrig erklärt.²

Der deutsche Gesetzgeber reagierte darauf und dementsprechend treten insbesondere die bisherige Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)³ und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV)⁴ daraufhin am 31. Dezember 2028 außer Kraft. Die Bundesnetzagentur muss im Anschluss Neuregelungen schaffen, die ab dem 1. Januar 2029 die Netzentgelte normativ steuern.

Vor diesem Hintergrund eröffnete die BNetzA am 12. Mai 2025 ein Verfahren zur Neugestaltung des rechtlichen Rahmens für die Stromnetzentgelte. Die „*Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)*“ zielt darauf ab, die Stromnetzkosten verursachergerecht und fair auf die Netznutzer zu verteilen und dies unter den Vorzeichen der Energiewende. Der AgNes-Prozess steht damit im unmittelbaren Zusammenhang mit dem sogenannten NEST-Prozess („*Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.*“), zu dem sich der WAR bereits vor einem Jahr geäußert hat.⁵ Während der NEST-Prozess primär Fragen der Qualitätssicherung und der Modernisierung des Stromnetzes im Blick hat, befasst sich der AgNes-Prozess mit der Frage, wer welche Beiträge zur Finanzierung der Netze leisten sollte.

¹ Vgl. zur Position der BNetzA sowie zu einigen der hier dargestellten Informationen auch: „AgNes erklärt“ (<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/Agnes/start.html>).

² EuGH C-718/18, ECLI:EU:C:2021:662.

³ Die StromNEV legt die Art und Weise der Bildung von Netzentgelten fest.

⁴ Die ARegV ergänzt die StromNEV und definiert den regulatorischen Rahmen für die zulässigen Erlöse der Netzbetreiber (sog. Erlösobergrenze), um Anreize zur Effizienz bzw. Kostensenkung zu geben.

⁵ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/WAR/WAR_Conclusio_23_7_2025.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

1.2 Aktuelle Struktur der Netzentgelte

Die bisherige Systematik der Netzentgelte ist in der StromNEV (i. V. m. der ARegV) geregelt. Netzentgelte basieren bislang auf den Kosten der Netzbetreiber für Betrieb, Unterhalt und Ausbau der Netze etc. Hierbei bilden die Kostenarten- und Kostenstellenrechnung – im Zusammenspiel mit den Instrumenten der Anreizregulierung – die Grundlage für die Ermittlung der Erlösobergrenze. Darauf aufbauend werden die Entgeltkomponenten mithilfe der Kostenträgerrechnung ermittelt, wobei die Erlösobergrenze der Ausgangspunkt ist (i. V. m. den Informationen aus der Kostenstellenrechnung, insbesondere bezüglich der Aufteilung der Kosten auf die Netz- und Umspannebenen). Zudem gelten teilweise ergänzend Sondertatbestände, die von der allgemeinen Netzentgeltsystematik abweichen.⁶

Zur Philosophie der Anreizregulierung von Strom- und Gasnetzen hat sich der WAR bereits in seiner Stellungnahme zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland vom 23. Juli 2025 ausführlich geäußert. An dieser Stelle sei lediglich daran erinnert, dass ein Grundgedanke der Anreizregulierung ganz prinzipiell darin besteht, durch Regulierung im Idealfall solche Tarife festzulegen, wie sie sich in Bezug auf Preisniveau und -struktur bei hypothetischem Wettbewerb ergeben würden. Die zugrunde liegende Leitfrage ist dann die, welche Preise sich in einem hypothetischen Wettbewerbsmarkt ergeben würden, sofern dieser nur existierte.

Das Ergebnis der bisherigen Netzentgeltsystematik kann insbesondere dadurch charakterisiert werden, dass

- (a) die Kosten des Netzes über die Netzentgelte ausschließlich von den entnehmenden Netznutzern über entsprechende Leistungs-/Grundpreise sowie Arbeitspreise getragen werden (wodurch Einspeiser die Netzentgelte *nicht* und Prosumer diese in einem durch den Eigenverbrauch *reduzierten Umfang* mittragen) und die Kostenwälzung damit entsprechend der Parameter Bezugsleistung und Bezugsarbeit erfolgt;
- (b) bislang keine dynamischen Tarife zur Anwendung kommen.

Ob sich diese Systematik auch in einem hypothetischen Wettbewerbsmarkt ergeben hätte, kann durchaus hinterfragt werden. Vor allem aber wird die aktuelle Netzentgeltsystematik den sich insbesondere aus der Energiewende ergebenden zukünftigen Herausforderungen so nicht gerecht. Letztere können exemplarisch wie folgt charakterisiert werden:

- (a) Die dezentralen Einspeisungen von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) steigen kontinuierlich an, was zu Rückspeisungen und einem hohen Netzausbaubedarf führt. Das Netznutzungsverhalten verändert sich, wobei die Eigenerzeugung von Industrie/Gewerbe und Haushalten zunimmt. Die zunehmende Verbreitung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen führt perspektivisch zu (zusätzlichen) Stromnachfrage-Peaks.
- (b) Die z. T. lastferne Stromerzeugung (z. B. durch die regionale Bündelung von Windkraftanlagen in bestimmten/geeigneten Gebieten) führt zu hohen Netzausbaukosten.
- (c) Die stark intermittierenden und nur sehr begrenzt planbaren Einspeisungsmengen bergen die Gefahr von Netzengpässen, auf welche die Verbraucher und Einspeiser bislang mangels entsprechender Informationsrückkopplung nicht reagieren (können).

⁶ Hierzu zählen bspw. „Pooling“, „individuelle Netzentgelte“, „vermiedene Netzentgelte“, Sonderregelungen bzgl. (Groß-)Speicher etc.

- (d) Einspeiser zahlen bislang keine Netzentgelte. Prosumer zahlen Netzentgelte nur in einem durch den Eigenverbrauch *reduzierten Umfang* und beteiligen sich damit nicht angemessen an der Finanzierung der Netze („Entsolidarisierung“).
- (e) Der Netzausbau erfolgt tendenziell zu langsam und kann zeitlich mit der steigenden Nachfrage nach Netzkapazität an Netzanschlusspunkten nicht „Schritt halten“.
- (f) Mögliche Einsparpotenziale bei den Netzkosten, wie durch die Wahl geeigneter Netzanschlusspunkte, die keinen oder deutlich weniger Netzausbau erfordern (z. B. durch verbrauchsnahe Erzeugung, Kollokation von Speichern mit EE-Anlagen etc.), werden bislang nicht angereizt.
- (g) Aktuell gibt es (auf der Niederspannungsebene) lediglich sog. zeitvariable Netzentgelte, bei denen Verbraucher (z. B. für den Betrieb von Wärmepumpen und/oder Elektrofahrzeugen) von niedrigeren Netzentgelten in bestimmten Zeitfenstern profitieren können, jedoch keine dynamischen Netzentgelte, welche die Auslastung präziser (in Echtzeit) widerspiegeln.

1.3 Vorschläge der BNetzA

Im Rahmen der Diskussion zur inhaltlichen Ausgestaltung von AgNes wurden von der BNetzA insbesondere folgende Aspekte/Vorschläge vorgestellt:

- (a) Trennung der Netzentgelte in (1) einen „stabilen“ Teil zur (Grund-)Finanzierung sowie (2) einem dynamischen Teil mit *Anreizfunktion*, durch den der Strombezug sowie die Einspeisung je nach Netzbelastung belohnt (und damit gefördert) oder bestraft (und damit gebremst) werden soll.⁷ Als Entgeltkomponente mit Anreizfunktion sind insbesondere zeitlich und örtlich variable Arbeitspreise⁸ (Bonus/Malus-System) sowie örtlich variable Baukostenzuschüsse geplant.
- (b) Einführung von Einspeisenetzentgelten (Kapazitätspreis⁹) zur solidarischen Beteiligung der Einspeiser an der Finanzierung des Netzausbaus.
- (c) Einführung von Speichernetzentgelten (Kapazitätspreis) zur solidarischen Beteiligung der Speicherbetreiber an der Finanzierung des Netzausbaus.
- (d) Einführung eines erhöhten Grundpreises¹⁰ für Prosumer in der Niederspannung zu deren solidarischer Beteiligung an den Netzkosten.
- (e) Für große Verbraucher¹¹ und damit auch für die Industrie soll die Einführung eines Kapazitätspreises gekoppelt mit zwei Tarifen an Arbeitspreisen für Entnahmen innerhalb (Arbeitspreis 1)

⁷ D. h. durch diese dynamischen Preiskomponente kann es z. B. teurer werden, Strom zu beziehen, und billiger, ihn einzuspeisen – oder eben umgekehrt, je nachdem, ob gerade zu viel oder zu wenig Strom erzeugt wird.

⁸ Nachfolgend wird entsprechend dem verbreiteten Sprachgebrauch von Arbeitspreisen gesprochen, auch wenn es sich um Arbeitsentgelte handelt.

⁹ Nachfolgend wird entsprechend dem verbreiteten Sprachgebrauch von Kapazitätspreisen gesprochen, auch wenn es sich um Kapazitätsentgelte handelt.

¹⁰ Nachfolgend wird entsprechend dem verbreiteten Sprachgebrauch von Grundpreisen gesprochen, auch wenn es sich um Grundentgelte handelt.

¹¹ Mit registrierender Leistungsmessung (RLM) und einem Jahresverbrauch über 100.000 kWh.

und außerhalb (Arbeitspreis 2) der bestellten Kapazität spotmarktorientierte Flexibilitätsanreize¹² sowie netzdienliche Flexibilisierungen¹³ ermöglichen.¹⁴

- (f) Neugestaltung der Kostenwälzung,¹⁵ z. B. durch eine Entkopplung der Kostenwälzung von der Entgeltstruktur, bei der die Kosten über einen Schlüsselungsansatz¹⁶ zugeordnet werden.

1.4 Fokus/Philosophie der vorliegenden WAR-Stellungnahme

Die vorliegende Stellungnahme des WAR ist im Sinne einer Kommentierung und Bewertung der BNetzA-Vorschläge zu verstehen, wobei es primär um deren grundsätzliche Eignung und Zweckmäßigkeit geht. Hierzu werden ausgewählte Aspekte und Vorschläge herausgegriffen. Der Fokus liegt dabei auf solchen Themen, die in besonderer Weise kontrovers zu sein scheinen und bei denen eine neutrale, wissenschaftliche Sicht folglich besonders hilfreich erscheint.

Die Stellungnahme stellt somit keine allumfängliche Kommentierung aller Aspekte und Themenfelder des AgNES-Prozesses dar, da dies den Rahmen bei Weitem sprengen würde; vielmehr werden zentrale ökonomisch-technische Fragen gezielt erörtert. Auch sind (umfassende) eigene oder alternative Vorschläge des WAR sowie internationale Vergleiche explizit nicht Gegenstand der Stellungnahme und erfolgen daher allenfalls exemplarisch bzw. zur Veranschaulichung. Rechtsfragen werden in der vorliegenden sich auf ökonomisch-technische Aspekte konzentrierenden Stellungnahme nicht näher erörtert.

Die WAR-Stellungnahme widmet sich vorrangig den Netzentgelten und abstrahiert dabei bewusst von (a) energie- und industriepolitischen Fragestellungen sowie (b) von bestehenden Geschäftsmodellen, die auch auf der heutigen Netzentgeltsystematik beruhen.¹⁷ Soweit es der *politische* Wille sein sollte, derartige Geschäftsmodelle (wie z. B. die typische private PV-Anlage auf dem Hausdach, inkl. Batteriespeicher) zu fördern, sind u. E. hierfür andere Instrumente als Netzentgelte zu wählen.

Im Ergebnis adressiert die Stellungnahme daher folgende Aspekte:

- (a) Kapazitäts- und Arbeitspreise mit Finanzierungsfunktion für Verbraucher;
- (b) Einspeisenetzentgelte mit Finanzierungsfunktion, inkl. Beteiligung der Einspeiser an der Finanzierung¹⁸;

¹² Bei temporären Hochpreisphasen und Preissenken sollen für Letztverbraucher Anreize zu Abweichungen von „eingefahrenen“ Nachfragemustern gesetzt und dadurch die Integration erneuerbarer Energien gefördert werden.

¹³ Hierdurch soll erreicht werden, dass stromintensive Letztverbraucher ihren Verbrauch in – durch die Netzbetreiber festgelegten – (Peak-)Zeiten netzdienlich anpassen, wodurch Engpassmanagementkosten gesenkt und die Einspeisung erneuerbarer Energien gefördert werden sollen.

¹⁴ Allerdings sollen und können mit diesem Preissystem nicht *explizit* Anreize für ein netzdienliches Verhalten gesetzt werden. Vielmehr ist das Ziel, die Flexibilitätsbereitstellung – sowohl für markt- als auch für netzorientierte Nutzungen – von Hemmnissen, die aus der aktuellen Systematik herrühren, möglichst zu befreien. Die explizite Beanreizung von netzdienlichem Verhalten ist vielmehr Gegenstand der dynamischen Netzentgelte.

¹⁵ Hintergrund: Die Verteilernetzbetreiber mit dezentraler Einspeisung beteiligen sich bislang zu wenig an der Finanzierung der Netzkosten überlagerter Netzbetreiber (analog zur o. g. Problematik der fehlenden Kostenbeteiligung der Prosumer).

¹⁶ Bspw. mittels Brutto-Letzterverbrauchsmengen und/oder technischer/vertraglicher Netzanschlusskapazität.

¹⁷ D. h., die Förderung von spezifischen „Geschäftsmodellen“ (im Rahmen der Energiewende) ist nicht Gegenstand der Stellungnahme. Gleiches gilt für die heutigen individuellen Netzentgelte, die als industriepolitische Maßnahme eingesetzt werden.

¹⁸ Vgl. ausführlicher zum Themenkomplex Einspeiseentgelte unten Kap. 3.

(c) Speichernetzentgelte mit Finanzierungsfunktion¹⁹;

(d) Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion.

Ebenso würde eine optimierte Parametrierung der Netzentgelte den Rahmen der Stellungnahme sprengen. Daher fokussiert sich die Stellungnahme auf eine konzeptionelle und qualitative Bewertung der Vorschläge der BNetzA, einschließlich einer qualitativen Bewertung von Verteilungswirkungen.²⁰

2. Kapazitäts- und Arbeitspreis für Verbraucher

2.1 Großverbraucher mit registrierender Leistungsmessung (RLM)

Die bisherige Leistungspreissystematik setzt Anreize für eine möglichst gleichmäßige Energienachfrage und verhindert damit tendenziell die – im Sinne einer Reduzierung von Netzengpässen – gewünschte Flexibilisierung der Nachfrage. Somit ist die Abschaffung eines Leistungspreises eine grundlegende Voraussetzung für dynamische Netzentgelte (siehe hierzu im Detail auch Kap. 5. unten).

Die von der BNetzA vorgeschlagene Systematik eines Kapazitätspreises (i. V. m. einem sog. „Arbeitspreis 2“) ist nach Ansicht des WAR ökonomisch besser geeignet, um Flexibilitätspotenziale zu heben. Hierbei wird die Kapazität vom (RLM-)Kunden frei gewählt, und der Arbeitspreis 2 wird für jene Stromentnahmen fällig, die diese Kapazität übersteigen.

Insofern können die Verbraucher über ihre bestellte Kapazität – unter den vorgegebenen Kapazitäts- und Arbeitspreisen – ihre Kosten optimieren.²¹ Dabei dürfte v. a. bei Verbrauchern, die über die Zeit keine nahezu gleichmäßige Nachfrage ausweisen, die temporäre Überschreitung der Kapazität völlig normal und ökonomisch sinnvoll sein. Insbesondere bei flexiblen Verbrauchern können sich dadurch – durch die Bestellung relativ geringer Kapazitäten – Potenziale zur Senkung gegenüber ihren bisherigen Kosten für die Netznutzung ergeben. Weniger flexible Abnehmer könnten umgekehrt ggf. höhere Entgelte (als bisher) zahlen müssen.

Der Arbeitspreis 2 ist hierbei so zu parametrieren, dass (a) einerseits die bestellte Kapazität sinnvoll gesteuert und (bei geringem Flexibilitätsbedarf) die Nachfrage i. d. R. unterhalb der bestellten Kapazität gehalten wird, sowie (b) andererseits (bei kurzfristig höherem Flexibilitätsbedarf) dennoch eine Kapazitätsüberschreitung ökonomisch zugelassen wird.

Aus Sicht des WAR erscheint es zudem sinnvoll, dass die BNetzA über entsprechende Vorgaben sicherstellt, dass die Abnehmer eine realistische Kapazitätsplanung vornehmen und sich nicht zu Lasten der Planungssicherheit für das Gesamtnetz über zu geringe Kapazitäten und im Extremfall einer „Null-Kapazität“ eine sehr hohe Flexibilität sichern. Eine solche, realistische Kapazitätsplanung könnte durch die Vorgabe einer (z. B. an Vorjahreswerten) orientierten Mindestkapazität erfolgen.²²

¹⁹ Bei den Themenfeldern der Einspeisenetzentgelte sowie der Speichernetzentgelten ist das Thema Vertrauensschutz von besonderer Bedeutung, siehe hierzu unten in Kap. 4.2.

²⁰ Die quantitative Analyse sowie die Erarbeitung einer für die angestrebte Verteilungswirkung geeigneten Parametrierung sollte im Rahmen gesonderter/nach zu beauftragender Studien erfolgen.

²¹ Da im wesentlichen Großkunden (mit einer Nachfrage von über 100.000 kWh pro Jahr) von der registrierenden Leistungsmessung betroffen sind, ist von einer ausreichenden Sachkunde (bzw. dem möglichen Zugriff auf eine solche) auszugehen, um die bestellte Kapazität entsprechend den individuellen Bedürfnissen zu bestimmen. Zudem werden sich wahrscheinlich entsprechende Beratungsangebote etablieren, auf die kleinere Unternehmen bzw. Unternehmen ohne entsprechende Sachkenntnis zurückgreifen können.

²² Hierbei sollte ein geeignet definierter Wert gewählt werden (z. B. über Quantils-Betrachtungen), der unter dem (Vorjahres-)Höchstwert liegt, sich aber bspw. an der Höchstwertverteilung orientiert.

2.2 Kleinverbraucher und Prosumer

Kapazitäts- vs. Grund-/Arbeitspreis-Modell

Das zuvor diskutierte Kapazitätsmodell weist eine vergleichsweise hohe Komplexität auf, die insbesondere für Kleinverbraucher²³ und Prosumer²⁴ unverhältnismäßig erscheint, zumal es in dieser Kundengruppe mangels Smart Meter technisch oftmals ohnehin noch nicht umsetzbar wäre. Zudem würde das Modell – selbst im Falle der technischen Umsetzbarkeit – für Netzbetreiber vor allem aufgrund des großen Mengengerüsts einen hohen Abrechnungsaufwand bedeuten. Insofern begrüßt der WAR das geplante Vorgehen der BNetzA, die bekannte Systematik aus Grundpreis plus Arbeitspreis für Kleinverbraucher und Prosumer beizubehalten.

Insbesondere für Kleinverbraucher, die ohnehin über kein oder nur ein sehr begrenztes Flexibilitätspotenzial verfügen und damit im Mittel ein gut prognostizierbares Profil der Stromabnahme aufweisen, erscheint das prinzipielle Festhalten an der bisherigen Grundpreis-Arbeitspreissystematik in der Folge keine größeren Änderungen bzw. Nachteile gegenüber einer möglichen kapazitätsorientierten Bepreisung aufzuweisen. Zudem sollte eine kapazitätsorientierte Preisgestaltung selbst dann vermieden werden, wenn Kleinverbraucher (z. B. durch Heimspeicher, Elektrofahrzeuge) über eine größere Flexibilität verfügen. Ansonsten würden die zu wählende Kapazität überbewertet und die Verbraucher ihre Flexibilität faktisch nur noch dafür verwenden, diese Kapazität einzuhalten.

Netzentgeltsystematik: Prosumer vs. Kleinverbraucher (ohne Eigenerzeugung)

Gemäß der aktuellen Netzentgeltsystematik werden Netzentgelte nur auf die bezogene elektrische Energie erhoben, nicht jedoch auf die selbsterzeugte (sei es eingespeiste oder eigenverbrauchte) Energie.

Diese Nicht-Erhebung von Netzentgelten auf selbsterzeugte elektrische Energie ist – neben anderen politisch motivierten Fördermaßnahmen wie z. B. der Mehrwertsteuerbefreiung für private PV-Anlagen oder einer (gesicherten) Einspeisevergütung – eine wichtige Grundsäule für die Attraktivität des „Geschäftsmodells Prosumer“ (mit der „typischen“ PV-Anlage auf dem Privathaus und einem Heimspeicher).

Zudem erfolgt bei (privaten) PV-Anlagen die Eigenerzeugung i. d. R. zu einem deutlich geringeren Anteil in den Wintermonaten als in den Sommermonaten, während gleichzeitig im Winter die Stromnachfrage (u. a. durch weniger Tageslicht, insbesondere aber durch Wärmepumpen) relativ hoch ist. Somit reduziert sich – auch bei der Verwendung eigener PV-Anlagen – die maximale jährliche, in den Wintermonaten anfallende Bezugsleistung nur geringfügig. Gleichzeitig bestimmt aber genau diese maximale Bezugsleistung die zur Verfügung zu stellende Netzanschlusskapazität und damit die Netzkosten zur Versorgung der Prosumer mit.

Damit unterscheiden sich letztlich die Netzkosten zur Versorgung von Prosumern und jene von Kleinverbrauchern ohne Eigenerzeugung nur in geringem Maße. In Verbindung mit der aktuellen Netzentgeltsystematik, bei welcher die Finanzierung der Netzkosten fast ausschließlich über die auf den Energieverbrauch erhobenen Netzentgelte erfolgt, führt dies zu der bereits eingangs erwähnten Entsolidarisierung zugunsten der Prosumer und zu Lasten anderer Kleinverbraucher ohne Eigenerzeugung.

²³ Kleinverbraucher sind Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von weniger als 100.000 kWh.

²⁴ Prosumer im Kontext dieser Stellungnahme sind Kleinverbraucher, die einerseits (mit ihrer Photovoltaik-Anlage) Strom erzeugen („produzieren“) und selbst verbrauchen oder einspeisen und andererseits (bei Bedarf) Strom aus dem Netz beziehen („konsumieren“).

Nach Ansicht des WAR sollten (energie)politisch gewünschten Verhaltensweisen oder Geschäftsmodellen privater Haushalte wie beispielsweise PV-Anlagen jedoch nicht über die (Nicht-)Erhebung von Netzentgelten gefördert werden, sondern außerhalb der Netzentgeltsystematik angesiedelt werden.

Grund- und Arbeitspreismodell

Bei Kleinverbrauchern (und Prosumern) machen heute im typischen Grund-/Arbeitspreismodell die Grundpreise einen eher geringen und die Arbeitspreise einen eher hohen Anteil der gesamten Strombezugskosten aus. Dies führt jedoch i. d. R. nicht zu einer verursachergerechten Beteiligung der Prosumer, da (a) die (Netz-)Kosten des einzelnen Stromanschlusses, d. h. aus Abnehmersicht vereinfacht ausgedrückt die „Versicherungsleistung“, jederzeit so viel Strom wie nötig beziehen zu können, welche über den Grundpreis abgebildet werden müssten, bislang eher zu gering sowie (b) die Produktions- und (variable) Transportleistung des tatsächlich bezogenen Stroms, welche über den Arbeitspreis abgebildet werden sollten, bisher tendenziell zu hoch bepreist sind.

Auf der einen Seite sollten demnach gemäß ökonomischer Theorie die Grundpreise tendenziell höher und die Arbeitspreise tendenziell geringer sein als bisher. Auf der anderen Seite haben Kleinverbraucher naturgemäß keine Möglichkeiten, auf das Preissignal durch geänderte Grundpreise zu reagieren, da im Normalfall ohnehin jeder (Kleinverbraucher-)Haushalt einen Stromanschluss benötigt und es bislang keine Kapazitäts- bzw. Preisdifferenzierungen in diesem Marktsegment gibt.

Man könnte allenfalls perspektivisch überlegen, für diese Kundengruppe zwei bis maximal vier grob differenzierte Kapazitäts- bzw. Preiskluster zu schaffen, um damit – eine entsprechende Annahme und intelligente Nutzung des Preismodells auf Verbraucherseite vorausgesetzt – langfristig eine bessere Kapazitäts- und Netzausbauplanung zu erreichen. Allerdings ist (anders als bei den RLM-Großverbrauchern) bei den Kleinverbrauchern i. d. R. eher nicht vom Vorliegen der dafür notwendigen Sachkunde auszugehen.

Da eine derartige Neuausrichtung den Verbrauchern (und Verbraucherschützern) zudem nur schwer vermittelbar sein dürfte, spricht sich der WAR dafür aus, für Kleinverbraucher und Prosumer zunächst grundsätzlich am bekannten Grund-/Arbeitspreismodell festzuhalten und die zuvor skizzierte Problematik durch entsprechende BNetzA-Vorgaben in Bezug auf die Höhe der Grundpreise zu lösen. Insofern unterstützt der WAR prinzipiell die diesbezüglichen aktuellen Vorschläge der BNetzA,²⁵ wenngleich die von der Regulierungsbehörde vorgesehene Kostenbeteiligung der Prosumer an den Netzkosten aus WAR-Sicht sehr moderat und nicht vollumfänglich verursachergerecht erscheint.

Aus Sicht des WAR wäre die stärkere Beteiligung von Prosumern an den Kosten des Netzbetriebs aus zwei Gründen wünschenswert. Zum einen profitieren Prosumer von der Existenz des Netzanschlusses, da dies für sie eine Versicherungsfunktion erfüllt. Somit ist es folgerichtig, dass Versicherungsleistungen nicht nur im Falle einer Inanspruchnahme dann als Stromnachfrager gezahlt werden, sondern auch in Abwesenheit des Versicherungsfalls, ganz ähnlich wie auch Beiträge zur Krankenversicherung nicht nur im Krankheitsfall zu entrichten sind. Zum anderen enthält die aktuelle Finanzierungsstruktur auch eine soziale „Unwucht“. Prosumer (etwa Eigenheimbesitzer) sind tendenziell wirtschaftlich eher bessergestellt als Haushalte, die keine Möglichkeit zur eigenen Stromerzeugung haben, wie z. B. viele Mieter. Somit ist es sozial fragwürdig, wenn sich wirtschaftlich weniger gut aufgestellte Haushalte stärker an den Netzkosten beteiligen müssen als wirtschaftlich zumeist besser aufgestellte Prosumer. Es ist zwar zu konstatieren, dass die stärkere Beteiligung der Prosumer an den Netzkosten über einen höheren Grundpreis, wie es nun von der BNetzA geplant ist, durchaus erfolgen soll. Der von der BNetzA aktuell vorgesehene Rahmen von ca. 100 Euro pro Jahr erscheint allerdings sehr gering.

²⁵ Vgl. Bundesnetzagentur stellt aktuelle Überlegungen zur Reform der Netzentgeltsystematik Strom vor (<https://www.bundesnetzagentur.de/1107474>).

3. Einspeiseentgelte

Die BNetzA hat angekündigt, künftig auch Erzeugungsanlagen durch einen begrenzten jährlichen Kapazitätspreis an der Netzfinanzierung zu beteiligen.²⁶ Das Einspeiseentgelt soll danach zunächst jährlich vier bis sieben Euro/kW betragen. Für Bestandsanlagen sind Ausnahmen für die ersten 20 Jahre ab ihrer erstmaligen Inbetriebnahme vorgesehen. Ebenso sollen Prosumer nicht beteiligt werden. Die BNetzA geht davon aus, dass ein Entgelt in dieser Höhe sich kaum auf den Marktpreis auswirkt, aber bis zu 2 Mrd. Euro pro Jahr zur Deckung der Netzkosten beitragen kann.

Überlegungen zu einer stärkeren Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten sind nicht neu, sondern werden in Deutschland schon lange diskutiert.²⁷ Mit dem starken Ausbau der dezentralen Stromerzeugung durch erneuerbare Energien einerseits und den deutlich gestiegenen Netzentgelten andererseits haben diese Überlegungen jedoch immer mehr an Bedeutung gewonnen.²⁸

Ausgangspunkt der Überlegungen ist auch für den WAR die Beobachtung, dass die heutige Struktur der Netzentgelte in Deutschland fast ausschließlich die Stromverbraucher belastet, während Stromerzeuger – insbesondere Betreiber erneuerbarer Anlagen – kaum direkt an den Kosten der Netzinfrastuktur beteiligt werden.

Dieses System stammt aus einer Zeit, in der Strom überwiegend zentral erzeugt und relativ gleichmäßig über das Netz verteilt wurde. Mit dem starken Ausbau volatiler erneuerbarer Energien hat sich die Situation jedoch grundlegend verändert. Die Einspeisung von Strom erfolgt heute wesentlich dezentraler, wetterabhängiger und räumlich ungleich verteilt, wodurch erhebliche Netzengpässe und hohe Redispatchkosten entstehen. Die Einführung sogenannter Einspeisenentgelte, d.h. einer „G-Komponente“ („Generation Component“), ist vor diesem Hintergrund zu betrachten.

In Europa haben bis heute 15 Staaten Einspeisenentgelte in verschiedenen Formen eingeführt. Gleichwohl ist der Beitrag der G-Komponente zur Netzfinanzierung in den meisten Staaten ziemlich gering. Der Anteil der Einspeisenentgelte an der Deckung der Übertragungsnetzkosten liegt in der überwiegenden Anzahl der Länder unter sieben Prozent, bei einer Spannweite von drei bis 35 Prozent. Für Verteilnetzkosten liegt der Deckungsgrad unter fünf Prozent – mit der Ausnahme von Schweden, wo er in einer Region rund 30 Prozent erreicht.²⁹ Die G-Komponente ist i. d. R. eine Kombination aus nutzungs- und leistungsabhängigen Komponenten, wobei der leistungsabhängigen Komponente regelmäßig ein höheres Gewicht zukommt.³⁰ Die folgende Übersicht liefert einen guten Überblick:

²⁶ Vgl. Hintergrundpapier vom 27.05.2026: BNetzA präsentiert erstmals ein Gesamtkonzept für zukünftige Netzentgelte Strom ab 2029 (https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/20260527_AgnesPapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

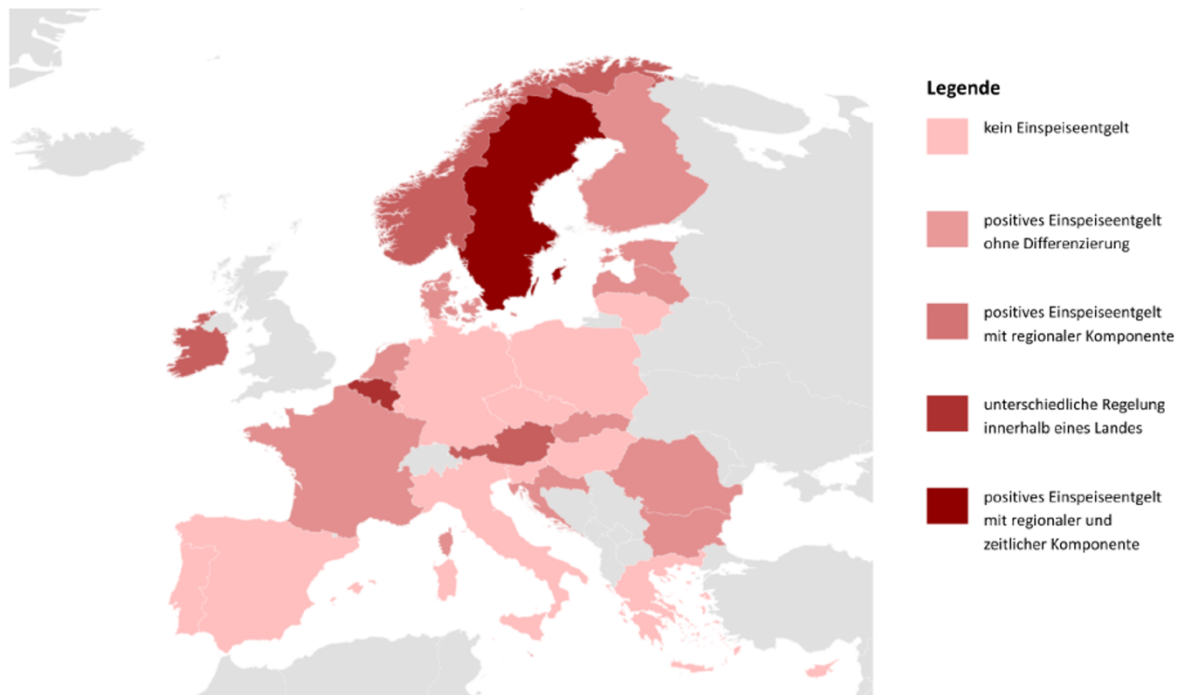
²⁷ Vgl. etwa Monopolkommission (2013), Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, 65. Sondergutachten der Monopolkommission.

²⁸ Im vergangenen Jahr etwa hat sich die Monopolkommission erneut sehr ausführlich mit dem Thema befasst, vgl. Monopolkommission (2025). Energie 2025: Wettbewerb und Effizienz für ein zukunftsfähiges Energiesystem, 10. Sektorgutachten der Monopolkommission.

²⁹ Vgl. Monopolkommission (2025), a.a.O., Tz. 114.

³⁰ Vgl. ACER (2023), Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe.

Abb. 1: Einspeisenentgelte in Europa³¹



Allgemein ist die Unterscheidung zwischen der Finanzierungsfunktion und der Lenkungs- oder Anreizfunktion für die Ausgestaltung von Einspeiseentgelten wichtig. Mit Finanzierungsfunktion ist gemeint, dass die Finanzierung der Netzkosten prinzipiell durch unterschiedliche Marktteilnehmer erfolgen kann. Hintergrund ist, dass prinzipiell sowohl Strom einspeisende Marktteilnehmer (Erzeuger) als auch Strom entnehmende Nachfrager von der Existenz der Stromnetze profitieren. Von der Frage, wer die Netzentgelte (bzw. Teile davon) buchhalterisch bezahlt, ist allerdings die Frage zu unterscheiden, wer diese Kosten letztlich trägt (ökonomische Inzidenz, tatsächliche Finanzierung). Sofern die ökonomische Inzidenz unabhängig davon ist, wie die Netzentgelte zwischen Ein- und Ausspeisern aufgeteilt werden, ist es letztlich irrelevant, welche Aufteilung vorgenommen wird. Letzteres ist insbesondere der Fall, wenn etwa Einspeiseentgelte durch höhere Strompreise letztlich auf die Nachfrager überwält werden. Werden etwa bei Ausschreibungen etwaige Einspeiseentgelte mit in die Gebote eingepreist, so verändert sich letztlich nichts an der ökonomischen Inzidenz.

An dieser Stelle ist die Unterscheidung zwischen Einspeiseentgelten in Form von Leistungs- oder Kapazitätspreisen oder in Form von Arbeitspreisen besonders relevant. Einspeiseentgelte in Form von Kapazitätspreisen, wie sie von der BNetzA nun vorgesehen sind, beeinflussen nicht das Gebotsverhalten an den Strombörsen und somit auch nicht den Dispatch im europäischen Strommarkt, da Kapazitätspreise für Erzeuger als Fixkosten anzusehen sind. Ihr Vorteil ist, dass deutsche Erzeuger durch Kapazitätspreise im europaweiten Dispatch/Großhandelsmarkt nicht gegenüber anderen europäischen Erzeugern benachteiligt werden und es zu keiner (weiteren) Verzerrung im Stromgroßhandel kommt.

Allerdings können Einspeiseentgelte in Form von Kapazitätspreisen zur Finanzierung der Netze beitragen und damit Nachfrager entlasten, sofern die Entgelte nicht letztlich doch auf die Nachfrager überwält werden, etwa indem sie bei Ausschreibungen mit eingepreist werden. Wenn letzteres der Fall ist, erfolgt faktisch keine Entlastung der Nachfrager.

³¹ Vgl. Monopolkommission (2025), a.a.O., Tz. 215.

Wenn allerdings auch bestehende Anlagen in Zukunft Einspeiseentgelte zahlen müssten, könnte dies zwar eine echte Entlastung der Nachfrager bewirken. Der Vertrauensschutz setzt hier allerdings enge rechtliche Grenzen.³² Dementsprechend plant die Bundesnetzagentur dies auch nicht.

Eine Finanzierungswirkung könnten sich hypothetisch zwar auch ergeben, wenn Einspeiseentgelte von Prosumern (dazu bereits Abschnitt 2.2) entrichtet werden, da die Errichtung privater PV-Anlagen nicht durch Ausschreibungen gesteuert wird, sondern nach wie vor durch fixe Einspeisevergütungen. Die Prosumer können damit nicht einfach das Einspeiseentgelt auf den Strompreis aufschlagen. Allerdings ist auch die Einbeziehung von Prosumern in etwaige Einspeiseentgelte von der Bundesnetzagentur nicht geplant.

Schließlich ist anzumerken, dass kapazitätsbasierte Einspeiseentgelte die ökonomische Inzidenz in regionaler Hinsicht durchaus beeinflussen können. Bis 2025 haben insbesondere Nachfrager dort hohe Netzentgelte gezahlt, wo der Anteil der Einspeisung und daher der Netzausbaubedarf besonders hoch war. Bei einer Überwälzung von Einspeiseentgelten auf die Gebote im Rahmen von Ausschreibungen würde sich die regionale Inzidenz verändern. Allerdings wurde bereits im Jahr 2025 der EE-Mehrkostenausgleich eingeführt, der dort, wo die gesetzlich definierte Schwelle für die EE-Durchdringung überschritten ist, deutliche Auswirkungen auf das Entgeltniveau hat. Damit sind einspeiseseitige Netzentgelte speziell unter dem Aspekt der regionalen Ausgewogenheit nicht mehr erforderlich.

Einspeiseentgelte in Form von Kapazitätspreisen können allerdings, anders als hier bislang ausgeführt, dann eine Lenkungswirkung entfalten, wenn sie regional variieren, wie dies in einigen europäischen Staaten (wie etwa Dänemark) der Fall ist. In Teilen werden sogar negative Einspeiseentgelte gezahlt, um eine möglichst verbrauchsnahe Errichtung von Erzeugungsanlagen anzureizen. Auch die Monopolkommission³³ sieht diese Möglichkeit, dass so künftig auch Stromerzeuger Preissignale erhalten, welche ihre Belastung des Stromnetzes berücksichtigen. Denn in der Tat fehlen bislang hinreichend wirksame Anreize, neue Erzeugungsanlagen dort zu errichten oder so zu betreiben, dass sie möglichst netzdienlich sind. Insbesondere der starke Ausbau erneuerbarer Energien in Regionen mit ohnehin hohen Netzungspässen – etwa Windkraft im Norden Deutschlands – zeigt, dass Investitionsentscheidungen bislang kaum an Netzkapazitäten ausgerichtet seien. Die daraus entstehenden Kosten werden über Redispatchmaßnahmen und Netzausbau letztlich auf die Allgemeinheit umgelegt.

Allerdings müssen diese Anreizwirkungen nicht zwingend über Einspeiseentgelte erreicht werden. Vielmehr lässt sich dies auch über regional differenzierte Baukostenzuschüsse erreichen. Ein Nebeneinander von regional differenzierten Baukostenzuschüssen und regional differenzierten Einspeiseentgelten in Form von Kapazitätspreisen erscheint dem WAR in jedem Fall überflüssig und unnötig komplex. Der WAR hält regional differenzierte Baukostenzuschüsse für treffsicherer, da diese leichter zu adjustieren sind, und spricht sich daher für Letztere aus.³⁴

Im Gegensatz zu Einspeiseentgelten in Form von Kapazitätspreisen entfalten Einspeiseentgelte in Form von Arbeitspreisen fast immer (und nicht nur in Ausnahmefällen) auch Anreizwirkungen für die Einspeisung. Bedeutsam ist hier die Frage, ob diese Einspeiseentgelte regional differenziert und/oder dynamisch (also zeitlich differenziert) sein sollen oder nicht.

Wie Consentec/Hirth³⁵ feststellen, ist eines (von mehreren) Problemen aktuell das Fehlen standortbezogener Anreize zur Einspeisung innerhalb von Gebotszonen (für Erzeuger und Nachfrager) trotz zahl-

³² Die fehlende Einpreisungsmöglichkeit von nachträglich eingeführten Einspeiseentgelten würde rechtliche Bedenken evozieren. Sofern man die Einbeziehung bestehender Anlagen als Fall einer unechten Rückwirkung einordnet, weil auf gegenwärtige, noch nicht abgeschlossene Sachverhalte bzw. Rechtsbeziehungen für die Zukunft eingewirkt wird, müsste sich die Rückwirkung als verhältnismäßig erweisen, was mit Blick auf die Schlechterstellung gegenüber neuen Anlagen intrikat erscheint.

³³ Vgl. Monopolkommission (2025), a.a.O.

³⁴ Weitere Ausführungen zu Baukostenzuschüssen folgen in Kap. 5.

³⁵ Consentec/Hirth (2025), Injection Charges für Cross-Border Grid Cost Recovery. Studie im Auftrag der Tennet TSO GmbH.

reicher existierender Netzengpässe. Die fehlende Berücksichtigung von Netzengpässen bei der Entscheidung Strom einzuspeisen, stellt eine Externalität dar, weil einheitliche Großhandelspreise interne Netzengpässe nicht widerspiegeln. Die theoretisch optimale Lösung für dieses Problem ist eine standortbezogene Grenzkostenpreisbildung, die die tatsächlichen Stromkosten an jeder Umspannstation widerspiegeln würde, indem Netzengpässe in den Großhandelspreis einbezogen werden, in Form des sogenannten Nodal Pricing. Dies setzt allerdings eine gesetzliche Regelung voraus. Die Umsetzung einer standortbezogenen Grenzkostenpreisbildung dürfte daher derzeit aufgrund technischer, regulatorischer und politischer Einschränkungen nicht realisierbar sein, sodass standortspezifische Netzentgelte als Ersatz für standortbezogene Preise als eine zweitbeste Lösung erwogen werden.

Zudem könnte das Problem der Einspeisung in Zeiten negativer Preise reduziert werden, wenn Einspeiseentgelte dynamisch und hinreichend hoch wären (höher als die Vergütung). Zugleich würden so die Anreize gestärkt, in lokale Speicher zu investieren, statt in das Netz einzuspeisen.

Ökonomisch wird in diesem Kontext oft von Second-Best-Lösungen gesprochen, sofern die eigentlich vernünftige Lösung nicht implementierbar ist. Aus Sicht des WAR sollten die genannten Probleme daher bevorzugt direkt adressiert werden, statt über den Umweg von Einspeiseentgelten.³⁶ Dies ist allerdings Aufgabe des Gesetzgebers und nicht der Bundesnetzagentur.

Zwischenfazit

Insgesamt unterstützt der WAR den Ansatz der BNetzA, die Verteilung der Netzkosten sowohl durch Einspeiseentgelte in Form von Kapazitätspreisen als auch durch höhere Grundpreise für Prosumer (vgl. dazu Kap. 2) neu auszutarieren. Anreizwirkungen etwa zu einer weniger ineffizienten Standortwahl könnte der Gesetzgeber durch andere Instrumente wie etwa regional differenzierte Baukostenzuschüsse setzen.

Regional differenzierte Einspeiseentgelte auf Basis von Arbeitspreisen können zwar eine stärkere Internalisierung der Netzengpasskosten ermöglichen, weil Betreiber von Erzeugungsanlagen dann stärker berücksichtigen, welche Auswirkungen ihre Einspeisung auf das Netz hat. Anlagen in netzentlastenden Regionen oder mit netzdienlichem Einspeiseverhalten könnten so entlastet werden, während eine netzbelastende Einspeisung höhere Entgelte auslösen würde.

Eine vorzugswürdige Lösung wäre aus Sicht des WAR jedoch eine echte regionale Preisbildung etwa durch weitere Preiszonen oder im Extremfall das Nodal Pricing, um Netzengpässe direkt über Preissignale sichtbar zu machen. Dadurch erhielten Erzeugungsanlagen einen klaren ökonomischen Anreiz, ihre Produktion stärker an den Netzbedingungen auszurichten oder neue Anlagen an günstigeren Standorten zu errichten.

Der WAR erkennt darüber hinaus durchaus, dass arbeitspreisbasierte und dynamische Ansätze gegenüber statischen oder rein kapazitätsbasierten Entgelten auch Vorteile aufweisen. Denn ein wesentlicher Kritikpunkt an klassischen arbeitspreisbasierten Entgelten besteht normalerweise darin, dass sie unabhängig von der tatsächlichen Netzsituation wirken und somit auch in engpassfreien Zeiten Investitions- und Betriebsentscheidungen verzerren können. Dieses Problem könnte durch eine dynamische Ausgestaltung überwunden werden, sodass dynamische Einspeiseentgelte nur dann greifen würden, wenn tatsächlich Netzengpässe oder hohe Belastungen auftreten. In Zeiten ausreichender Netzkapazität könnten die Entgelte dagegen gegen null tendieren oder sogar negativ werden. Ob allerdings das Ziel einer netzdienlicheren Einsatzweise von Erzeugern hiermit tatsächlich zielgenauer gelöst werden könnte als mit der bereits etablierten Redispatch-Lösung, ist aus Sicht des WAR gleichwohl fraglich und wird in Kap. 5 ausführlicher erörtert.

³⁶ Weitere Ausführungen zu zeitlich- und räumlich aufgelösten dynamischen Netzentgelten folgen in Kap. 5.

4. Speichernetzentgelte

Die aktuelle Regelung der Netzentgelte für Stromspeicher in Deutschland ist durch eine Reihe von Sondertatbeständen geprägt, die sich aus dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), der StromNEV sowie ergänzenden Festlegungen der BNetzA ergeben. Im Zentrum steht § 118 Abs. 6 EnWG, der netzgekoppelten Stromspeichern, erweiterten Pumpspeichern und Elektrolyseuren für einen Zeitraum von zwanzig Jahren eine vollständige Befreiung von den Netzentgelten gewährt. Ergänzend dazu gelten für die Niederspannungsebene die Festlegungen nach § 14a EnWG, die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, darunter auch mobile und stationäre Speicher, wahlweise einen Rabatt von 60 Prozent auf den Arbeitspreis oder einen pauschalen Entlastungsbetrag gewähren. Gemäß § 19 Abs. 4 StromNEV besteht für gewerbe- und industrieseitige Speicher zudem die Möglichkeit individueller Netzentgelte, die bei atypischem Netznutzungsverhalten bis zu 80 Prozent ermäßigt werden können.

Aus ökonomischer Sicht ist die aktuelle Regelung als eine Form der selektiven Entgeltprivilegierung zu bewerten. Die vollständige Befreiung von Netzentgelten entkoppelt die Netznutzung von den von ihr verursachten Kosten und untergräbt damit das Prinzip der Kostenreflexivität. Da Speicher sowohl Strom aus dem Netz beziehen als auch Rückspeisung betreiben, entsteht eine asymmetrische Belastung: Während entnehmende Verbraucher die vollen Netzkosten tragen, leisten privilegierte Speicher keine Gegenleistung für die in Anspruch genommene Infrastruktur. Dies hat eine Umverteilung der Netzkosten auf nicht privilegierte Letztverbraucher zur Folge. Der durch § 118 Abs. 6 EnWG begründete Vertrauensschutz begrenzt insoweit die Beteiligung von Speichern an der Finanzierung der Netzinfrastuktur durch Netzentgelte.

4.1 Entgeltkomponenten

In der Diskussion über mögliche Entgeltkomponenten für Speicher trennt die BNetzA explizit zwischen der Finanzierung- und der Anreizfunktion. Im Rahmen der Finanzierungsfunktion schlägt die BNetzA vor, nach Auslaufen der Sonderregelungen des §118 Abs. 6 EnWG auch für Speicher einen auf die bestellte Kapazität erhobenen Kapazitätspreis einzuführen. Indem sich die Regulierungsbehörde von ihrer ursprünglichen Überlegung abgewandt hat, ab dem 1. Januar 2029 Netzentgelte für alle Speicher einzuführen, wird dem Grundsatz des Vertrauensschutzes umfassend Rechnung getragen.

Grundsätzlich erscheint dem WAR die von der BNetzA vorgeschlagene Beteiligung von Speichern an der Finanzierung der Netze ökonomisch sinnvoll. Der WAR begrüßt, dass keine Arbeitspreise – auch nicht auf das Saldo aus Entnahmen und Einspeisungen – erhoben werden, da auch ein ausschließlich auf den Saldo erhobener Arbeitspreis jeden Speicherzyklus belastet und somit den marktdienlichen Einsatz von Speichern einschränkt.

Bei der Einführung des Modells sind auch erhöhte administrative Anforderungen zu berücksichtigen. Für die Umsetzung ist eine präzise Definition der bestellten Netzanschlusskapazität sowie eine kontinuierliche Kapazitätsüberwachung erforderlich. Das Kapazitätsrisiko liegt bei den Betreibern, was die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten negativ beeinflussen kann. Darüber hinaus sind Verteilungswirkungen nicht ausgeschlossen, insbesondere dann, wenn unterschiedliche Speichermodelle oder Kollokationskonfigurationen ohne differenzierte Bemessungsgrundlagen behandelt werden.

In der Abwägung ergibt sich, dass die Einführung einer Finanzierungskomponente für Speicher sowohl Vorteile für eine stabile Kostenreflexivität mit sich als auch gewisse Herausforderungen bezüglich der Umsetzung und Verteilungswirkung birgt. Die Eignung hängt maßgeblich von der konkreten Ausgestaltung, der Abstimmung mit bestehenden Regelungsinstrumenten (wie flexible Netzanschlussvereinbarungen/Flexible Connection Agreements [FCA]) und der Berücksichtigung unterschiedlicher Speicheranwendungen ab. Daher wird empfohlen, bei der Einführung zunächst mit einem relativ niedrigen Kapazitätspreis zu beginnen und dessen Finanzierungs- und Verteilungswirkungen kontinuierlich zu evaluieren.

Im Rahmen der Anreizfunktion zielt der von der BNetzA vorgeschlagene dynamische, symmetrisch-vorzeichengerechte Arbeitspreis auf eine netzdienliche Lenkung des Netznutzungsverhaltens ab. Gerade im Bereich von Großbatteriespeichern lassen sich durch die Abbildung räumlicher und zeitlicher Netzengpässe mittels dynamischer Arbeitspreise Lade- und Entladevorgänge gezielt an der tatsächlichen Netzauslastung ausrichten, wodurch die Speicher volkswirtschaftlich effizient in das Engpassmanagement einbettet werden können.

Ein kritischer Punkt ist das Zusammenspiel dynamischer Speichernetzentgelte mit anderen bestehenden Regelungsinstrumenten wie FCAs oder Baukostenzuschüssen. Auch hier besteht die Gefahr kumulativer Belastungen, welche die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten gefährden und somit das volkswirtschaftlich sinnvolle Flexibilitätspotenzial von Speichern beeinträchtigen können. Zudem stellt die praktische Umsetzung dynamischer Netzentgelte für Speicher ein komplexes regulatorisches Unterfangen da und sollte daher zunächst nur in ausgewählten Bereichen unter ständigem Monitoring erfolgen (siehe dazu auch in Kapitel 5 die Ausführungen zur Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte).

Als dritte Entgeltkomponente werden im Rahmen der AgNes-Reform Baukostenzuschüsse diskutiert. Diese sollen der Kostendeckung anschlussbezogener Netzinvestitionen dienen und erfüllen somit eine Finanzierungsfunktion. Gleichzeitig beinhalten Baukostenzuschüsse durch die Bepreisung der Anschlusskapazität auch eine Anreizfunktion und können bei regionaler Differenzierung eine netzdienliche Investitions- und Standortwahl fördern. Insbesondere für standortunabhängige Großbatteriespeicher scheint die Nutzung der Allokationsfunktion von räumlich differenzierten Baukostenzuschüssen sinnvoll. Aber auch die Steuerung von Kollokationen von Speichern an Standorten von erneuerbaren Energieanlagen kann sich netz- und systemdienlich vorteilhaft auswirken (siehe dazu auch in Kapitel 5 die Ausführungen zu Baukostenzuschüssen).

Wie bei allen diskutierten Entgeltkomponenten für Speichernetzentgelte stellt sich auch hier die Frage nach der richtigen Parametrierung. Aus Gesamtsystemsicht erscheint eine Einführung von verpflichtenden Baukostenzuschüssen sinnvoll. Eine systemdienliche, deutschlandweite Allokation von Speichern erfordert auf dieser Ebene eine zentrale Steuerung. Daher sollte die konkrete Ausgestaltung von Baukostenzuschüssen zentral von der BNetzA und nicht durch einzelne Netzbetreiber festgelegt werden.

5. Netzentgelte mit Anreizfunktion

5.1. Grundsätzliche Überlegungen zum Erfordernis von Anreizfunktionen

Die bestehende Netzentgeltsystematik enthält keine expliziten Anreizfunktionen. Gleichwohl sind mit jeder Netzentgeltsystematik zwangsläufig implizite Anreize verbunden, die sowohl gewünschte als auch unerwünschte Wirkungen entfalten können. Die geplante Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik soll daher explizite Anreize vorsehen, die – zumindest konzeptionell – aufkommensneutral ausgestaltet sind und keine Finanzierungsfunktion übernehmen.

Ziel dieser Anreize ist es, bei Entscheidungen über Netzanschlüsse und Netznutzung die volkswirtschaftlich relevanten Systemkosten zu berücksichtigen. Dabei sind sowohl die Kosten des regulierten Netzbereichs als auch jene des wettbewerblichen Erzeugungsbereichs einzubeziehen.

Im marktlichen Teil des Stromsystems existiert bereits ein funktionierendes Anreizsystem. Dieses beruht auf räumlich und zeitlich differenzierten Strompreisen im Elektrizitätsbinnenmarkt mit seinem zonalen Marktdesign. Marktteilnehmer reagieren auf diese Preissignale durch Anpassungen von Erzeugung, Speicherung und Nachfrage. Daraus resultieren ein effizienter Ressourceneinsatz sowie Investitions- und Desinvestitionssignale für Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen.

Die Marktpreise führen zu einer erhöhten Gleichzeitigkeit der Nachfrage flexibler Verbraucher und des Einsatzes von Stromspeichern. Dies kann zu Lastspitzen führen und damit zusätzlichen Netzausbaubedarf verursachen. Hinzu kann ein weiterer Netzausbaubedarf infolge der hohen Gleichzeitigkeit der witterungsabhängigen Einspeisung aus erneuerbaren Energien kommen.

Im regulierten Netzbereich existiert bislang kein vergleichbares explizites Anreizsystem. Dispatch- und Investitionsentscheidungen – also Entscheidungen über Entnahme, Einspeisung und Netzanschlüsse – orientieren sich daher im Wesentlichen an den Anreizen des Marktbereichs. Die damit verbundenen Netzkosten bleiben dabei unberücksichtigt. Entsprechend werden keine Anreize gesetzt, die Stromgestehungs- und Netzkosten aus einer gemeinsamen gesamtwirtschaftlichen Perspektive zu berücksichtigen.

Eine Folge dieser Entwicklung ist der deutliche Anstieg der Netzkosten im Zuge der Energiewende. So sind die durchschnittlichen Netzentgelte zwischen 2020 und 2025 um rund 50 Prozent gestiegen. Für Haushaltskunden erhöhten sie sich von 7,1 auf 10,7 ct/kWh, für Gewerbekunden von 5,6 auf 8,5 ct/kWh und für Industriekunden von 2,5 auf 4,1 ct/kWh.³⁷

Der durchschnittliche Großhandelspreis am Day-Ahead-Markt lag im Jahr 2025 bei 8,9 ct/kWh.³⁸ Damit erreichen die Netzkosten für die meisten Verbraucher – mit Ausnahme der Industriekunden – mittlerweile eine ähnliche Größenordnung wie die Kosten der Strombeschaffung am Großhandelsmarkt.

Auch künftig ist mit weiter steigenden Netzkosten zu rechnen. Für den Ausbau der Übertragungsnetze werden bis 2037 Investitionen in Höhe von rund 300 Mrd. Euro erwartet³⁹. Die BNetzA schätzt den Investitionsbedarf in die Verteilnetze auf Basis der Netzausbaupläne der 82 größten Verteilnetzbetreiber auf etwa 125 Mrd. Euro bis 2033 und 237 Mrd. Euro bis 2045.⁴⁰

Neben dem höheren Netzausbaubedarf tragen auch Verzögerungen beim Netzausbau und die damit verbundenen steigenden Kosten des Engpassmanagements zum Anstieg der Netzentgelte bei.

Die Kosten für das Engpassmanagement beliefen sich im Jahr 2025 auf rund 3,1 Mrd. Euro und lagen damit auf einem Niveau, das bereits seit 2022 beobachtet wird.⁴¹ Allein das Engpassmanagement verursachte im Jahr 2025 bei einem unterstellten Nettostromverbrauch von 464 TWh⁴² durchschnittliche Kosten von etwa 0,67 ct/kWh für die Verbraucher, wobei diese Kosten nur zum Teil vermeidbar wären, da ein alternativer Netzausbau ebenfalls Kosten verursachen würde.

Diese Entwicklung verdeutlicht die Notwendigkeit zusätzlicher Anreizmechanismen. Netzkunden sollten ihre Entscheidungen über Netzanschlüsse und Netznutzung künftig nicht ausschließlich an marktlichen Signalen ausrichten, sondern stärker auch die gesamtwirtschaftlichen Systemkosten berücksichtigen.

Hier bestehen erhebliche Potenziale für eine effizientere Nutzung der Netzinfrastruktur. Eine stärkere Nutzung vorhandener Netzanschlusskapazitäten beim Anschluss von beispielsweise EE-Anlagen, Speichern oder Elektrolyseuren kann die Gesamtsystemkosten senken, indem Investitionen (CAPEX) in zusätzlichen Netzausbau reduziert werden. Ebenso kann ein netzdienlicher Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen Netzengpässe vermeiden und dadurch die laufenden Kosten (OPEX) für Redispatchmaßnahmen verringern. Dabei ist zu bedenken, dass in der Stromerzeugung zusätzliche Kosten anfallen, die in der Gesamtschau aber dennoch zu einem effizienteren System führen können.

Zur Erschließung dieser Effizienzpotenziale sind geeignete Anreizmechanismen erforderlich. Diese können zum einen über räumliche Allokationssignale beim Netzanschluss gesetzt werden, etwa in Form regional differenzierter Baukostenzuschüsse. Zum anderen kommen räumlich und zeitlich variable dynamische Netzentgelte in Betracht, die auf die eingespeiste oder entnommene elektrische Arbeit er-

³⁷ <https://www.smard.de/page/home/topic-article/46/219250/netzentgelte>.

³⁸ <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/218954/hoechste-pv-einspeisung-in-jedem-quartal>.

³⁹ Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Szenario B 2037, verfügbar unter <https://www.netzentwicklungsplan.de>.

⁴⁰ <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/215544/update-verteilernetze-bis-2045>.

⁴¹ <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/219906/massnahmenvolumen-im-gesamtjahr-stabil>.

⁴² <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/164149/umfrage/netto-stromverbrauch-in-deutschland-seit-1999/>.

hoben werden. Die räumliche Auflösung variabler dynamischer Netzentgelte kann dabei in lokaler bis hin zu knotenscharfer Granularität ausgestaltet sein.

Die derzeit diskutierten Instrumente wie FCA oder Redispatch(vorbehalte) verfolgen teilweise ähnliche Ziele und können als kurzfristige Übergangslösungen sinnvoll sein. Sie stehen jedoch nicht im Mittelpunkt der Bewertung des WAR, der sich auf die Vorschläge der BNetzA zur Einführung expliziter Anreize konzentriert. Unter der Annahme, dass diese Vorschläge die gewünschte Anreizwirkung entfalten, würden die genannten Übergangsinstrumente langfristig an Bedeutung verlieren.

Grundsätzlich erscheint eine Trennung von Anreiz- und Finanzierungsfunktion – soweit praktisch umsetzbar – sinnvoll. Bei räumlich und zeitlich variablen dynamischen Netzentgelten kann jedoch ex ante nicht sichergestellt werden, dass Bonus- und Maluskomponenten vollständig aufkommensneutral ausgestaltet sind. Bei Baukostenzuschüssen hingegen überlagern sich Anreiz- und Finanzierungsfunktion zwangsläufig, da negative Baukostenzuschüsse sachlogisch nicht vorgesehen sind.

5.2 Dynamische Netzentgelte

Engpassmanagement

Netzengpässe entstehen vor allem durch die hohe Dynamik beim Ausbau erneuerbarer Energien, mit welcher der Ausbau der Netzinfrastuktural zeitlich nicht Schritt hält. Insbesondere in der Übergangsphase hin zu einem klimaneutralen Stromsystem stellt dies eine zentrale Herausforderung dar. Auch langfristig wird der Netzausbau nicht zu einer vollständig engpassfreien „Kupferplatte“ führen. Das ökonomische Optimum ergibt sich vielmehr aus einem Abwägen zwischen Investitionen in den Netzausbau (CAPEX) und den laufenden Kosten für Engpassmanagementmaßnahmen (OPEX). Daher wird auch künftig ein gewisses Maß an Engpassmanagement erforderlich bleiben.

Im Rahmen des Redispatch werden Einspeisungen von Erzeugungsanlagen vor einem Engpass reduziert und hinter dem Engpass erhöht. Diese Anpassungen erfolgen sowohl bei konventionellen Marktkraftwerken als auch bei Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die betroffenen Anlagen werden für diese Maßnahmen von den Netzbetreibern vergütet.

Netzengpässe treten überwiegend im Übertragungsnetz auf. In jüngerer Zeit hat jedoch auch der Aufwand für das Engpassmanagement im Verteilnetz zugenommen. Obgleich sowohl 2024 als auch 2025 jeweils rund 9,4 TWh Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Zuge des Redispatch abgeregelt wurden, stieg der Anteil der Maßnahmen, die auf Engpässe im Verteilnetz zurückzuführen sind, von 26 Prozent im Jahr 2024 auf 35 Prozent im Jahr 2025.⁴³

Im Übertragungsnetz entstehen die wichtigsten Engpässe beim Stromtransport von Nord- und Ostdeutschland nach Süd- und Westdeutschland. Diese werden häufig als horizontale Engpässe bezeichnet. Im Verteilnetz treten zunehmend vertikale Engpässe auf, insbesondere bei der Rückspeisung aus dem Verteilnetz in überlagerte Netzebenen.

Dynamische Netzentgelte versus Redispatch

Dynamische Netzentgelte sollen Anreize für einen netzdienlichen Einsatz von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen setzen. Hierzu werden zeitlich und räumlich variable Bonus- und Maluskomponenten auf die arbeitsabhängigen Netzentgelte erhoben. Diese Signale müssen bereits bei der Entscheidung bezüglich des Einsatzes der Anlagen, also bei der Gebotsabgabe an den Day-Ahead- und Intraday-Märkten, wirken.

Vor einem Engpass soll dadurch ein Anreiz entstehen, die Einspeisung zu reduzieren oder die Nachfrage zu erhöhen. Hinter einem Engpass soll dagegen die Einspeisung steigen beziehungsweise die

⁴³ <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/219906/massnahmenvolumen-im-gesamtjahr-stabil>.

Nachfrage sinken. Marktteilnehmer berücksichtigen bei ihrer Gebotsabgabe neben den technisch-ökonomischen Parametern ihrer Anlagen auch die dynamischen Netzentgelte. Auf diese Weise werden die ökonomischen Folgen von Netzengpässen in das Entscheidungsverhalten der Marktteilnehmer integriert.

Geeignet parametrisierte dynamische Netzentgelte können den Bedarf an Redispatchmaßnahmen verringern und damit das Engpassmanagement insgesamt effizienter gestalten. Redispatch selbst stellt jedoch grundsätzlich bereits einen sehr effizienten Mechanismus zur Behebung von Netzengpässen dar. Dies liegt zum einen daran, dass sowohl die Kosten als auch die Wirksamkeit einzelner Maßnahmen unter Berücksichtigung der Netzstruktur und der Standortwirkung der betroffenen Anlagen einbezogen werden. Zum anderen erfolgt der Redispatch nach Abschluss des Day-Ahead- und teilweise auch des Intraday-Handels und damit zeitlich sehr nah am Netzbetrieb. Netzbetreiber können dabei auf vergleichsweise präzise Prognosen für Netzengpässe und Redispatchpotenziale zurückgreifen.

Dynamische Netzentgelte für Erzeugungsanlagen

Die Anwendung dynamischer Netzentgelte auf Erzeugungsanlagen, die bereits effizient in den Redispatchprozess integriert sind, dürfte die Effizienz des Engpassmanagements nicht erhöhen. Dynamische Netzentgelte können weder die räumliche Auflösung noch die kostenbezogene Differenzierung des Redispatchprozesses erreichen. Im Redispatch werden sowohl der genaue Netzanschlusspunkt als auch die individuellen Kostenstrukturen der Anlagen berücksichtigt.

Hinzu kommt, dass Prognosen über Netzengpässe vor dem Börsenhandel zwangsläufig mit größeren Unsicherheiten behaftet sind als jene, die im Redispatchprozess verwendet werden. Vor diesem Hintergrund erscheint die Anwendung dynamischer Netzentgelte auf Marktkraftwerke und Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nur eingeschränkt sinnvoll.

Allenfalls könnte dadurch der Umfang der Redispatchmaßnahmen reduziert werden. Gleichzeitig besteht jedoch die Gefahr, dass sich der Gesamtaufwand für das Engpassmanagement erhöht. Dies liegt daran, dass Erzeugungsanlagen die zusätzlichen Kosten aus dynamischen Netzentgelten in ihre Gebote einpreisen würden. In der Folge würden die Strompreise steigen, was letztlich zu höheren Kosten für Letztverbraucher führen würde. Darüber hinaus würden diese höheren Strompreise in Deutschland den Dispatch der Erzeugungsanlagen im europäischen Strommarkt verändern und damit auch insgesamt zu Wohlfahrtsverlusten führen.

Eine ökonomisch sinnvolle Wirkung können dynamische Netzentgelte vor allem dort entfalten, wo bestehende Redispatchprozesse unvollständig sind und voraussichtlich auch künftig bleiben werden. Dies betrifft insbesondere Batteriespeicher und flexible Verbraucher, die bislang nur eingeschränkt in Redispatchprozesse integriert sind. Darüber hinaus bestehen begrenzte Möglichkeiten, ausländische Erzeugungsanlagen in den Redispatch einzubeziehen.

Während dynamische Netzentgelte Anreize für den Einsatz von Batteriespeichern und flexiblen Verbrauchern setzen können, ist eine entsprechende Wirkung für ausländische Erzeugungsanlagen nicht möglich. Deren Netzentgelte liegen außerhalb der regulatorischen Zuständigkeit der BNetzA.

Die Einbindung ausländischer Erzeugungsanlagen betrifft zudem ausschließlich Engpässe im Übertragungsnetz. Eine effiziente Integration solcher Anlagen würde eine Aufteilung der deutschen Stromgebotzone voraussetzen. Eine solche Aufteilung könnte engpassmindernde Anreize für Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen sowohl in Deutschland als auch im europäischen Ausland schaffen. Da dynamische Netzentgelte weiterhin zu einem einheitlichen Strompreis in Deutschland führen würden, stellen sie keine Einführung einer Gebotszonentrennung „durch die Hintertür“ dar. Vielmehr führen dynamische Netzentgelte im Verhältnis mit dem diese „nicht sehenden“ Ausland zu ungewollten Wechselwirkungen, indem z. B. Windenergie in Schleswig-Holstein aus dem Markt gedrängt und gleichzeitig Windenergie aus Dänemark importiert werden kann. Der WAR sieht dynamische Entgelte für Erzeugungsanlagen daher skeptisch und empfiehlt daher, von diesen abzusehen.

Diese Schlussfolgerungen zu dynamischen Netzentgelten von Erzeugungsanlagen gehen von der Prämisse der heutigen und in der näheren Zukunft noch erwarteten Möglichkeiten zur Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte, verfügbarer Redispatchpotenziale aus großen Erzeugungsanlagen sowie vorherrschender Nord-Süd-Engpässe aus. Mit weiterem Fortschritt des Netzausbaus mit der Folge vielfältigerer Engpasssituationen, weiterer Entwicklung dezentraler Erzeugungsstrukturen, die für ein effizientes Engpassmanagement insbesondere auch beim positiven Redispatch⁴⁴ heranzuziehen wären, und weiteren Marktdesignentwicklungen, die eine kurzfristigere und passgenauere Parametrierung dynamischer Netzentgelte ermöglichen, können sich dynamische Netzentgelte für Erzeugungsanlagen als sinnvolles Instrument erweisen. Der WAR empfiehlt daher, abhängig von den weiteren Entwicklungen in der Zukunft, die Eignung dynamischer Netzentgelte für Erzeugungsanlagen für ein effizientes Engpassmanagement erneut zu prüfen.

Dynamische Netzentgelte für Großbatteriespeicher

Batteriespeicher werden derzeit trotz entsprechender rechtlicher Möglichkeiten (§ 13a Abs. 1 EnWG) nicht im Redispatch berücksichtigt. Ursache hierfür sind insbesondere technisch-wirtschaftliche Herausforderungen bei ihrer Integration in den Redispatchprozess.

Eine zentrale Schwierigkeit besteht darin, dass Batteriespeicher zeitlich gekoppelt betrachtet werden müssen. Eine Redispatchmaßnahme in einer bestimmten Stunde verändert den Ladezustand des Speichers und beeinflusst damit das Flexibilitätspotenzial in den folgenden Stunden. Darüber hinaus ist die Berechnung einer angemessenen kostenbasierten Vergütung für das durch Redispatch eingeschränkte Flexibilitätspotenzial komplex, insbesondere im Hinblick auf entgangene Opportunitäten an kurzfristigen Intraday-Märkten. Schließlich ist es für Netzbetreiber schwierig, den aktuellen Ladezustand von Batteriespeichern kontinuierlich zu erfassen.

Batteriespeicher sind jedoch ein zentraler Baustein der Energiewende. Sie stellen Flexibilität bereit, die für die Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt erforderlich ist. Überschüssiger erneuerbarer Strom kann gespeichert und zu Zeiten geringerer Erzeugung wieder eingespeist werden. Angesichts der Ausbauziele von rund 570 GW erneuerbarer Erzeugungsleistung in Deutschland bis 2037 wird mit etwa 68 GW an Großbatteriespeichern und rund 60 GW an Kleinbatteriespeichern gerechnet.⁴⁵

Werden diese Batteriespeicher ausschließlich aufgrund von Marktpreissignalen betrieben, bleiben erhebliche Potenziale für das Engpassmanagement ungenutzt. Großbatteriespeicher weisen im Markt ähnliche ökonomische Eigenschaften auf, da sie auf vergleichbarer Technologie basieren und vergleichbare Investitions- und Betriebskosten aufweisen. Zudem „sehen“ sie innerhalb der einheitlichen deutschen Gebotszone denselben Marktpreis und haben vergleichbare Erwartungen über zukünftige Preisentwicklungen. Daraus ergibt sich ein ähnliches Dispatchverhalten unabhängig von den Auswirkungen ihrer Lade- und Entladevorgänge auf Netzengpässe.

Großbatteriespeicher sind über das gesamte Übertragungsnetze bzw. Bundesgebiet verteilt. Je nach Standort können ihre Lade- und Entladevorgänge bestehende Nord-Süd-Engpässe entweder verschärfen oder entlasten. Bereits geringe Bonus- oder Maluskomponenten auf die arbeitsabhängigen Netzentgelte könnten daher ausreichen, um die Merit-Order der Großbatteriespeicher entsprechend ihrer netzdienlichen Wirkung zu differenzieren. Dadurch ließe sich der Bedarf an Redispatchmaßnahmen reduzieren.

⁴⁴ Positiver Redispatch bezeichnet die Erhöhung der Einspeisung aus Erzeugungsanlagen.

⁴⁵ BNetzA, Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/45, April 2025, Szenario B 2037, verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/Elektrizitaetund-Gas/NEP/Strom/start.html>.

Dynamische Netzentgelte adressieren dabei sowohl die räumliche als auch die zeitliche Dimension der Flexibilität. Neben standortabhängigen Signalen können auch zeitliche Anreize gesetzt werden, sodass Lade- und Entladevorgänge unter Berücksichtigung von Börsenpreisen und Netzentgelten zeitlich verschoben werden. Für Großbatteriespeicher mit Netzanschluss im Übertragungs- oder Hochspannungsnetz erscheint der Einsatz dynamischer Netzentgelte daher grundsätzlich geeignet, um die Kosten des Engpassmanagements im Übertragungsnetz zu reduzieren.

Allerdings können Großbatteriespeicher auch kurzfristig unvorhergesehene Netzengpässe verursachen. Aufgrund ihrer hohen Flexibilität nutzen sie intensiv den Intraday-Handel in den letzten Stunden vor Lieferung. Netzbetreiber erhalten dadurch häufig erst sehr kurzfristig Informationen über die tatsächliche Netzbelastung durch Speicheranlagen. Es bleibt dann keine ausreichende Zeit mehr, um Redispatchmaßnahmen nach den heutigen Prozessen einzuleiten. Dynamische Netzentgelte können dieses Problem nicht lösen, da zum Zeitpunkt ihrer Festlegung ebenfalls keine Informationen über derart kurzfristig entstehende Engpässe vorliegen.

Dynamische Netzentgelte für Verbraucher und Prosumer

Im Zuge der Energiewende wird sich auch die Struktur der Stromnachfrage erheblich verändern. Insbesondere die Elektrifizierung der Wärme- und Mobilitätssektoren führt nicht nur zu einer steigenden Stromnachfrage und einem zusätzlichen Netzausbaubedarf, sondern eröffnet zugleich neue Flexibilitätspotenziale auf der Nachfrageseite. Letztverbraucher können durch private PV-Anlagen und Kleinbatteriespeicher zunehmend zu Prosumern werden.

Dabei ist zwischen sehr kleinteiligen Flexibilitäten auf unteren Netzebenen und größeren Flexibilitätspotenzialen auf höheren Netzebenen zu unterscheiden. Für die unteren Netzebenen werden im Jahr 2037 rund 34 Millionen Elektrofahrzeuge, etwa 9 Millionen Wärmepumpen sowie etwa 173 GW an privaten PV-Anlagen (auf dem Hausdach) einschließlich rund 60 GW an Kleinbatteriespeichern erwartet. Darüber hinaus wird mit größeren Flexibilitätspotenzialen in Form von etwa 8 GW industriellem und gewerblichem Demand-Side-Management, rund 25 GW an Großwärmepumpen und Elektrodenkesseln sowie etwa 42 GW an Elektrolyseuren gerechnet.⁴⁶

Damit zeichnen sich künftig sehr umfangreiche Flexibilitätspotenziale auf der Nachfrageseite und bei Prosumern ab. Diese könnten über dynamische Netzentgelte in das Engpassmanagement integriert werden. Wie bei Großbatteriespeichern besteht die Flexibilität dieser Anlagen vor allem in der zeitlichen Verschiebung der Stromnachfrage. Dynamische Netzentgelte können daher Anreize setzen, die Nachfrage in Zeiten mit geringen oder keinen Netzengpässen zu verlagern. Dadurch kann der Bedarf an Redispatchmaßnahmen reduziert werden.

Auch kleinteilige Flexibilitätsoptionen, die im Verteilnetz angeschlossen sind, können Auswirkungen auf Engpässe im Übertragungsnetz haben. In solchen Fällen sollten die für bestimmte Regionen des Übertragungsnetzes definierten dynamischen Netzentgelte auch auf Verbraucher und Prosumer der darunterliegenden Netzebenen angewendet werden.

Eine gezielte Beeinflussung von Engpässen im Verteilnetz erfordert hingegen eine deutlich feinere räumliche Auflösung der dynamischen Netzentgelte. Neben einer zeitlichen Differenzierung wäre hier auch eine räumlich „hoch aufgelöste“ Parametrierung innerhalb des jeweiligen Verteilnetzes erforderlich. Auch in diesem Zusammenhang gilt, dass Verbraucher auf unterlagerten Netzebenen zur Entlastung von Engpässen in überlagerten Verteilnetzen beitragen können, sofern die dort definierten dynamischen Netzentgelte auch auf diese Verbraucher angewendet werden.

⁴⁶ BNetzA, Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/45, April 2025, Szenario B 2037, verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/Elektrizitaetund-Gas/NEP/Strom/start.html>.

Voraussetzung für eine wirksame Anwendung dynamischer Netzentgelte bei Haushalten und Prosumern ist ein Netzentgeltsystem, das den Eigenverbrauch nicht in einem Umfang begünstigt, der die Wirkung dynamischer Preissignale untergräbt. Darüber hinaus ist eine hinreichende Ausstattung mit modernen Messeinrichtungen oder intelligenten Messsystemen erforderlich, die eine zeitlich differenzierte Abrechnung dynamischer Netzentgelte ermöglichen. Bei Prosumern im Niederspannungsnetz ist zudem die Wechselwirkung mit der in § 14a EnWG vorgesehenen Mitwirkung beim operativen Engpassmanagement zu berücksichtigen, das bei bereits eingetretenen Netzengpässen zum Einsatz kommt. Insbesondere sollten die in § 14a EnWG vorgesehenen zeitvariablen Netzentgelte kompatibel zu den dynamischen Netzentgelten ausgestaltet sein.

Ausgestaltungsfragen

Ein zentraler Aspekt der Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte betrifft die Auswahl der Netzengpässe, die durch entsprechende Preissignale adressiert werden sollen. Je niedriger die Netzebene des betroffenen Engpasses ist, desto höher muss die räumliche Differenzierung der Netzentgelte sein. Gleichzeitig steigt damit die Komplexität der Tarifgestaltung. In der Bemessung der Netzentgelte müssten dann nicht nur Engpässe der jeweiligen Netzebene, sondern gegebenenfalls auch Engpässe überlagerter Netzebenen berücksichtigt werden.

Dabei können sich die Anreize verschiedener Netzebenen überlagern und nicht zwangsläufig in die gleiche Richtung wirken. So kann beispielsweise eine höhere Stromnachfrage auf einer Netzebene einen Engpass lindern, während sie auf einer anderen Netzebene gleichzeitig verschärfend wirkt. Diese zunehmende Komplexität spricht dafür, dynamische Netzentgelte zunächst auf Engpässe im Übertragungsnetz oder in der Netzebene 2 (Umspannebene Übertragungsnetz/Hochspannungsnetz) zu konzentrieren, wobei die sachgerechte Parametrierung dynamischer Netzentgelte zur Behebung von Engpässen in Netzebene 2 aufgrund eindeutiger Wirkungszusammenhänge einfacher sein wird. Auf diese Weise können zunächst praktische Erfahrungen in Pilotprojekten gesammelt werden. Eine spätere Ausweitung auf nachgelagerte Netzebenen kann auf Grundlage dieser Erfahrungen erfolgen. Auch der Umstand, dass Engpässe derzeit überwiegend im Übertragungsnetz und regional auch in Netzebene 2 auftreten, spricht für dieses schrittweise Vorgehen.

Die zunehmende Volatilität der Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie die steigende Flexibilität auf der Nachfrageseite führen dazu, dass sich Netzengpässe zeitlich verändern. Vor diesem Hintergrund sind einfache Tarifsysteme mit festen Hoch- und Niedrigtarifzeiten ungeeignet. Stattdessen sollte sich die zeitliche Granularität dynamischer Netzentgelte an der Auflösung des Börsenhandels und des Redispatch orientieren. Dies spricht für eine stunden- oder viertelstundenweise Differenzierung der Entgelte.

Grundsätzlich gilt für die räumliche Differenzierung dynamischer Netzentgelte, dass eine höhere räumliche Auflösung präzisere Anreize ermöglichen kann. Gleichzeitig sind Prognosen über zukünftige Netzengpässe zum Zeitpunkt der Festlegung dynamischer Netzentgelte mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Auch die tatsächliche Reaktion der Marktteilnehmer auf entsprechende Preissignale lässt sich nur begrenzt vorhersagen. Vor diesem Hintergrund könnte eine knotenscharfe räumliche Differenzierung der dynamischen Netzentgelte für Engpässe im Übertragungsnetz ihre angestrebte sehr präzise Anreizwirkung nicht vollständig erfüllen.

Aus praktischen Gründen haben die Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen, zunächst auf die im sogenannten WAPP-Prozess⁴⁷ verwendeten 22 WAPP-Zonen zurückzugreifen, für die entsprechende Engpassprognosen bereits vorliegen.⁴⁸ Ein solcher Ansatz kann als pragmatischer Ausgangspunkt für die Einführung räumlich differenzierter dynamischer Netzentgelte dienen. Für Engpässe in Netzebene

⁴⁷ Week-Ahead-Planning-Process.

⁴⁸ ENTSO-E: Bidding Zone Review of the 2025 Target Year, April 2025, verfügbar unter https://www.entsoe.eu/network_codes/bzr/.

2 muss die räumliche Differenzierung der dynamischen Netzentgelte innerhalb des Hochspannungsnetzes jedoch höher sein.

Ein weiterer wichtiger Aspekt betrifft den Kreis der Anlagen, die über dynamische Netzentgelte zur Engpassminderung beitragen sollen. Für Engpässe im Übertragungsnetz sollten nach den vorangegangenen Überlegungen keine Erzeugungsanlagen einbezogen werden, da diese effizienter über Redispatchmaßnahmen gesteuert werden können. Dagegen bieten sich Großbatteriespeicher sowie große flexible Verbrauchsanlagen mit Anschluss an das Übertragungs- oder Hochspannungsnetz an. Hierzu zählen beispielsweise Elektrolyseure, Großwärmepumpen, Elektrodenkessel oder Demand-Side-Management-Potenziale. Kleinteilige Anlagen würden die Komplexität der Einführung erheblich erhöhen und sollten daher zunächst nicht im Fokus stehen.

Da sowohl flexible Verbrauchsanlagen als auch Großbatteriespeicher aufgrund ihrer Möglichkeit zur Rückspeisung zur Entlastung von Netzengpässen beitragen können, sollten dynamische Netzentgelte sowohl die Stromentnahme als auch die Einspeisung adressieren. Die Tarife sollten daher in Form von Bonus- und Maluskomponenten ausgestaltet werden, die sowohl eine Verringerung der Einspeisung als auch eine Erhöhung der Entnahme beziehungsweise umgekehrt anreizen können.

Die angemessene Höhe dynamischer Netzentgelte lässt sich ohne empirische Erkenntnisse über die tatsächliche Reaktion flexibler Anlagen nur schwer bestimmen. Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, dynamische Netzentgelte schrittweise einzuführen. Dies betrifft sowohl die räumliche Ausdehnung – beginnend mit Engpässen im Übertragungsnetz und gegebenenfalls später auch im Verteilnetz – als auch die konkrete Ausgestaltung der Tarife und deren räumliche Granularität. Eine Einführung sollte daher im Rahmen eines ergebnisoffenen Stakeholder-Prozesses erfolgen und durch quantitative Studien zu Anreiz- und Verteilwirkungen begleitet werden. Auf dieser Grundlage kann auch geprüft werden, ob eine annähernd aufkommensneutrale Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte möglich ist und inwieweit sie tatsächlich ausschließlich eine Anreizfunktion erfüllen.

5.3 Baukostenzuschüsse

Im Zuge der Energiewende kann der Netzausbau vielfach nicht mit der Dynamik der Netzanschlussanfragen Schritt halten. Dies gilt insbesondere für den Anschluss von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie für Großbatteriespeicher. Darüber hinaus führt die zunehmende Digitalisierung zu zusätzlichen Netzanschlussanfragen von Rechenzentren, die aufgrund begrenzter Netzananschlusskapazitäten ebenfalls nicht immer zeitnah realisiert werden können.

Das Wachstum bei Elektrofahrzeugen, Elektrolyseuren, Wärmepumpen und Elektrodenkesseln fällt derzeit zwar geringer aus als zunächst erwartet. Gleichwohl können auch in diesen Bereichen künftig unerwartete Marktentwicklungen auftreten, die zu einer stärkeren Nachfrage nach Netzanschlüssen und damit zu zusätzlichen Engpässen bei Netzananschlusskapazitäten führen.

Der Ausbau von Übertragungs- und Hochspannungsnetzen ist i. d. R. mit langen Planungs- und Genehmigungsverfahren verbunden. Zudem können mögliche Auswirkungen auf Landschaft und Umwelt zu zusätzlichen Widerständen in der Bevölkerung führen. Der Ausbau dieser Netzebenen dauert daher häufig mehrere Jahre. Eine vorausschauende Planung kann die erforderlichen Netzananschlusskapazitäten nur dann rechtzeitig bereitstellen, wenn die zukünftigen Anforderungen hinreichend verlässlich bekannt sind.

Im Mittel- und Niederspannungsnetz gestaltet sich der Netzausbau in der Regel weniger komplex. Hier erfolgt der Ausbau häufig im Rahmen der bestehenden Konzessionen zur Nutzung öffentlicher Wege und ist in der Regel mit geringeren Eingriffen in Landschaft und Umwelt verbunden. Kapazitätsengpässe treten zwar auch auf diesen Netzebenen auf, sind jedoch häufig vorübergehender Natur. Durch einen gezielten Netzausbau können sie oftmals innerhalb von ein bis zwei Jahren behoben werden. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass Engpässe auf einer Netzebene auch durch begrenzte Kapazitäten in einer vorgelagerten Netzebene verursacht sein können.

Netzanschlusskapazitäten stellen häufig ein lokales Problem dar, da Netzanschlussanfragen räumlich konzentriert auftreten. So sind die Standorte von privaten PV-Anlagen, Kleinbatteriespeichern, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Elektrodenkesseln und industriellen Elektrolyseuren häufig durch bestehende Siedlungs- oder Industriestandorte vorgegeben. Auch Rechenzentren bevorzugen bestimmte Standorte, etwa in der Nähe des größten deutschen Internetknotens in Frankfurt oder weiterer Internetknoten in Städten wie Hamburg oder Berlin. Für Betreiber solcher Anlagen bestehen daher nur begrenzte Spielräume bei der Wahl des Netzanschlusspunktes.

Bei Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bestehen dagegen grundsätzlich größere Freiheitsgrade bei der Standortwahl, auch wenn diese bei Windenergieanlagen durch die Vorgabe an die Bundesländer eingeschränkt bleibt, bis Ende des Jahres 2032 zwei Prozent der Gesamtfläche planungsrechtlich für Windenergieanlagen auszuweisen (zur Verteilung sog. Flächenbeitragswerte auf die Länder, vgl. § 3 Abs. 1 i. V. m. der Anlage zum WindBG). Windenergieanlagen werden aufgrund günstigerer Windverhältnisse und größerer verfügbarer Flächen bevorzugt in Nord- und Ostdeutschland errichtet. PV-Anlagen konzentrieren sich häufig auf Bayern und Ostdeutschland. Grundsätzlich existieren jedoch auch alternative Standorte mit freien Netzanschlusskapazitäten, allerdings meist mit geringeren Erträgen.

Großbatteriespeicher können bei vorhandener Netzanschlusskapazität grundsätzlich an vielen Standorten in Deutschland errichtet werden, ohne dass ihre Wirtschaftlichkeit wesentlich beeinträchtigt wird. Auch Elektrolyseure, die als sogenannte Offsite-Elektrolyseure das Stromnetz mit einem zukünftigen Wasserstoffnetz verbinden, verfügen über gewisse Freiheitsgrade bei der Standortwahl. Diese sind allerdings durch die notwendige Nähe sowohl zum Strom- als auch zum Wasserstoffnetz eingeschränkt.

Insbesondere für Großbatteriespeicher, Windenergieanlagen, PV-Freiflächenanlagen und Offsite-Elektrolyseure könnten standortabhängige Baukostenzuschüsse Anreize schaffen, Netzanschlüsse an Standorten mit geringeren systemischen Kosten zu realisieren. Auf diese Weise könnte die Standortwahl stärker an verfügbaren Netzkapazitäten ausgerichtet werden.

Für Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist jedoch zu berücksichtigen, dass die bestehenden Freiheitsgrade bei der Standortwahl langfristig begrenzt sind. Die Ausbauziele für erneuerbare Energien sehen vor, dass bis 2045 nahezu alle geeigneten Flächenpotenziale genutzt werden. Gleichwohl kann eine zeitliche Priorisierung des Ausbaus – unter Berücksichtigung sowohl der Ertragspotenziale als auch der verfügbaren Netzanschlusskapazitäten – zu geringeren Gesamtsystemkosten führen. Mit dem fortschreitenden Ausbau der Übertragungs- und Hochspannungsnetze können später zusätzliche Netzanschlusskapazitäten bereitgestellt werden.

Darüber hinaus kann es aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive sinnvoll sein, einen Netzanschluss vorübergehend über seine Anschlusskapazität hinaus zu nutzen. Eine solche Überbauung kann zwar dazu führen, dass Einspeisespitzen zeitweise abgeregelt werden müssen. Häufig besitzen diese Einspeisespitzen jedoch nur einen geringen Marktwert, der deutlich unter den zusätzlichen Kosten eines Netzausbaus liegt, der für eine vollständige Einspeisung erforderlich wäre.⁴⁹

Auch die gemeinsame Nutzung eines Netzanschlusses durch mehrere Anlagen kann zu geringeren Gesamtsystemkosten führen. Ein Beispiel hierfür ist die Kollokation von Windenergie- und PV-Anlagen an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt.⁵⁰ Derzeit werden für Erzeugungsanlagen keine Baukosten-

⁴⁹ Berit Hanna Czock et. al., Optimierte Netzanschlüsse von Wind und PV, Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln, Juni 2025, verfügbar unter <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/optimierte-netzanschluesse-von-wind-und-pv/>.

⁵⁰ Berit Hanna Czock et. al., Optimierte Netzanschlüsse von Wind und PV, Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln, Juni 2025, verfügbar unter <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/optimierte-netzanschluesse-von-wind-und-pv/>.

zuschüsse erhoben, sodass für Investoren nur begrenzte Anreize bestehen, solche Konzepte umzusetzen.

Ähnliche Effizienzvorteile können sich ergeben, wenn Großbatteriespeicher gemeinsam mit Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an einem Netzanschlusspunkt betrieben werden. Studien zeigen, dass eine solche Kollokation häufig zu geringeren Systemkosten führt als ein separater Netzanschluss der Batteriespeicher an anderen Standorten.⁵¹

Im Idealfall sollte sich die Höhe eines Baukostenzuschusses an den Kosten des durch den Netzanschluss verursachten Netzausbaus orientieren. Dies würde bedeuten, dass Baukostenzuschüsse auf einer bestimmten Netzebene auch die Netzausbaubedarfe in vorgelagerten Netzebenen berücksichtigen müssen. In der Praxis lässt sich der Netzausbaubedarf eines einzelnen Netzanschlusses jedoch nur näherungsweise bestimmen. Der erforderliche Netzausbau ergibt sich mit zunehmender Entfernung vom Netzanschlusspunkt systemisch aus der Gesamtheit aller bestehenden und neuen Netzanschlüsse und nicht als Summe einzelner, isolierter Netzausbaumaßnahmen für jede Anschlussmaßnahme. Der über Baukostenzuschüsse sinnvoll adressierbare Bereich der Netzkosten wird daher eher im Nahbereich von Anschlusspunkten liegen. Gleichwohl können bereits relativ geringe Preissignale ausreichen, um Investitionsentscheidungen im Sinne geringerer Gesamtsystemkosten zu beeinflussen.

Um Anreize für Kollokation und Überbauung zu setzen, kann es sinnvoll sein, Baukostenzuschüsse nicht an der installierten Anlagenleistung, sondern an einer bestellten Netzanschlusskapazität zu orientieren. Dadurch könnte ein Netzanschluss bewusst unterhalb der maximalen Anlagenleistung dimensioniert werden. Gleichzeitig ist zu prüfen, ob eine solche Begrenzung in der Praxis zu unverhältnismäßig häufigen Einschränkungen bei Einspeisung oder Entnahme führen würde, die im realen Betrieb möglicherweise nicht erforderlich wären.

Für Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wären Baukostenzuschüsse ein neues Instrument, da die derzeitige Netzentgeltsystematik solche Zahlungen nicht vorsieht. Wenn Baukostenzuschüsse jedoch mit hinreichender Vorlaufzeit bekannt sind, stellen sie für Investoren keinen unsicheren Parameter dar. Vielmehr können sie als einmalige Kostenkomponente in die Gebote bei den Ausschreibungen der BNetzA einkalkuliert werden. In diesem Fall würden die Kosten letztlich über die Marktpremie aus dem Staatshaushalt refinanziert. Dennoch können sich in der Gesamtschau der Aufwendungen für Netz und Marktpremie Wohlfahrtssteigerungen ergeben. Die Anreizwirkung und Finanzierungsfunktion räumlich differenzierter Baukostenzuschüsse sind zudem grundsätzlich im Zusammenhang mit den Einspeiseentgelten für erneuerbare Energien zu betrachten.

Der WAR empfiehlt, Baukostenzuschüsse nur im Rahmen eines ergebnisoffenen Stakeholder-Prozesses einzuführen und diesen Prozess durch quantitative Analysen der Anreiz- und Verteilwirkungen zu begleiten. Auf dieser Grundlage kann bewertet werden, für welche Anlagentypen Baukostenzuschüsse sinnvoll sind und wie ihre Parametrierung ausgestaltet werden sollte, um die gewünschte Anreizwirkung zu erzielen und Fehlanreize zu vermeiden.

6. Fazit

Die vorliegende Stellungnahme des WAR bewertet ausgewählte Kernaspekte der von der BNetzA im Rahmen des AgNes-Prozesses vorgeschlagenen Neugestaltung der Netzentgeltsystematik für Stromnetze. Die zentralen Erkenntnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen.

Im Bereich der Kapazitäts- und Arbeitspreise für Verbraucher unterstützt der WAR die geplante Einführung eines Kapazitätspreissystems für Großverbraucher mit registrierender Leistungsmessung (RLM) ausdrücklich. Dieses Modell erscheint geeignet, die durch den bisherigen Leistungspreis gesetz-

⁵¹ Berit Hanna Czock et. al., Optimierte Netzanschlüsse von Wind und PV, Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln, Juni 2025, verfügbar unter <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/optimierte-netzanschluesse-von-wind-und-pv/>.

ten Fehlanreize zu beseitigen und Flexibilitätspotenziale besser zu heben. Für Kleinverbraucher und Prosumer befürwortet der WAR hingegen die Beibehaltung der bewährten Grund-/Arbeitspreissystematik, da die Einführung eines Kapazitätspreismodells in diesem Segment unverhältnismäßig komplex und derzeit technisch kaum umsetzbar wäre. Hinsichtlich der stärkeren Kostenbeteiligung der Prosumer unterstützt der WAR den Ansatz eines erhöhten Grundpreises, hält aber den von der BNetzA vorgesehenen Rahmen für nicht vollumfänglich verursachergerecht, um dem bestehenden Entsolidarisierungsproblem hinreichend zu begegnen.

In Bezug auf die Einspeiseentgelte befürwortet der WAR die geplante Einführung von Einspeisenetzentgelten in Form von Kapazitätspreisen als richtigen Schritt zu einer gerechteren Verteilung der Netzfinanzierungslast zwischen Erzeugern und Verbrauchern. Anreizwirkungen für eine netzdienliche Standortwahl sollten aus Sicht des WAR allerdings nicht über Einspeiseentgelte, sondern vorrangig über regional differenzierte Baukostenzuschüsse gesetzt werden, da diese gezielter wirken und leichter zu adjustieren sind. Ein paralleles Nebeneinander beider Instrumente mit gleichgerichteter Zielsetzung wäre aus Sicht des WAR unnötig komplex und daher zu vermeiden.

Bei den Speichernetzentgelten unterstützt der WAR die von der BNetzA vorgesehene Beteiligung von Speichern an der Netzfinanzierung über Kapazitätspreise dem Grunde nach. Angesichts der administrativen Anforderungen und möglicher Fehlanreize empfiehlt der WAR jedoch eine schrittweise Einführung mit zunächst moderaten Entgeltniveaus und einer kontinuierlichen Evaluation der Verteilungs- und Finanzierungswirkungen. Die konkrete Ausgestaltung etwaiger Baukostenzuschüsse für Großbatteriespeicher sollte im Sinne einer systemdienlichen Gesamtsteuerung zentral durch die BNetzA festgelegt werden.

Hinsichtlich der Netzentgelte mit Anreizfunktion sieht der WAR das größte Potenzial dynamischer Netzentgelte bei Großbatteriespeichern sowie großen flexiblen Verbrauchern, während eine Einbeziehung von Erzeugungsanlagen, die heute effizient über den Redispatch-Prozess gesteuert werden, wenig zielführend erscheint. Der WAR empfiehlt eine schrittweise Einführung – zunächst begrenzt auf Engpässe im Übertragungsnetz oder in der Umspannebene Übertragungsnetz/Hochspannungsnetz, die durch einen ergebnisoffenen Stakeholder-Prozess und quantitative Folgenabschätzungen zu Anreiz- und Verteilwirkungen begleitet werden sollte. Abhängig von den weiteren Entwicklungen beim Netzausbau, bei verfügbaren Redispatchpotentialen und beim Marktdesign sollte man eine zukünftige Einführung dynamischer Netzentgelte für Erzeugungsanlagen allerdings heute noch nicht grundsätzlich ausschließen.

Übergreifend bewertet der WAR die Reformvorschläge der BNetzA als einen im Kern ökonomisch konsistenten und richtungsweisenden Ansatz, der den veränderten Anforderungen der Energiewende Rechnung trägt. Gleichwohl verdeutlicht die Stellungnahme, dass die konkrete Ausgestaltung der einzelnen Entgeltkomponenten – insbesondere deren Parametrierung, die Wechselwirkungen der verschiedenen Instrumente untereinander sowie die Verteilungswirkungen auf die unterschiedlichen Netzkunden – im weiteren Verlauf des AgNES-Prozesses auf Basis vertiefender quantitativer Studien und eines offenen Dialogs mit allen Beteiligten einer sorgfältigen Klärung bedarf. Weil die neue Festlegung einen Systemwechsel in der Netzentgeltsystematik einleitet und die Bundesnetzagentur neue Vertrauenstatbestände begründen wird, erscheint es sinnvoll, bereits heute verbindlich anzukündigen, die Regulierung auf der Grundlage einer Evaluierung an neue Erkenntnisse anzupassen.

Jürgen Kühling (Vorsitzender), Justus Haucap (stellv. Vorsitzender), Wolfgang Kellerer, Charlotte Kreuter-Kirchhof, Jan Krämer, Markus Ludwigs, Albert Moser, Axel Ockenfels, Anne Paschke, In-dra Spiecker genannt Döhmann, Cara Schwarz-Schilling, Heike Wetzels und Peter Winzer.