

Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA

Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes)
GBK-25-01-1#3

März
2026



Inhalt

1	Einleitung	3
2	Das Wichtigste in Kürze	4
3	Die Netzentgeltreform der Bundesnetzagentur	5
3.1	Grundlagen der Netzentgeltsystematik	5
3.2	(Europa-)Rechtliche Vorgaben zum AgNes-Prozess	5
3.2.1	Diskriminierungsverbot und die Differenzierung nach Erzeugungs- und Speichertechnik	6
3.2.2	Diskriminierungsverbot und Differenzierung zwischen Bestands- und Neuanlagen	6
3.3	Exkurs: Die Säule der Energiewende – die Projektfinanzierung	7
3.3.1	Qualitative Bedeutung der Netzentgelte	8
3.3.2	Quantitative Bedeutung der Netzentgelte	8
3.3.3	Weitere Gefahren für die Kalkulierbarkeit der Rahmenbedingungen	8
3.4	Allgemeine Ziele der Netzentgeltreform	9
4	Inhaltliche Bewertung des Orientierungspunkte-Papiers	10
4.1	Grundsätzliche Einordnung	10
4.2	Kapazitätspreis mit Finanzierungsfunktion	12
4.2.1	Ausführungen der Bundesnetzagentur	12
4.2.2	Bewertung des BWE	13
4.2.3	Fragen der Bundesnetzagentur	14
4.2.4	Besonderheiten für PPA-Anlagen	15
4.3	Dynamische Einspeiseentgelte (dyn. ENE) mit Anreizfunktion	16
4.3.1	Erwägungen der Bundesnetzagentur	16
4.3.2	Bewertung des BWE	16
4.3.3	Verletzung des Vertrauensschutzes und fehlende Finanzierbarkeit	18
4.3.4	Unzureichende Prognosegüte von Netzengpässen	19
4.3.5	Unscharfe Preissensitivität bei der Reaktion auf ein dynamisches Einspeiseentgelt	20
4.3.6	Diskriminierungsfreie Umsetzung der dynamischen Netzentgelte	20
4.3.7	Fragen der Bundesnetzagentur	21
4.4	Baukostenzuschüsse (BKZ) mit Finanzierungs- und Anreizfunktion	21
4.4.1	Ausführungen der Bundesnetzagentur	21
4.4.2	Bewertung und Ausgestaltungsvorschläge des BWE	22
5	Zusammenfassung: Bestandsschutz und Planbarkeit	24

1 Einleitung

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2045 klimaneutral zu werden. Die Dekarbonisierung des Stromsystems zeigt dabei bereits erste Erfolge – Erfolge, die nun schrittweise auf weitere Sektoren übertragen werden müssen. In den vergangenen Jahren wurden zentrale energiepolitische Weichen gestellt. Die aktuellen Genehmigungszahlen geben Anlass zur Zuversicht: Der im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verankerte Ausbaupfad rückt in greifbare Nähe. Grundlage dieses Fortschritts ist und bleibt der unverzügliche und vorrangige Netzanschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen gemäß § 8 EEG und die dadurch existierenden kalkulierbaren Rahmenbedingungen. Dieses Fundament darf auch im Zuge der anstehenden Netzentgeltreform nicht infrage gestellt werden.

Gleichzeitig ist klar: Die Energiewende und die Dekarbonisierung der Industrie erfordern einen ambitionierten Ausbau und eine umfassende Ertüchtigung der Verteil- und Übertragungsnetze. Ein wesentlicher Anteil der notwendigen Investitionen in die Stromnetze ist auf die Altersstruktur des Bestandsnetzes zurückzuführen und müsste auch ohne den EE-Ausbau getätigt werden. Je nach Netzebene – insbesondere in der Mittel- und Niederspannung – überwiegen die verbrauchsgetriebenen Ausbaukosten¹. Der unzureichende Netzausbau führt bereits heute zu Verzögerungen und verhindert zunehmend den Anschluss neuer Erneuerbare-Energien-Anlagen. Von dem einspeisegetriebenen Netzausbau in der Hochspannung werden künftig auch die Elektrifizierung der Industrie, die Digitalisierung sowie die Mobilitäts- und Wärmewende profitieren.

Um die Energiewende wirtschaftlich tragfähig zu gestalten, muss sie so kosteneffizient wie möglich umgesetzt werden – ohne dabei den dynamischen Ausbau der Erneuerbaren zu gefährden. Die Gesamtkosten des Energiesystems lassen sich durch ein breites Maßnahmenbündel senken. Dazu zählen:

- dynamische, verbraucherseitige Netzentgelte
- die konsequente Anwendung des NOXVA-Prinzips
- die frühzeitige Integration ausgewiesener EE-Flächen in die Netzplanung
- die Überbauung bestehender Netzverknüpfungspunkte
- gezielte Anreize für Flexibilitäten wie Batteriespeicher und Elektrolyseure
- finanzielle Anreize für den vorausschauenden Netzausbau.

Der Monitoringbericht des EWI im Auftrag des BMWE sieht in den genannten Maßnahmen jährliche Einsparpotenziale im Milliardenbereich.

Bereits heute entstehen durch hohe Pachten, Zahlungen nach § 6 EEG, Zahlungen für Ausgleichs- und Kompensationsmaßnahmen, usw. erhebliche Kosten für EE-Anlagen. Diese Kosten adressieren zwar verschiedene private und öffentliche Belange, verschlechtern jedoch die Kosten-Nutzen-Rechnung, also

¹ SMARD (2025): Update: Verteilernetze bis 2045.

die Anzahl an Anlagen, die sich pro Euro staatlicher Förderung verwirklichen lassen. Da die wirtschaftlichen Spielräume schrumpfen und manche Unternehmen bereits in Schwierigkeiten geraten sind, sollte genau geprüft werden, inwiefern eine Einpreisung von Netzzugangskosten für Staat und Standort tatsächlich vorteilhaft sein könnte. Da volatile Kosten sich nicht vorab berechnen lassen, müssen sie im Rahmen der Finanzierung mit Risikoaufschlag berechnet werden. Jeder durch volatile Instrumente co-finanzierte Netzentgeltbeitrag verteuert somit „mit Hebel“ den Zugang von Anlagen ans Netz.

Angesichts der Herausforderungen des Stromnetzes und des Auslaufens der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zum 31. Dezember 2028 hat die Bundesnetzagentur die Rahmenfestlegung für eine neue allgemeine Netzentgeltsystematik (AgNes) angestoßen. Nach der Veröffentlichung des Diskussionspapiers im Mai 2025 folgten im Winter 2025/26 diverse Orientierungspunkte-Papiere und Workshops zum Grundmodell der Netzentgelte, zu Speicherentgelten, dynamischen Netzentgelten und Einspeiseentgelten. Der Bundesverband Windenergie (BWE) bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Papier „Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA“ und legt im Folgenden seine Argumente dar.

Derzeit werden Maßnahmen zur Lenkung und Synchronisierung von EE- und Netzausbau vor dem Hintergrund der Kostenoptimierung sowohl im Bundeswirtschaftsministerium als auch von der Bundesnetzagentur diskutiert. Wir möchten an beide Akteure appellieren, ihre Lösungskonzepte eng miteinander abzustimmen und nicht-intendierte Folgen für den EE-Ausbau zu vermeiden. Gegenläufige oder redundante Steuerungen durch Baukostenzuschüsse, (dynamische) Einspeiseentgelte, den sogenannten Redispatchvorbehalt sowie die Einführung eines Claw-Back-Mechanismus im neuen EEG sind unbedingt zu vermeiden.

2 Das Wichtigste in Kürze

Wir begrüßen:

- die frühzeitige, ergebnisoffene und konstruktive Diskussion im AgNes-Prozess.
- das Ziel der Netzentgeltreform einer möglichst kosteneffizienten Energiewende.
- die Wahrung des Vertrauensschutzes bei den Überlegungen zu Baukostenzuschüssen.

Wir kritisieren:

- die vollständige Verletzung des Vertrauensschutzes bei dynamischen Einspeiseentgelten.
- die teilweise Verletzung des Vertrauensschutzes bei der Kapazitätskomponente.
- die Einführung von dynamischen Einspeiseentgelten und Kapazitätspreisen für Einspeiser.

Wir regen an:

- die Wahrung des Vertrauensschutzes aller Bestandsanlagen.
- die zeitnahe und eindeutige Klarstellung, ab wann der Bestandsschutz nicht mehr gelten würde.
- die Vertiefung der Diskussion um sinnvoll ausgestaltete Baukostenzuschüsse.
- die zügige Digitalisierung der Stromnetze und Verbesserung der Netztransparenz.
- die Rücksichtnahme auf unterschiedliche technologische Fähigkeiten und regulatorische Zwänge der Erzeugungstechnologien durch differenziert wirkende Instrumente.

3 Die Netzentgeltreform der Bundesnetzagentur

3.1 Grundlagen der Netzentgeltsystematik

In der geltenden Netzanschlusssystematik sind Netzbetreiber nach § 8 EEG dazu verpflichtet, Erneuerbare-Energien-Anlagen unverzüglich und vorrangig an das Stromnetz anzuschließen. Dies gilt gemäß § 8 Abs. 4 EEG auch dann, wenn das Stromnetz für den Netzanschluss von EE-Anlagen nach § 12 EEG optimiert, verstärkt oder ausgebaut werden muss, sofern dies nicht wirtschaftlich unzumutbar ist. Nach § 17 trägt der Netzbetreiber die Kosten für die Optimierung, die Verstärkung und den Ausbau des Netzes. Die Bundesnetzagentur (Beschlusskammer 8) prüft die geltend gemachten netzbezogenen Kosten und legt im Rahmen der Anreizregulierung (Effizienzvergleich) individuelle Erlösobergrenzen für Netzbetreiber fest. Diese Obergrenzen definieren das jährliche Maximum, das ein Netzbetreiber grundsätzlich über Netzentgelte erwirtschaften darf. Zugleich werden in der Prüfung sonstige Erlöse (z. B. vom Anlagenbetreiber zu tragende Netzanschlusskosten) und bestimmte dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (bislang u. a. die Kosten für das Engpassmanagement) berücksichtigt.

Aktuell sind Letztverbraucher verpflichtet, Netzentgelte für aus dem Netz bezogene Strommengen zu entrichten. Die Bestimmung der Netzentgelte ist in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geregelt. Für Strom, der nicht aus dem Netz bezogen wird, fallen keine Entgelte an. Nach § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV ist für die Einspeisung elektrischer Energie ebenfalls kein Netzentgelt zu entrichten. Die StromNEV läuft jedoch zum 31. Dezember 2028 aus. Bis dahin braucht es eine zukunftssichere Nachfolgeregelung. Durch sein Urteil vom 2. September 2021 gesteht der Europäische Gerichtshof den nationalen Regulierungsbehörden klar die Festlegungskompetenz für die Überarbeitung der Netzentgeltsystematik zu.

3.2 (Europa-)Rechtliche Vorgaben zum AgNes-Prozess

Unabhängig von der Netzentgeltsystematik ergeben sich aus dem europäischen Primärrecht grundlegende Klima- und Umweltschutzziele. Das Europäische Klimagesetz (Verordnung (EU) 2021/1119) schreibt außerdem Netto-Null-Emissionen bis 2050 vor. Das Zwischenziel für 2040 wird derzeit in den EU-Institutionen diskutiert. § 1 EEG setzt das Ziel einer vollständig treibhausgasneutralen Stromversorgung sowie das Zwischenziel von 80 Prozent EE-Stromanteil am Bruttostromverbrauch bis 2030. Hierzu gibt § 4 EEG den Ausbaupfad für die installierte Leistung von Windenergie an Land, Windenergie auf See, Photovoltaik und Biomasse vor.

Die Europäische Kommission legt in Artikel 18 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung die rechtlichen Rahmenbedingungen fest, innerhalb derer die BNetzA die zukünftige Netzentgeltsystematik ausgestalten kann. Entgelte dürfen nur für den Anschluss und die Nutzung sowie den damit verbundenen Ausbau der Netze erhoben werden und müssen folgenden Grundsätzen folgen:

- Kostenorientierung (Deckung der tatsächlichen Netzkosten unter Berücksichtigung der Netzsicherheit und der Flexibilität)
- Transparenz
- Diskriminierungsverbot zwischen an das Verteil- und Übertragungsnetz angeschlossenen Anlagen

- Effizienz bzw. Kostenreflexivität (verursachte Netzverluste, Netzengpässe, Investitionskosten)
- Keine entfernungsabhängigen Entgelte

Die konkreten Tarifmethoden müssen unter anderem

- die Fixkosten der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber einschließlich antizipatorischer Investitionen widerspiegeln,
- die Marktintegration, die Integration erneuerbarer Energien und die Versorgungssicherheit fördern,
- die Nutzung von Flexibilitätsleistungen und die Nutzung flexibler Anschlüsse ermöglichen,
- die Energiespeicherung und Lastensteuerung unterstützen, und
- **zur Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele beitragen, die Umweltauswirkungen verringern und die öffentliche Akzeptanz fördern.**

3.2.1 Diskriminierungsverbot und die Differenzierung nach Erzeugungs- und Speichertechnik

Insbesondere wenn Netzentgelte eine regionale Anreizwirkung entfalten sollen, stellt sich die Frage, ob ihre Differenzierung nach Erzeugungsarten mit dem Diskriminierungsverbot vereinbar ist. Die komplementäre Ansiedlung von beispielsweise Windenergieanlagen (WEA) in einem von PV-Anlagen dominierten Gebiet und umgekehrt spart Netzressourcen und ist volkswirtschaftlich kosteneffizient. Diese Anlagenkonstellation kann jedoch nur durch eine technologiespezifische Bepreisung angereizt werden. Eine regionale Differenzierung allein ist dafür nicht ausreichend, da sie nur alle Einspeiser insgesamt positiv oder negativ anreizen kann. Ohne Differenzierung nach lokal verträglichen Qualitäten von Steuerbarkeit und Einspeiseprofil bliebe ein erhebliches Netzoptimierungspotenzial hinsichtlich der Standortwahl von Anlagen ungenutzt.

Da die unterschiedlichen Erzeugungs- und Speichertechniken (an unterschiedlichen Orten) unterschiedliche Kosten für den Netzausbau und -betrieb verursachen, ist eine solche Differenzierung nach Unionsrecht möglich, solange sich innerhalb des Spielraums der Kostenorientiertheit bewegt wird, d. h. solange die Netzentgelte nicht gänzlich losgelöst von den verursachten Kosten festgelegt werden. Dies scheint unproblematisch, da ein Anreiz gerade zugunsten von (lokal) günstig integrierbaren Erzeugungstechnologien gesetzt werden sollte.

3.2.2 Diskriminierungsverbot und Differenzierung zwischen Bestands- und Neuanlagen

Die BNetzA diskutiert die Einführung von Einspeiseentgelten (ENE), die teilweise auch für Bestandsanlagen gelten könnten. Unabhängig davon, ob das Instrument als Anreiz- oder Finanzierungsinstrument ausgestaltet wird, besteht im Hinblick auf das Diskriminierungsverbot auch hier die Möglichkeit, zwischen Bestands- und Neuanlagen zu differenzieren. Denn typisiert – eine Individualisierte Betrachtungsweise verbietet sich mit Blick auf § 17 EEG ohnehin – kann davon ausgegangen werden, dass Neuanlagen einen höheren Netzausbaubedarf verursachen als Bestandsanlagen. Das liegt daran, dass das Netz inzwischen mehr von der Einspeisung durch EE-Anlagen geprägt ist.

Noch wichtiger ist, dass Neuanlagen nach Bekanntgabe der Festlegung zur Einführung von Einspeisenentgelten und nach Ablauf einer Vorlaufzeit Kenntnis von den finanzierungsrelevanten Netzentgeltkosten haben, die Bestandsanlagen vor ihrer Investitionsentscheidung nicht haben konnten. Nur durch eine Ungleichbehandlung dieser insofern ungleichen Anlagengruppen, ließe sich hier ein gleichlaufender Vertrauensschutz gewährleisten. Somit besteht ein Sachgrund, der eine Ungleichbehandlung rechtfertigen kann oder sogar – aufgrund des Verbots der Gleichbehandlung wesentlich ungleicher Sachverhalte – erforderlich macht.

3.3 Exkurs: Die Säule der Energiewende – die Projektfinanzierung

Windenergieanlagen durchlaufen einen komplexen Projektierungsprozess. Dieser reicht von der ersten Standortidentifikation über die (Netzanschluss-)Planung, die immissionsschutzrechtliche Genehmigung und die Sicherstellung der Finanzierung bis hin zur Errichtung, dem Netzanschluss und der Inbetriebnahme.

Für die Finanzierung von Windenergieprojekten spielt Fremdkapital eine grundlegende Rolle. Einzelne Projekte sind mit einer Vielzahl von rechtlichen, lokalpolitischen und wirtschaftlichen Unwägbarkeiten verbunden. Üblich und bewährt ist daher die Strukturierung und Organisation von Risiken durch Zweckgesellschaften (auch „SPVs“). Diese werden projektspezifisch errichtet und bereiten Projekte weitgehend ohne Eigenkapital vor (die Liquidität kommt in Form von Gesellschafterdarlehen von der Muttergesellschaft). Sobald Genehmigung und EEG-Zuschlag vorliegen, stehen die finanzierungsrelevanten Rahmenbedingungen fest und die eigentliche Projektfinanzierung in Form eines Bankdarlehens wird „scharf gestellt“. Mit diesen Mitteln werden Anlagen gekauft, errichtet und in Betrieb genommen. Da die Wirtschaftlichkeit über einen Einspeisezeitraum von mindestens 20 Jahren begutachtet wird und ein starker Wettbewerb um Fördermittel zu einer knappen Kalkulation zwingt, dauert es in der Regel viele Jahre, bis sich das Projekt amortisiert hat.

Gleichwohl finden sich finanzierende Banken, da der Staat durch die 20-jährige EEG-Förderung die Gefahr sich verschlechternder Bedingungen auffängt und eine Mindestvergütung verspricht, mit der eine Kalkulation machbar ist. Der Wert der Förderung liegt also weniger darin, dass besonders große Margen für Einspeisung geschaffen würden – das ist auch nicht der Fall. Selbst für ein aktuell hochprofitables Unterfangen wäre eine wirtschaftliche Kalkulation über 20 Jahre nur mit hohen Risikoaufschlägen möglich, also unwirtschaftlich. Der eigentliche Wert der Förderung liegt in der Garantie, dass die wirtschaftlichen Umstände für die Einspeisung sich aus Sicht eines Finanziers nicht über einen gewissen Punkt hinaus verschlechtern können, selbst wenn lange Zeiträume betrachtet werden. Die Risiken sind berechenbar und damit beherrschbar. Hierdurch gelingt es Deutschland, den größten Zubau von WEA in Europa zu verzeichnen und dafür nur einen kleinen Teil der EEG-Differenzkosten aufwenden zu müssen.

Eine Finanzierung allein aus Eigenmitteln der Projektierer würde diese Mittel über einen so langen Zeitraum binden, dass der Kapitalbedarf pro Anlage enorm hoch wäre. Mit den vorhandenen Mitteln ließen sich damit die nötigen Ausbaumengen wohl kaum erreichen. Die Finanzierbarkeit ist also elementar.²

² Eine ausführliche Bewertung aus Sicht der Finanzierer findet sich in der ergänzenden Stellungnahme des Sprecherkreises des BWE Finanziererbeirats.

3.3.1 Qualitative Bedeutung der Netzentgelte

Für die erwähnte Finanzierung muss zunächst eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt werden. In diesem Schritt müssen auch die Kosten durch Einspeisenentgelte (ENE) und/oder einen Baukostenzuschuss (BKZ) einkalkuliert werden, um die Finanzierungsbedingungen und die erforderliche Zuschlagshöhe des Projekts zu ermitteln. Die Planbarkeit der Kosten ist dabei nicht nur für die Finanzierungsbedingungen, sondern auch für die Finanzierungszusage entscheidend. Nur planbare Kosten stellen ein für Banken und Kreditinstitute vertretbares Risiko dar. Aus Sicht des BWE müssten Mehrkosten, die aus der Netzentgeltreform resultieren, daher zum Zeitpunkt der Wirtschaftlichkeitsberechnung für den Zeitrahmen der EEG-Förderung feststehen. Diese Mehrkosten müssen durch ggf. anzupassende Höchstwerte wälzbar sein. Dynamische Kosten können hier nicht einkalkuliert werden.

3.3.2 Quantitative Bedeutung der Netzentgelte

Aktuell nutzen Banken ein erprobtes und bewährtes System zur Risikobewertung und Absicherung von Fremdkapital. Dies führt zu niedrigen Kapitalkosten und geringen Eigenkapitalanforderungen bei Windenergieprojekten. So lagen die Fremdkapitalquoten bei Windenergieprojekten 2025 laut einer Erhebung der Deutschen WindGuard im Auftrag des BWE bei durchschnittlich 85 Prozent.³ Der bislang stabile und verlässliche Rahmen des EEG ist dabei unerlässlich und bildet die Grundlage für günstige Fremdkapitalzinsen, die je nach Projekt im niedrigen einstelligen Bereich liegen. Dieser Rahmen hat sich als wesentlicher Treiber für den Ausbau erneuerbarer Energien etabliert. Die Sensitivitätsanalyse der deutschen Windguard zeigt, dass eine Erhöhung der Fremdkapitalzinsen um ein Prozent die Stromgestehungskosten um etwa fünf Prozent erhöht.⁴ Die Vermeidung von Finanzierungsrisiken ist demnach nicht nur für den weiteren EE-Zubau, sondern insbesondere auch für die Reduzierung der Stromkosten essenziell.

3.3.3 Weitere Gefahren für die Kalkulierbarkeit der Rahmenbedingungen

Unkalkulierbare Kosten, z. B. jährlich schwankende Kapazitätspreise oder dynamische Arbeitspreise, erhöhen die Unsicherheit und somit die Finanzierungskosten für neue Projekte deutlich. Insbesondere für Bestandsanlagen ist die Wirtschaftlichkeit unmittelbar gefährdet, da die Kosten im Rahmen der Finanzierungsgrundlagen nicht eingepreist wurden. Frühzeitig bekannte Baukostenzuschüsse sind je nach Ausgestaltung in der Projektfinanzierung besser kalkulierbar.

Abseits des AgNes-Prozesses bergen das derzeit diskutierte Netzpaket, der einzuführende Claw-Back-Mechanismus und die Überarbeitung des EEG sowie der Net-Zero Industry Act ernstzunehmende Unsicherheiten für die Projektfinanzierung. Der BWE fordert daher, von zusätzlichen Finanzierungsunsicherheiten durch volatile Entgeltkomponenten abzusehen, wenn diese keine Ausnahme oder freiwilligen Opt-in für dargebotsabhängige Technologien wie die Windenergie vorsehen. Gerade weil der AgNes-Prozess viele unterschiedliche Akteure betrifft, kann ein gutes Ergebnis nur dann gefunden und die Energiewende nicht gefährdet werden, wenn die potenziellen Auswirkungen zusammengedacht werden.

³ [Deutsche Windguard \(2025\): Kostensituation der Windenergie an Land Stand 2025](#), S. 23f.

⁴ Ebd., S. 41f.

3.4 Allgemeine Ziele der Netzentgeltreform

Die BNetzA definiert in ihrem Diskussionspapier von Mai 2025 vier Zieldimensionen, denen das zukünftige Instrumentarium genügen müsse: Kostenorientierung (Deckung der Netzkosten), Umsetzbarkeit (Transparenz, Verständlichkeit und Umsetzungsaufwand), Finanzierungsbeteiligung (Kostenreflexivität und Kostentragfähigkeit) und Anreizfunktion (Kosteneffizienz). Die Behörde identifiziert Spannungsfelder zwischen und innerhalb der Ziele, etwa zwischen der Kostenreflexivität und der Kostentragfähigkeit. Die Kostenreflexivität der Netzentgeltstruktur könne dabei aus Gründen der Komplexität und Umsetzbarkeit keine individuellen Kosten der Netznutzung abbilden. Vielmehr sollen die Entgelte mittels typisierter Betrachtung der von Netznutzergruppen verursachten Kosten annähernd kostenreflexiv bestimmt werden.

Im Kontext der Zieldimensionen wird eine netz- oder systemdienliche Anreizfunktion diskutiert. Netz- und Systemdienlichkeit sind bislang keine rechtssicher definierten Begriffe. Im Kern plädiert der BWE dafür, „Netzdienlichkeit“ als Reduzierung von Redispatch-, Netzanschluss- und Netzausbaukosten zu definieren. „Systemdienlichkeit“ wiederum ist ein umfassenderes Optimum aus verschiedenen Teilkriterien, darunter die system- und sektorenübergreifende Netzdienlichkeit, die Verstetigung des Strompreises sowie Beiträge zur Systemstabilität und Resilienz.⁵ Beide Begriffe lassen sich theoretisch auf die Standortwahl und die Betriebsweise einer Anlage beziehen. Falls sich die gewünschte Anreizwirkung auf die Standortwahl bezieht, muss zum Zeitpunkt der Wirtschaftlichkeitsberechnung bzw. Projektfinanzierung ein Preissignal kalkulierbar sein, um die Investitionsentscheidung zu beeinflussen. **Allerdings kann die Standortwahl von Windenergieprojekten durch die bestehende Flächenausweisung und das Referenzertragsmodell nur sehr begrenzt zusätzlich gesteuert werden. Zudem besteht die Befürchtung, dass weitere Steuerungsmechanismen mit den angestrebten Flächenzielen kollidieren könnten. Darüber hinaus kann die Standortentscheidung nicht kurzfristig aufgrund kurzfristiger Signale angepasst werden, da jeder Windpark sehr individuell und standortspezifisch projektiert wird.** Auch eine systemdienliche Betriebsweise dargebotsabhängiger EE-Anlagen ist stark von der Kombination mit Batteriespeichern abhängig. Dargebotsunabhängige Erzeuger wie Batteriespeicher und Biogasanlagen können hier mehr leisten.

Im Orientierungspunkte-Papier von Februar 2026 stellt die BNetzA zur Diskussion, dass die Finanzierungsfunktion durch einen Kapazitätspreis und die Anreizfunktion durch einen dynamischen Arbeitspreis erfüllt werden könnten. Die zusätzliche Einführung eines Baukostenzuschusses (BKZ) könne je nach Ausgestaltung beide Funktionen erfüllen. Der Kapazitätspreis könne gegebenenfalls entfallen, falls der zukünftige Finanzierungsbeitrag aus dynamischem Arbeitspreis und Baukostenzuschuss bereits ausreichen sollte. Die Anreizfunktion soll laut Regulierungsbehörde vor allem eine Reduzierung von Netzungspässen und Engpassmanagementkosten bewirken. Klar ist jedoch, dass eine isolierte Zuordnung der Instrumente zu bestimmten Funktionen nicht möglich ist, sondern vielmehr einer Schwerpunktsetzung gleichkommt.

Das Ziel der Reduzierung von Systemkosten durch die Netzentgeltreform ist grundsätzlich richtig. Die am 20. Februar 2026 in Bonn vorgestellte Studie von Frontier Economics im Auftrag von RWE zeigt allerdings eindrücklich, dass die Einführung von Einspeiseentgelten zu keiner signifikanten Entlastung

⁵ Siehe auch [BWE-Positionspapier zum Netzanschluss von Großbatteriespeichern \(2026\)](#), Kapitel 4.2 Zu den Begriffen der System- und Netzdienlichkeit.

der Verbraucher führt. Stattdessen würden „volkswirtschaftliche Ineffizienzen sowie nicht-intendierte Verteilungseffekte im benachbarten Ausland induzieren, bei gleichzeitiger Belastung heimischer Erzeuger und des Staatshaushalts“.⁶

Der BWE betont an dieser Stelle die Notwendigkeit von Kostentragfähigkeit und Vertrauensschutz. Sowohl Einspeiseentgelte als auch Baukostenzuschüsse bedeuten für Projektierer und Anlagenbetreiber einen erheblichen finanziellen Mehraufwand. Diesen müssen sie in ihrer Wirtschaftlichkeitsberechnung frühzeitig abbilden können, um weiter Anlagen projektieren und betreiben zu können und ein Abreißen des EE-Zubaus zu verhindern. **Vor dem Hintergrund der Umverteilung und Finanzierungsunsicherheit müssen die im AgNes-Prozess diskutierten Maßnahmen einer konstruktiven und kritischen Kosten-Nutzen-Abwägung standhalten. Diese muss die Auswirkungen auf den EE-Ausbau, potenzielle Marktverzerrungen und den zusätzlichen Bürokratieaufwand rechtfertigen.**

4 Inhaltliche Bewertung des Orientierungspunkte-Papiers

4.1 Grundsätzliche Einordnung

Der Bundesverband WindEnergie e. V. begrüßt den frühzeitigen und ergebnisoffenen Prozess, den die BNetzA angestoßen hat. Mit dieser Stellungnahme möchte die Windbranche einen konstruktiven Beitrag zur wichtigen Debatte um die Netzentgeltsystematik der Zukunft leisten. Die BNetzA erkennt die oben genannten europarechtlichen Rahmenvorgaben an. Der BWE weist an dieser Stelle auf Art. 18 Abs. 2 lit. b) und f) EBM-VO hin, wonach die Tarifmethoden die (Markt-)Integration Erneuerbarer Energien fördern und zur Erreichung nationaler Klima- und Energieziele beitragen müssen. Damit bewegt sich der AgNes-Prozess klar in einem Handlungskorridor, der durch das (Zwischen-)Ziel der Treibhausgasneutralität, das Zieldreieck des EnWG und den in § 4 EEG festgeschriebenen EE-Ausbaupfad beschränkt wird und der Ausbaudynamik nicht entgegenstehen darf.

Der BWE betont an dieser Stelle die bereits existierende Steuerung des Wind-Zubaus:

- Das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) gibt vor, dass die Bundesländer bis Ende 2027 bzw. Ende 2032 jeweils 1,4 bzw. zwei Prozent der Fläche bundesweit für Windenergie an Land ausweisen müssen.
- Darüber hinaus beeinflusst die lokale Windhöffigkeit entscheidend die Standortgüte und damit die Flächensteuerung von potenziellen Windenergieprojekten.
- Gleichzeitig schafft das Referenzertragsmodell nach § 36h EEG die Möglichkeit, WEA auch an windschwächeren Standorten Deutschlands zu errichten und damit eine deutschlandweite Verteilung der installierten Windenergieleistung zu erreichen.

Durch den Zubau von WEA an Schwachwindstandorten kann die Stromversorgung mit EE-Strom auch in den sonnenarmen Wintermonaten und zu allen Tageszeiten sichergestellt werden. Insgesamt muss weniger Windstrom von Norden nach Süden transportiert werden, was den notwendigen Ausbau des Höchstspannungsnetzes reduziert.

⁶ Frontier economics (2026): Folgen der Einführung von Einspeiseentgelten im Deutschen Strommarkt. Kurzstudie im Auftrag der RWE AG, S.3.

Kurzum: **Der Handlungsspielraum für den weiteren Zubau von Windenergieanlagen an Land ist aus volkswirtschaftlich kosteneffizienten Gründen durchaus beschränkt und nur begrenzt durch weitere Instrumente zusätzlich steuerbar.**

Grundsätzlich sollte jegliches Instrument zur Beteiligung der Einspeiser (wenn überhaupt) an den Netzkosten aus Sicht des BWE nur für neue Anlagen eingeführt werden, da Betreiber von Bestandsanlagen Mehrkosten, unabhängig von der sonstigen Ausgestaltung der (dynamischen) Einspeiseentgelte, nicht über den Strompreis wälzen können und in ihrer Finanzierung nicht berücksichtigen konnten. Windenergieanlagen sind im Merit-Order-System auf absehbare Zeit nicht preissetzend. Die Einführung von (dynamischen) ENE für Bestandsanlagen ohne gleichzeitige Erhöhung der anzulegenden Werte gefährdet also nicht nur die Wirtschaftlichkeit und Solvenz von Bestandsanlagen und getätigten Investitionen, sondern schreckt durch die gravierende Verletzung des Vertrauensschutzes zukünftige Investitionen ab. Für Netze und Erzeugungsanlagen stehen über die nächsten Jahre Neuinvestitionen in Höhe vieler Milliarden Euro an. Würde durch eine Verletzung des Vertrauensschutzes zurückliegender Investitionen eine neue Unsicherheitsquelle geschaffen, würde dieser große Finanzierungsbedarf durch dann wirtschaftlich erforderliche Risikoaufschläge erheblich verteuert. Ein gleichbleibender Investitionsrahmen spart Staatsausgaben in erheblicher Höhe und sollte nicht leichtfertig aufs Spiel gesetzt werden.

Da auch aktuell in Entwicklung befindliche Projekte nach den bisherigen Äußerungen der BNetzA damit rechnen müssen, mit Mehrkosten in kaum planbarem Umfang belastet zu werden, ist schon heute eine Verunsicherung von Projektträgern zu verzeichnen, ob ihre Kalkulationen Bestand haben werden. Um die Realisierbarkeit aktueller Projekte zu sichern, muss die BNetzA bereits jetzt klar kommunizieren, dass Bestandsanlagen Vertrauensschutz genießen und angemessene sowie eindeutige Übergangsfristen für bereits in Planung befindliche Projekte gelten. Diese müssen berücksichtigen, dass Projekte, die bereits ein Gebot in einer Ausschreibung abgegeben haben, sich ändernde Rahmenbedingungen nicht mehr berücksichtigen können. Auch mit der bloßen Vermutung einer zukünftigen Regelung lässt sich nicht rechnen, sodass auf die Möglichkeit der Kenntnis von den konkreten Inhalten der tatsächlich kommenden Netzentgeltsystematik, zuzüglich eines angemessenen Planungsvorlaufs, abzustellen sein wird.

Ohne angemessenen Vertrauensschutz drohen im schlimmsten Fall ein deutlicher Einbruch des EE-Ausbaus und eine Gefährdung der energiepolitischen sowie der Klimaziele. Investitionen würden verzögert und weniger effizient, so dass die unionsrechtliche Effizienzvorgabe für die Netzentgeltsystematik aus Art. 18 Abs. 2 lit. d) EBM-VO verletzt würde. Daher ist nicht ersichtlich, wie ein solches Vorgehen im Einklang mit ihrem unionsrechtlichen Auftrag darstellbar wäre, von den praktischen und finanziellen Problemen für Betreiber und den Träger der EEG-Förderung, die eine Verletzung des Vertrauensschutzes mit sich brächte, ganz zu schweigen.

Die folgende Diskussion findet daher ausdrücklich und ausschließlich auf Grundlage des Vertrauensschutzes für Bestandsanlagen statt, welche die BNetzA bisher nur für BKZ anerkennt.

Der BWE spricht sich für außerdem nicht nur für eine regional, sondern auch eine nach Technologien differenzierte Netzentgeltsystematik aus, insbesondere im Rahmen von Baukostenzuschüssen. Eine systemdienliche Anreizfunktion bedeutet, dass die unterschiedlichen technischen Potenziale der Erzeugungs- und Speichertechnologien gezielt genutzt werden, um die tatsächlichen Systembedarfe erfüllen zu können. Beispielsweise verursacht der Zubau von WEA in einem PV-dominierten Netzgebiet

weniger Netzausbaukosten als der Zubau der gleichen Leistung an PV-Anlagen (und andersherum). Die BNetzA erkannte diese Notwendigkeit bereits in ihrem Diskussionspapier im Mai 2025 an: „Eine Aufgabe wird es sein, die Netzentgeltsystematik so auszugestalten, dass der Beitrag einer die Netzanschlusskapazität schonende Kombination von Technologien in der Entgelthöhe auch Berücksichtigung findet“⁷.

4.2 Kapazitätspreis mit Finanzierungsfunktion

4.2.1 Ausführungen der Bundesnetzagentur

In der aktuellen und bis 2029 gültigen Systematik fallen laut § 15 Abs. 1 Satz 2 StromNEV keine Netzentgelte für die Einspeisung von elektrischer Energie an. Um die Netzkosten auf eine breitere Kostenträgerbasis zu verteilen (Finanzierungsfunktion), schlägt die Behörde die Einführung eines jährlichen Kapazitätspreises (KP) vor, der auf Grundlage der vertraglich vereinbarten Netzanschlussleistung erhoben werden soll. Der KP soll aus Sicht der Regulierungsbehörde zu einer kostenreflexiven Beteiligung der Einspeiser führen und die Notwendigkeit der EE-Mehrkostenwälzung abschwächen.

In der derzeitigen Netzentgeltbefreiung sieht die BNetzA zum jetzigen Diskussionsstand keinen schutzwürdigen Vertrauenstatbestand. Allerdings überlegt die BNetzA, eine „hinreichende Übergangsfrist“ bei der Einführung von Netzentgelten für Einspeiser zum 1. Januar 2029 zu gewährleisten. Unabhängig davon, dass für „Ausschreibungs-Akteure“ ein schutzwürdiger Vertrauensschutz bestünde und dieser für Kapazitätsentgelte berücksichtigt werden müsse, argumentiert die BNetzA, dass die Verletzung des Vertrauensschutzes bei dynamischen Einspeiseentgelten verhältnismäßig sei. Die Ablehnung dieser Auffassung wird im Kapitel zu dynamischen Einspeiseentgelten ausgeführt. Für den KP sieht die BNetzA folgende Unterscheidung vor:

- Vertrauensschutz für Bestandsanlagen mit Zuschlägen aus EEG-Ausschreibungen
- Befristeter Vertrauensschutz für sonstige EE-Bestandsanlagen und vergleichbare Einspeiser
- Vertrauensschutz für geplante Projekte, die bis zu einem gewissen Stichtag ein Gebot abgegeben haben. Als möglichen Stichtag sieht die BNetzA folgende Optionen:
 - Veröffentlichung des Orientierungspunktepapiers zur Beteiligung von Einspeisern
 - Veröffentlichung eines Beschlussentwurfs
 - Veröffentlichung der sofort vollziehbaren Festlegung

Die BNetzA ist sich bewusst, dass KP die Fixkosten der Anlagenbetreiber erhöhen, von Bestandsanlagen nicht gewälzt werden können und in zukünftige Gebote eingepreist werden, wodurch sich die Stromgestehungskosten und der EEG-Förderbedarf entsprechend erhöhen. Der BWE schließt sich den Analyseannahmen der Behörde an, wonach ein jährlich veränderliches Entgelt zusätzlich mittels Risikoaufschlägen in der Finanzierung eingepreist wird. Die EEG-Förderkosten könnten dadurch den Kostendeckungsbeitrag der Erzeuger übersteigen, was volkswirtschaftliche Systemkosten erhöhen, und

⁷ [Bundesnetzagentur \(2025\): Diskussionspapier. Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom \(AgNes\)](#), S. 13.

nicht wie gewünscht, reduzieren würde. Auch die möglichen nachteiligen Effekte für die energieintensive Industrie wurden erkannt. Diese ergeben sich aus den steigenden Strompreisen, deren Rabattierung im Gegensatz zu Netzentgelten beihilferechtlich nicht möglich ist. Zuletzt könnten steigende Stromgestehungskosten insgesamt zu einer Verlagerung der Stromerzeugung ins europäische Ausland führen, wenn dort keine oder niedrigere Entgelte erhoben werden.

Der KP kann laut BNetzA auch positive Anreize setzen: Die Bepreisung der vertraglich vereinbarten Netzanschlussleistung könne zu einem sparsameren Umgang mit dieser knappen Ressource durch die Anschlusspetenten führen. Außerdem könne die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten angereizt werden, da hierfür keine zusätzliche Netzanschlussleistung benötigt würde.

Das EU-Recht gibt eine maximale Höhe von 0,50 €/MWh vor, die unter anderem um Kostendeckungsbeiträge für Netzverluste, Systemdienstleistungen und das Engpassmanagement ergänzt werden können. Die Engpassmanagementkosten sollen in die Entgeltkomponente mit Anreizfunktion einfließen, während eine Anrechnung der Verlust- und Regelenenergiekosten im Verteil- und Übertragungsnetz angedacht ist. **Im Verhältnis zur installierten EE-Leistung ergäbe sich daraus orientierungsweise ein KP von 4-7 €/kW.** Der Finanzierungsbeitrag durch die Erhebung des KP hängt maßgeblich von der Klärung der Vertrauensschutzfrage ab.

Weiterhin diskutiert die Behörde, dass der Kapazitätspreis gegebenenfalls entfallen könne, falls der zukünftige Finanzierungsbeitrag durch die Erhebung des dynamischen Arbeitspreises und des Baukostenzuschusses bereits erreicht würde.

4.2.2 Bewertung des BWE

Der BWE lehnt die Einführung von Kapazitätspreisen ab. Die Windbranche fordert die Wahrung des Vertrauensschutzes für Bestandsanlagen, unabhängig von der Teilnahme an Ausschreibungen, sowie angemessene, früh und verbindlich kommunizierte Übergangsfristen für in Planung befindliche Projekte. Die „Wasserstandsmeldungen“ der BNetzA sind zwar begrüßenswert, stellen für Projektierer und Finanzierer aber keine gesicherte Grundlage zur Kalkulation ihrer Projekte dar, die ein frühzeitiges Ende des Vertrauensschutzes rechtfertigen würden. Der BWE fordert daher, Kapazitätsentgelte maximal für die EEG-Ausschreibungsrunden sechs Monate nach der Veröffentlichung der **finalen Festlegung inklusive klar benannter und damit erst kalkulierbarer** Preishöhen in Betracht zu ziehen. Durch frühzeitige Bekanntmachung der Übergangsfrist kann die BNetzA auch ihrer Sorge vor einer Doppelberücksichtigung entgegenwirken.

Ungeachtet seiner grundsätzlichen Vorbehalte gegenüber der Einführung von Einspeiseentgelten teilt der BWE die Bewertung einiger der von der BNetzA beschriebenen Vorteile des KP gegenüber einer Arbeits-, Leistungs- oder Grundpreiskomponente.

Der BWE stimmt der BNetzA zu, dass der KP für neue Anlagen in Gebote eingepreist und letztlich zur Erhöhung des EEG-Förderbedarfs und des Strompreises führen würde. Ein Einspeiser-KP dürfte aus Sicht des BWE entgegen der Natur von Netzentgelten nicht jährlich schwanken, sondern müsste bereits vor der Gebotsabgabe bekannt und mindestens für den Förderzeitraum von 20 Jahren festgeschrieben sein. Andernfalls droht eine Überwälzung der (Risiko-)Kosten, was wiederum zu einer Erhöhung der Systemkosten führen würde. Der Wettbewerbsdruck in den Ausschreibungen ist derart hoch und die Kalkulationsspielräume sind bereits sehr gering, sodass zu erwarten ist, dass Anlagenbetreiber den KP vollständig und zzgl. eines Risikoaufschlags für Schwankungen, der sich am Worst-Case-Szenario

orientiert, in zukünftige Gebote einpreisen werden (müssen). Insofern käme die Einführung eines Einspeiser-KP lediglich einer Umverteilung der Netzkosten von den Verbrauchern zu den Steuerzahlern gleich. Durch die Erhöhung des Strompreises würde damit möglicherweise eine Mehrbelastung der energieintensiven Industrie und eine Verlagerung der Stromproduktion in das europäische Ausland drohen.

Der BWE teilt die Einschätzung, dass ein KP, den sparsameren Umgang mit Netzanschlusskapazitäten, und die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten anreizen können muss. Entscheidend ist daher die konkrete Ausgestaltung. Im Falle von dargebotsunabhängigen Spitzenlastkraftwerken wie Biogasanlagen ist eine kapazitätslimitierende Preiskomponente jedoch gerade nicht sinnvoll und konterkariert den Flexibilitätsbonus aus dem EEG.

Sollte ein KP weiterhin erwogen werden, spricht sich der BWE deshalb für die Bemessung des KP anhand der vertraglich vereinbarten Netzanschlussleistung am aggregierten Netzverknüpfungspunkt aus, da diese die Dimensionierung des Netzes und Netzanschlusses und damit den größten Bestandteil der Netzkosten bestimmt. Der Kreis der Anlagen, die flexibel genug sind, um auf diese Regelung (von Jahr zu Jahr durch Redimensionierung des Netzanschlusses) zu reagieren und andererseits nicht für die Bereitstellung dringend benötigter Flexibilität einer gegenläufigen Regulierung unterfallen dürfte jedoch überschaubar sein. Jedenfalls scheint es für Windenergie ausgeschlossen, aufgrund sich ändernder Kapazitätspreise eine andere Betriebsweise zu wählen. Eine Überbauung mit Speichern ist jedoch noch lange nicht so wirtschaftlich, wie bei anderen Energieträgern. Es bliebe demnach bei einer Zahlungsverpflichtung, die – im Gegensatz zu BKZ – die erheblichen Nachteile der mangelnden Vorhersehbarkeit und der möglichen Einbeziehung von Bestandsanlagen mitsamt der daraus folgenden Probleme hat.

Aus rein netzbezogener Sicht ist es nachvollziehbar, dass ein Kapazitätspreis den Bedarf an EE-Mehrkosten-Wälzung senkt, da die Summe der Kapazitätszahlungen in Netzgebieten mit hohem EE-Zubau entsprechend größer ist als in anderen Netzgebieten. Dem stehen aber die erwähnten Risiken von steigenden Systemkosten gegenüber. Letztendlich ist die Durchführung einer Analyse unabdingbar, die untersucht, ob der Nutzen einer reinen Umverteilung der Netzkosten unter der Voraussetzung des Vertrauensschutzes und der nötigen Übergangsfristen im angemessenen Verhältnis zum Umsetzungsaufwand steht.

4.2.3 Fragen der Bundesnetzagentur

- *Frage: „Wird die Einschätzung geteilt, dass Kosten für Netzverluste und Kosten für Regelleistung zur Bildung einer Netzentgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion (Kapazitätspreis) genutzt werden sollten? Oder sollen diese Kosten auch der Anreizfunktion zugeordnet werden?“*

Um die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen und die Finanzierbarkeit zukünftiger sowie sich bereits in Planung befindlicher Projekte zu gewährleisten, sind Vertrauensschutz und Kostentransparenz von zentraler Bedeutung. **Die Einführung eines dynamischen Einspeiseentgelts (Entgelt mit Anreizfunktion) lehnt der BWE ab.**

- *Frage: „Sind in einer Welt mit zunehmender EE-Einspeisung, deren Grenzkosten zwar nicht Null sind, die aber deutlich niedriger liegen als bei einer Brennstoff-basierten Stromproduktion, signifikante Auswirkungen von Einspeisenentgelten auf die Strompreisbildung zu erwarten? Welche Wirkungen sind für Import- und Exportmengen zu erwarten? Werden Stromexporte*

verteuert?“

Die BNetzA plant durch den AgNes-Prozess eine Netzentgeltsystematik für die nächsten 15 bis 20 Jahre zu entwickeln. Bereits 2030 soll der Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung 80 Prozent betragen. Je nach Ausbautempo der Erneuerbaren und Flexibilitäten sowie Stromnachfrage sind signifikante Auswirkungen auf die Strompreisbildung zu erwarten, wenn EE-Anlagen preissetzend werden. Die Studie von Frontier Economics⁸ zeigt, dass ein Kapazitätspreis zu einer Erhöhung der Stromimporte und Verlagerung des EE-Zubaus in das europäische Ausland führt. Bei Arbeitspreisen oder einer Kombination wäre der Effekt noch stärker.

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

Die Unterscheidung zwischen neuen und Bestandsanlagen ist, wie bereits ausgeführt, nicht nur vorstellbar, sondern unbedingt notwendig. Das gilt sowohl aus juristischen als auch aus wirtschaftlichen Gründen.

- *Frage: „Wie sind die Gesamtwirkungen von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zu bewerten?“*

Die Auswirkungen hängen stark von ihrer Ausgestaltung ab. Ein für eine neue Anlage unveränderlicher KP oder BKZ erhöht die Fixkosten des Projekts und wird entsprechend in den EEG-Ausschreibungsgeboten eingepreist. Angesichts der starken Überzeichnung und des ohnehin geringen Kalkulationsspielraums ist mit einer nahezu vollständigen Wälzung der Kosten zu rechnen. Eine Einbeziehung von Bestandsanlagen müsste mit einer Anpassung der anzulegenden Werte einhergehen. Andernfalls werden Bestandsanlagen aus dem Markt gedrängt, wenn die Fixkosten inklusive KP die Einnahmen aus der sonstigen Direktvermarktung (außerhalb der EEG-Vergütung) übersteigen. Dies ist volkswirtschaftlich ineffizient und klima- und energiepolitisch kontraproduktiv und könnte im Widerspruch zu Art. 18 Abs. 2 lit. b), d) und f) EBM-VO stehen.

4.2.4 Besonderheiten für PPA-Anlagen

Die bisherigen Ausführungen beziehen sich vorwiegend auf Bestandsanlagen, die einem staatlich organisierten Auktionsverfahren unterliegen, da sie den Großteil der geplanten Projekte ausmachen. Im Zuge der politisch gewollten Marktintegration der Erneuerbaren Energien und der anhaltenden Überzeichnung von EEG-Ausschreibungsrunden wird der Anteil der Anlagen mit PPAs zunehmen. Eine für die nächsten 15 bis 20 Jahre geplante Netzentgeltsystematik muss dies abbilden. Die Alternative zur EEG-Förderung entlastet den Bundeshaushalt und damit auch Steuerzahlende beziehungsweise Stromverbraucher.

Die Vertragslaufzeit von PPAs ist in der Regel deutlich kürzer als der EEG-Förderzeitraum. Dadurch sind Anlagenbetreiber theoretisch flexibler, was die Einpreisung volatiler ENE angeht. Dies setzt voraus, dass Vertragspartner die Kostenerhöhung mittragen. Diese Anschlussfinanzierung stellt das zentrale Finanzierungsrisiko für PPA-Anlagen dar. Mitunter bleibt potenzielle EE-Stromerzeugung ungenutzt und die Marktintegration der Erneuerbaren wird geschwächt. Dies widerspricht den erwähnten

⁸ [Frontier economics \(2026\): Folgen der Einführung von Einspeiseentgelten im Deutschen Strommarkt. Kurzstudie im Auftrag der RWE AG.](#)

europarechtlichen Vorgaben für Netzentgelte. Der Bestandsschutz muss daher auch für PPA-Anlagen gewährt werden.

Ein weiteres Erlörisiko besteht in der Wechselwirkung von „Pay-as-Produced“-PPAs und volatilen ENE. Bei diesen Verträgen wird die tatsächlich produzierte Strommenge zum korrespondierenden Marktpreis vergütet. Die volatilen Kosten können zwar eingepreist werden, dies geht allerdings mit einem erheblichen Umsetzungsaufwand einher. Durch die absehbare Einführung eines Claw-Back-Mechanismus erhöht sich dieser Aufwand nochmals.

4.3 Dynamische Einspeiseentgelte (dyn. ENE) mit Anreizfunktion

4.3.1 Erwägungen der Bundesnetzagentur

Die BNetzA erwägt, zusätzlich zum Kapazitätspreis eine dynamische Entgeltkomponente mit Anreizfunktion einzuführen, um kurzfristige variable Netzkosten wie Engpassmanagement- und Netzverlustkosten in die Netznutzungsentscheidung zu internalisieren. Das dynamische Einspeiseentgelt (dyn. ENE) könnte auch auf mittel- und langfristige Netzausbaukosten abzielen, also sowohl auf Einsatz- als auch auf Investitionsentscheidungen.

Die BNetzA schlägt für ersteres vor, dass die vier Übertragungsnetzbetreiber die regionale Engpasssituation mit einem viertelstundenscharfen, vorzeichengerechten sowie regional und zeitlich differenzierten dynamischen Arbeitspreis (ct/kWh) bepreisen. Die Deckung des Finanzierungsbeitrags durch dynamische Einspeiseentgelte stehe nicht im Vordergrund. Dem Papier nach könnte die Einführung ab 2029 zunächst anhand der Engpasssituation auf den obersten drei Netzebenen (Höchstspannung, Umspannebene Höchst- zu Hochspannung und Hochspannung) erfolgen und zunächst nur Batteriespeicher betreffen. Dabei könnte das deutsche Stromnetz in etwa in die 22 WAPP⁹-Zonen aufgeteilt werden. Perspektivisch sollen den Vorschlägen nach alle Netznutzer integriert und ggf. die Netzzustände weiterer Netzebenen einkalkuliert werden. Ein genauer Zuschnitt der Zonen und ein stufenweiser Zeitplan für die Integration der Einspeiser und anderer Netznutzer werden bislang nicht besprochen. Die Regulierungsbehörde wolle bei den dynamischen Netzentgelten für Einspeiser nicht zwischen Bestands- und Neuanlagen unterscheiden. Beim Branchenworkshop am 20. Februar 2026 signalisierte die Behörde unverbindlich ein mögliches „vorsichtiges Herantasten“ der Entgelthöhe an ein Maximum der im Orientierungspunkte-Papier genannten 10 ct/kWh.

4.3.2 Bewertung des BWE

Der BWE lehnt die Einführung von dynamischen Einspeiseentgelten aus fünf zentralen Gründen deutlich ab:

- (1) Erstens ist der Vertrauensschutz für Bestandsanlagen grundsätzlich zu wahren, um die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen und die Investitionssicherheit in Deutschland nicht zu gefährden. Zudem wären Bestandsanlagen insofern benachteiligt, als die Investitionsentscheidung für sie bereits getroffen wurde. In diesem Rahmen konnten etwaige Standortnachteile, die aufgrund von dynamischen Entgelten entstehen könnten, nicht

⁹ Gemeint ist der Week-Ahead Planning Process (WAPP), den die vier Übertragungsnetzbetreiber kontinuierlich im Rahmen der Netzsicherheitsvorschau durchführen. Die Modellierung des deutschen Netzgebiets erfolgt in 22 Zonen.

- berücksichtigt werden. Dies stellt einen entscheidenden Nachteil gegenüber Neuprojekten dar.
- (2) Zweitens sind dynamische Netzentgelte nicht über einen Zeithorizont von mindestens 20 Jahren planbar, was die Finanzierbarkeit einschränkt und die Projekte verteuert.
 - (3) Drittens unterliegt die Netzengpassprognose der Übertragungsnetzbetreiber zunehmenden Prognosefehlern, die durch ein Day-Ahead-Preissignal verstärkt werden und Intra-Day nicht angepasst werden können.
 - (4) Viertens führen die Unschärfe bzw. ex-post Berechnung des projektspezifischen Marktwerts in der Direktvermarktung und die geringe Spreizung der anzulegenden Werte der anzuregenden Maßnahmen in der jeweiligen WAPP-Zone zu systematischen Über- oder Unterreaktionen auf dynamische Netzentgelte, wodurch keine sinnvolle, netzdienliche Anreizfunktion entfaltet werden kann. Nachkorrekturen per Redispatch wären erforderlich und jede Steuerungswirkung für Einspeiseanlagen würde aufgrund ihrer Unschärfe viele Anlagen betreffen, und wäre somit teuer erkaufte.
 - (5) Fünftens ist zu bezweifeln, inwiefern Direktvermarkter volkswirtschaftlich effiziente und diskriminierungsfreie Abregelungen vornehmen können. Letztlich ist unklar, wie potenzielle Mehreinnahmen durch dynamische Netzentgelte, mit denen die BNetzA ein volkswirtschaftliches Nullsummenspiel argumentiert, mit dem 2027 einzuführenden Abschöpfungsmechanismus (Claw-Back) in Einklang gebracht werden kann.

Während Speicher und dargebotsunabhängige Erzeuger wie Biogasanlagen ihre Stromeinspeisung bzw. -erzeugung zeitlich verschieben und an den jeweiligen Preissignalen ausrichten könnten, haben dargebotsabhängige Erzeuger wie Wind und PV diese Möglichkeit nicht. Sie können lediglich ihre absolut produzierte Strommenge reduzieren. Um die netzengpassentschärfende Wirkung des dyn. ENE zu erzielen, müssten sowohl die Höhe und Zeitfenster des Netzentgelts als auch die Preissensitivität aller engpassrelevanten Akteure möglichst genau vorhergesagt werden. Dies ist aus Sicht der Netzbetreiber und Direktvermarkter nicht gegeben und steht der Einführung von dynamischen Netzentgelten dementsprechend diametral entgegen.

Die Einführung dynamischer Einspeiseentgelte würde zu volkswirtschaftlichen Wohlfahrtsverlusten, einer Vertéuerung und Verlangsamung des EE-Ausbaus durch fehlende Finanzierbarkeit und gegebenenfalls sogar zu Gefährdungen der Systemstabilität führen. Die möglichen Einsparungen der Engpassmanagementkosten sind weder vor dem Hintergrund des schützenswerten Vertrauensschutzes noch insgesamt verhältnismäßig. Die Gründe dafür sind vielfältig und werden in den nachfolgenden Kapiteln ausgeführt:

- Verletzung des Vertrauensschutzes und fehlende Finanzierbarkeit
- Unzureichende Prognosegüte von Netzengpässen
- Unscharfe Preissensitivität bei der Reaktion auf ein dynamisches Einspeiseentgelt
- Diskriminierungsfreie Umsetzung der dynamischen Netzentgelte

Andererseits besteht mit Redispatch 2.0 bereits ein Instrument, mit dem Netzbetreiber anlagenscharf vorrangig konventionelle Anlagen abregeln müssen. Im Falle der Abregelung von EE-Anlagen müssen sie diejenigen wählen, die den größten Einfluss auf den antizipierten oder vorherrschenden Netzengpass haben. Der BWE bezweifelt jedoch, inwiefern die Einsparungen im Engpassmanagement durch die Einführung dynamischer Netzentgelte die steigenden Finanzierungskosten durch Risikoaufschläge

sowie ineffiziente Über- oder Unterreaktionen übersteigen und sich somit als verhältnismäßig rechtfertigen lassen.

Dynamische Entgelte für Verbraucher können den Zubau von Batteriespeichern und, wo möglich, flexibles Verhalten anreizen und so systemdienliche Anreize setzen. Dynamische Verbrauchernetzentgelte unterliegen jedoch ebenfalls den Herausforderungen der Prognosegüte, wie die Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Stellungnahme zu dynamischen Entgelten anschaulich verdeutlichen. Der BWE plädiert daher dafür, die Einführung von dynamischen Netzentgelten auf Verbraucher und Flexibilitäten (z. B. Batteriespeicher) zu beschränken, die Umsetzbarkeit mit Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern abzustimmen und gegebenenfalls in Pilotprojekten zu erproben. Unter Umständen kann hier eine dynamische Anpassung am Intraday-Markt erfolgen, um die Herausforderungen der Prognosegüte zu entschärfen.

Die Einführung von dynamischen Entgelten setzt eine flächendeckende Digitalisierung und Automatisierung der Netzinfrastruktur und Betriebsführungssoftware voraus. Eine verbesserte Netztransparenz bezüglich vorhandener und geplanter Kapazitäten kann, in Kombination mit einem bundeseinheitlichen Reservierungsmechanismus für Netzanschlusskapazität, die Herausforderungen der Mehrfachanfragen und die Überlastung der Netzbetreiber entschärfen. Diese Transparenz kann eine gewisse Steuerungswirkung für den weiteren EE-Zubau entfalten und die bedarfsgerechte und vorausschauende Netzplanung erleichtern und so ebenfalls zur Senkung der Systemkosten beitragen. Dies gilt insbesondere für die Hoch- und Mittelspannung sowie die angrenzenden Umspannebenen.

4.3.3 Verletzung des Vertrauensschutzes und fehlende Finanzierbarkeit

Der BWE kritisiert den fehlenden Vertrauensschutz ausdrücklich. Bestandsprojekte wurden ohne Berücksichtigung der durch Einspeiseentgelte entstehenden Kosten kalkuliert und entsprechend finanziert. Die rückwirkende Erhebung von dynamischen Netzentgelten bedroht die Wirtschaftlichkeit und Liquidität von Bestandsanlagen und stellt einen massiven Vertrauensbruch dar, der die Investitionslandschaft in Deutschland nachhaltig verschlechtert. Der BWE betont insbesondere, dass auch ein vorzeichengerechtes dynamisches Entgelt weder ein betriebs- noch volkswirtschaftliches Nullsummenspiel ist. Betriebswirtschaftlich wird beispielsweise eine Windenergieanlage in Schleswig-Holstein systematisch vor einem Nord-Süd-Engpass stehen und müsste somit regelmäßig ein positives dyn. ENE entrichten und selten bis nie ein negatives dyn. ENE für die Stromerzeugung erhalten. Selbst wenn das dyn. ENE einen Netzengpass präventiv und ohne Überreaktion verhindern könnte, stünden den dadurch entstehenden Einsparungen der Engpassmanagementkosten eine massive Mehrbelastung aller Anlagen diesseits des Engpasses gegenüber, da auch Anlagen, die weiterhin einspeisen würden, das dynamische Netzentgelt entrichten müssten. Bei der Aufteilung in 22 Zonen wäre der Kreis der betroffenen Anlagen enorm.

Zudem wären wie bereits oben erwähnt Bestandsanlagen insofern benachteiligt, als die Investitionsentscheidung für sie bereits getroffen wurde. In diesem Rahmen konnten etwaige Standortnachteile, die aufgrund von dynamischen Entgelten entstehen könnten, nicht berücksichtigt werden. Dies stellt einen weiteren entscheidenden Eingriff in den Vertrauensschutz für Bestandsanlagen dar.

Die Finanzierungsunsicherheit betrifft allerdings auch neue und insbesondere geplante Projekte. Dynamische Entgelte sind per Definition nicht im Vorfeld kalkulierbar. Dies gilt insbesondere für einen

langfristigen Förderzeitraum von 20 Jahren. Dazu müssten Projektierer nicht nur die langfristige Stromerzeugung und -nachfrage, sondern auch den Netzausbau im Verteil- und Übertragungsnetz sowie Flexibilitäten und Sektorenkopplung prognostizieren und einberechnen.

Der BWE rät deshalb deutlich von einer möglichen Anreizwirkung auf die „mittel- und langfristigen Netzausbaukosten“ ab. Selbst bei einem vorsichtigen Herantasten (dessen Stufen und Zeitplan unbekannt sind), würde das finanzierende Unternehmen der Projektfinanzierung das Worst-Case-Szenario der dynamischen Netzentgeltentwicklung zugrunde legen. In der Folge würde nicht nur der Bedarf an Eigenkapital ansteigen – insbesondere kleinere Marktteilnehmer könnten sich diesen mitunter nicht leisten – sondern durch die Risikoaufschläge würden sich auch die Gebotswerte und letztlich die aus Steuermitteln finanzierten EEG-Förderkosten erhöhen. Wie bereits auf Seite 8 ausgeführt, würde eine Erhöhung der Fremdkapitalzinsen um ein Prozent die Stromgestehungskosten um etwa fünf Prozent erhöhen.¹⁰ In der Konsequenz könnten die durch die dynamischen Einspeiseentgelte ansteigenden EEG-Förderkosten die wegen vermiedener Netzengpässe eingesparten Engpassmanagementkosten deutlich übersteigen. Im Ergebnis entstünden somit volkswirtschaftliche Wohlfahrtsverluste.

4.3.4 Unzureichende Prognosegüte von Netzengpässen

Der BWE verweist an dieser Stelle auf die Stellungnahme der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu dynamischen Netzentgelten.¹¹ Die ÜNB stellen darin grundsätzlich in Frage, ob die Prognose von Netzengpässen in einem von fluktuierenden Erzeugern geprägten Stromsystem vor dem Day-Ahead-Marktschluss für den Folgetag ausreichend präzise sein kann. Vielmehr drohen sogar gegenläufige Fehlanreize, die Netzengpässe verschärfen könnten. Die ÜNB müssten das dyn. ENE vor dem Clearing des Day-Ahead-Marktes, also ohne Kenntnisse der tatsächlichen Marktgeschehnisse, vornehmen und stattdessen auf ihren kontinuierlichen Week-Ahead-Planning-Process (WAPP) und eine Schätzung des Marktgeschehens zurückgreifen. Dieser Prozess generiere systemimmanente Prognoseunsicherheiten. Hinzu kommt die systemimmanente kurzfristige Prognoseunschärfe in einem dargebotsabhängigen Stromsystem, die im Jahr 2030 zu Prognoseabweichungen von bis zu 14 bis 17 GW führen könnte.

Abgesehen von den potenziellen Auswirkungen auf die Systemstabilität können starke und teure Fehlanreize entstehen: Wird die Höhe oder Menge des Netzengpasses überschätzt bzw. die Preissensitivität unterschätzt, könnten zu viele Marktakteure auf das Preissignal reagieren. Dies wäre nicht nur volkswirtschaftlich, sondern auch energie- und klimapolitisch ineffizient, da die weiterhin bestehende Stromnachfrage in der Regel durch teurere konventionelle Kraftwerke jenseits des Engpasses gedeckt wird.

Eine Unterschätzung des Engpasses beziehungsweise Überschätzung der Preissensitivität könnte dazu führen, dass keine oder zu wenige Akteure auf das Preissignal reagieren und der Netzengpass und die entstandenen Engpassmanagementkosten, gegebenenfalls in abgeschwächter Form, bestehen blieben.

¹⁰ [Deutsche Windguard \(2025\): Kostensituation der Windenergie an Land Stand 2025](#), S. 41f.

¹¹ 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2026): Dynamische Netzentgeltkomponente. Konsultationsbeitrag der 4ÜNB zum Sachstandpapier der BNetzA.

Der BWE bezweifelt, dass die erhebliche Verletzung des Vertrauensschutzes sowie die Steigerung bei den EEG-Förderkosten und Strompreisen noch im Verhältnis zu der geringen, auf diese Weise erzielbaren Reduktion der Engpassmanagementkosten stehen.

4.3.5 Unscharfe Preissensitivität bei der Reaktion auf ein dynamisches Einspeiseentgelt

Das Preissignal des dynamischen Netzentgelts müsste vor der Schließung der Day-Ahead-Marktes bekannt werden, da Direktvermarkter und Anlagenbetreiber ansonsten bereits Lieferverpflichtungen für die vermarkteten Strommengen geschlossen haben. Netzengpässe im Übertragungsnetz, die für die Erhebung dynamischer Entgelte maßgeblich sind, werden eher von Windenergieanlagen als von PV-Anlagen ausgelöst und korrelieren daher weniger stark mit niedrigen oder negativen Strompreisen. Das dynamische Einspeiseentgelt für Anlagen vor dem Engpass müsste größer sein als der zu erwartende Erlös, um eine engpassentschärfende Abregelung der Anlage anzureizen. In der Praxis ist diese Einsatzentscheidung keineswegs trivial, sondern mit systematischen Unsicherheiten behaftet.

Die Erlöserwartungen des Anlagenbetreibers setzen sich aus der Summe von Markterlös und ggf. Marktprämie zusammen. Vorausgesetzt, das ENE wird rechtzeitig festgesetzt und kommuniziert und der Markterlös ist Day-Ahead kalkulierbar, kann weiterhin die anlagenspezifische Marktprämie (Monatsmarktwert) nur ex-post ermittelt werden, wenn nachträglich klar wird, welchen Wert die durchschnittliche von dieser Windenergieanlage erzeugte Kilowattstunde hatte, also welcher Ertrag zu welchem Strompreis erbracht wurde. Der anlagenspezifische Marktwert entscheidet über die Reaktion des Direktvermarkters auf das dynamische Netzentgelt. Dieser kann vom durchschnittlichen Marktwert des Direktvermarkter-Portfolios um bis zu +/- 8 €/MWh abweichen, je nach Anlagentyp, Standort und Optimierung der Direktvermarktung. Daraus ergibt sich eine Unschärfe der projektspezifischen Marktwertdifferenzen von 1,6 ct/kWh.

Insgesamt ist der Unschärfe-Korridor von 1,6 ct/kWh in vielen Fällen größer als die Differenz der anzulegenden Werte einzelner Windenergieanlagen. Der niedrigste bezuschlagte Gebotswert der letzten Jahre lag im Februar 2025 bei 5,62 ct/kWh, der höchste zulässige Höchstwert für Gebote seit der Einführung der EEG-Ausschreibungen bei 7,35 ct/kWh. Die anzulegenden Werte nahezu aller bezuschlagten Gebote zwischen 2019 und 2026, welche sich auf circa 50 GW belaufen, liegen innerhalb des Schwankungsbereichs der projektspezifischen Marktwerte. Selbst wenn sich diese 50 GW auf 22 Netzzonen verteilen würden, würde deutlich werden, dass eine präzise Reaktion auf das Preissignal praktisch unmöglich ist und entweder eine Über- oder Unterreaktion drohen würde. Im Falle einer Überreaktion würde zu viel Grünstrom abgeregelt und die fehlende Erzeugung müsste ggf. über teure Reservekraftwerke gedeckt werden. Diese Kosten könnten die Einsparung von Engpassmanagementkosten übersteigen. Im Falle einer Unterreaktion würde das dynamische Einspeiseentgelt seine engpassentschärfende Wirkung verfehlen. Der geringe Beitrag zur Finanzierungskomponente im Rahmen der Engpassmanagementkosten würde also durch aufgrund einer unverhältnismäßigen Verunsicherung zulasten der Erzeugerbranche erfolgen. Dies gilt im besonderen Maße, wenn der Vertrauensschutz nicht gewährleistet würde.

4.3.6 Diskriminierungsfreie Umsetzung der dynamischen Netzentgelte

Im folgenden Abschnitt wird angenommen, dass sowohl die Herausforderungen der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber als auch die Unschärfe des Marktwerts nicht auftreten würden.

Direktvermarkter könnten in diesem Gedankenspiel also perfekt auf das Preissignal der dynamischen Einspeiseentgelte reagieren.

In Deutschland sind rund 50 Akteure in der Direktvermarktung der Windenergie an Land aktiv. Die größten zehn Direktvermarkter konzentrieren rund 60 Prozent der deutschen Windkapazitäten auf sich.

Angenommen, zur Beseitigung eines Netzengpasses im Übertragungsnetz müsste das dynamische Einspeiseentgelt einen negativen Anreiz für 250 MW Einspeisung setzen. Das entspricht etwa drei Prozent der installierten Windleistung in Schleswig-Holstein. Je nach Zuschnitt der Netzzonen würde das entsprechende Preissignal allerdings an Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von über 10.000 MW Leistung gesendet. Direktvermarkter müssten nun diskriminierungsfrei entscheiden, welche Anlagen abgeregelt werden. Neben dem oben beschriebenen Problem der ungewissen anlagenspezifischen Marktwerte liefe der Direktvermarkter nun Gefahr, eine diskriminierende Entscheidung mit massiven finanziellen Auswirkungen auf die Anlagenbetreiber zu fällen. Während Anlagenbetreiber A einspeisen könnte und vergütet werden würde, ginge Anlagenbetreiber B leer aus.

Der BWE befürchtet, dass diese rechtliche Unsicherheit regelmäßig zu aufwendigen Rechtsstreitigkeiten führen würde. Zudem könnte der Direktvermarkter nicht beurteilen, welchen physikalischen Einfluss die Abregelung einer bestimmten Anlage auf den Netzengpass hätte. Bei der groben räumlichen Aufteilung in 22 Zonen wären volkswirtschaftlich ineffiziente Entscheidungen systemimmanent.

4.3.7 Fragen der Bundesnetzagentur

Der BWE lehnt die Einführung von dynamischen Netzentgelten für Einspeiser insgesamt deutlich ab.

Die beschriebenen Herausforderungen adressieren auch bereits die von der BNetzA im Orientierungspunkte-Papier formulierten Fragen oder stellen die zugrundeliegenden Annahmen infrage.

4.4 Baukostenzuschüsse (BKZ) mit Finanzierungs- und Anreizfunktion

4.4.1 Ausführungen der Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur spricht sich für die Einführung eines Baukostenzuschusses (BKZ) für Einspeiser als komplementäres Lenkungs- und Finanzierungsinstrument zur Anreizkomponente (dynamisches Netzentgelt) aus. Laut der Bundesnetzagentur könnte der Kapazitätspreis obsolet werden, sofern der BKZ zeitnah eingeführt werden würde und seine Finanzierungskomponente vergleichbare Effekte entfaltet.

Unter BKZ versteht die BNetzA die einmalige, im Zuge der Anschlusserrstellung und -erweiterung anfallende Zahlung des Anschlussnehmers an den Anschlussnetzbetreiber. Dieser kann regional und nach Netzebene differenziert werden. Gleichwohl die konkrete Ausgestaltung eines BKZ von entscheidender Bedeutung für dessen Diskussion ist, trifft die BNetzA in ihrem Papier keine Aussage zur Ausgestaltung. Der BKZ solle sich grundsätzlich an der vertraglich vereinbarten Netzanschlussleistung (analog zum Kapazitätspreis) bemessen und könnte folglich durch Abschluss von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen (FCA), die mit einer temporären oder dauerhaften Wirkleistungsbegrenzung einhergehen können, reduziert werden.

BKZ würden als Beitrag zur teilweisen Deckung der Kosten für die Erstellung oder Verstärkung des Netzes, genauer gesagt für die Erstellung oder Verstärkung der örtlichen Verteileranlagen inklusive

Transformatorstationen, betrachtet. Die BNetzA erkennt in ihrem Diskussionspapier aus Mai 2025 den Widerspruch zu § 17 EEG an, wonach der Netzbetreiber diese Kosten zu tragen hat. **Für die Einführung von BKZ müsste daher zunächst der Gesetzgeber tätig werden.** Die Bundesregierung hat diese Absicht bereits in ihrem Koalitionsvertrag festgehalten. Im kürzlich bekannt gewordenen Leak zum Entwurf des sog. Netzpakets wird diese Absicht weiterverfolgt. Der BWE bittet die Bundesregierung und die Bundesnetzagentur an dieser Stelle um die gemeinsame Koordination zur möglichen Einführung dieses Instruments, um Praxisunsicherheiten und die Schaffung doppelter Mechanismen zu vermeiden.

4.4.2 Bewertung und Ausgestaltungsvorschläge des BWE

Der BWE begrüßt ausdrücklich, dass BKZ nur für neue Anlagen diskutiert werden. Grundsätzlich stellen BKZ - wie auch ENE - eine finanzielle Mehrbelastung für EE-Projekte dar, die im EEG-Fördermechanismus durch höhere Gebote und gegebenenfalls eine Erhöhung der Höchstwerte abgebildet werden müsste, um den Abbruch des systemdienlichen und auch politisch gewollten Wind-Zubaus zu verhindern. **Die Höhe der BKZ sollte zwischen Technologien differenzieren, um einen systemdienlichen Zubau im Sinne der Anreizfunktion anzureizen.**

Im Vergleich zu ENE erscheinen BKZ als weniger komplex und deutlich planbarer, da sie einmalig beim Netzanschluss oder der Inbetriebnahme anfallen. Die Planbarkeit der Kosten ist für Projektierer, Investoren und finanzierende Banken von zentraler Bedeutung. Der BKZ sollte dem Projektierer daher frühzeitig bekannt sein und sollte erst zum Zeitpunkt des Netzanschlusses bzw. mit der Inbetriebnahme fällig werden, um die Liquidität aus Fremdkapitalmitteln sicherzustellen. Eine Verwendung des BKZ als Reservierungsgebühr ist aufgrund der marktverzerrenden Effekte abzulehnen. –

Die Bemessung an der vertraglich vereinbarten Netzanschlussleistung ist für den Netzausbaubedarf maßgeblich und somit kostenreflexiv. Der BKZ sollte darüber hinaus regional und nach Technologieart differenziert werden. Eine Möglichkeit dies zu erreichen, Planbarkeit hoch und Komplexität gering zu halten wäre die Typisierung von Einspeiseanlagen und Netzgebieten. Je nach guter oder schlechter Komplementarität von (typisierter) Einspeisung einer Anlage und (typisierter) bestehender Netzauslastung könnten BKZ positive oder negative Anreize zur Ansiedlung von Anlagen in einem bestehenden Netzgebiet setzen.

Durch eine Ausgestaltung von BKZ auf diese Weise könnte ein systemischer Anreiz, Wind- und PV-Anlagen bundesweit gleichmäßig zuzubauen und durch Flexibilitäten bzw. dargebotsunabhängige Technologien zu ergänzen gesetzt werden.

Einschränkend ist darauf hinzuweisen, dass der durch BKZ gesetzte Anreiz den Rahmen der bestehenden Steuerungsinstrumente (Flächenausweisung, Standortgüte und Referenzertragsmodell) nur ergänzen, nicht ersetzen kann. Die Höhe ist somit maßvoll auszugestalten, so dass über die leichte Verschiebung der Wirtschaftlichkeit gewisser Standorte eine Wirkung erzielt wird, aber nicht alle anderen Instrumente wirkungslos gemacht werden. Insbesondere wenn Windenergie(beschleunigungs-)gebiete aufgrund eines dort geltenden übermäßigen BKZ dauerhaft keine Umsetzungswahrscheinlichkeit für Windenergieprojekte mehr böten, ist ihr rechtlicher Status in Gefahr, womit ab 2032 in einem ungünstigen Fall die allgemeine Außenbereichsprivilegierung der Windenergie im gesamten betroffenen Bundesland erfolgen würde. Auch ist das Gesamtkontingent der Flächenziele so berechnet, dass nicht nennenswerte Anteile dauerhaft aufgrund einer zusätzlichen Regulierung wie die der Netzentgelte für die Windenergie unerreichbar werden könnten, ohne dass die Verfehlung der

Dekarbonisierungsziele droht. Eine maßvolle Ausgestaltung, etwa durch eine Deckelung von BKZ ist daher anzustreben, sollten sie eingeführt werden.

Durch eine systemdienliche Allokation von Anlagen und die dadurch verstetigte Einspeisung wird der Netzausbaubedarf und auch der Bedarf an Systemdienstleistungen und Redispatch reduziert. Die rechtliche Vorgabe der Diskriminierungsfreiheit sollte dies nicht verletzen, solange die BKZ nicht gänzlich losgelöst vom Verhältnis der typisierten verursachten Kosten festgelegt werden (Kostenorientiertheit). Die BNetzA selbst möchte im Kontext der Kostenreflexivität zwischen Netznutzergruppen unterscheiden, wie sie im Diskussionspapier im Mai 2025 dargestellt hat. Eine weitere Ausgestaltungsmöglichkeit zur reinen Differenzierung nach Technologiearten besteht für die Windenergie an Land in einer systemdienlichen Bepreisung der Flächenleistung der Anlage. Anlagen mit geringerer Flächenleistung (kleinerer Generator im Verhältnis zur Rotorfläche) haben mehr Vollastsunden, also weniger spitze Einspeisespitzen und können daher im Verhältnis zu Anlagen mit höherer Flächenleistung als netzdienlicher gelten.

Ein weiterer Vorteil ergibt sich aus der Möglichkeit, den BKZ als Lenkungsinstrument für Netzananschlusskapazitäten zu gestalten. Ein „negativer BKZ“ für Bestandsanlagen, also eine Einmalzahlung des Anschlusspetenten an den Betreiber der Bestandsanlage, könnte die Freigabe von ungenutzten oder unwirtschaftlichen Netzananschlusskapazitäten anregen. Eine Reduzierung vorhandener Anschlussleistung der Bestandsanlage könnte etwa im Rahmen einer flexiblen Netzananschlussvereinbarung erfolgen. Dadurch würden belegte, aber nicht hinreichend effizient genutzte Netzananschlusskapazität aktiviert und für den Zubau erneuerbarer Energien freigesetzt. Dieser Ansatz dürfte durch die Entwicklung negativer Strompreisstunden insbesondere für PV-Projekte, aber auch für hybride Wind-Speicher-Kombinationen wirtschaftlich interessant und systemdienlich sein.

Der BKZ kann die örtliche und zeitliche Auslastung des Netzes nicht abbilden und insofern keine systemdienliche Anreizwirkung auf die Betriebsweise entfalten, beispielsweise zur Reduktion von Netzengpässen. Die Standortwahl könnte durch einen technologiespezifischen BKZ im engen Korsett der Flächenausweisung und des Referenzertragsmodells angereizt werden. So könnte in PV-dominanten Netzgebieten ein geringer BKZ für Windenergieanlagen und Speicher und ein hoher BKZ für PV-Anlagen erhoben werden, um die komplementäre Überbauung von Netzverknüpfungspunkten und Netzsträngen anzureizen.

Erwiesenermaßen netzdienliche und netzneutrale Anlagendesigns sollen grundsätzlich keine BKZ zahlen müssen. Bei Kleinanlagen besteht die Gefahr, dass die Bürokratischen Folgekosten die Einnahmen aus BKZ übersteigen könnten. Es gilt also, Komplexität zu reduzieren und die Akteursvielfalt zu wahren. Aus diesem Grund sollte eine systemdienliche Freigrenze eingeführt werden, bis zu welcher kein BKZ fällig wird.

Gerade für kleinere Akteure wie Bürgerenergiegesellschaften oder Energiegenossenschaften kann ein hoher, vorab zu zahlender BKZ zu Liquiditätsengpässen führen. Der BWE hält es deshalb für zwingend erforderlich, dass der zu zahlende BKZ vor der Teilnahme an der EEG-Ausschreibung transparent feststeht, jedoch erst nach Zuschlagserhalt und möglichst bei Inbetriebnahme fällig wird – also in dem Moment, in dem der Projektierer tatsächlich auf das Fremdkapital zugreifen kann (siehe Kapitel 2.3).

Insbesondere für Bürgerenergieprojekte ist es erforderlich, dass der BKZ jährlich über die gesamte Laufzeit abgezahlt werden würde. Dadurch entstünde zudem eine langfristige Stabilität des Energiepreinsniveaus anstatt einer kurzfristigen Senkung der Netzentgelte. Dies hat Vorteile für die

Akteursvielfalt, das System und auch für die Wirtschaft. Insbesondere größere Industrieinvestitionen und weitere energieintensive Verbraucher hängen schließlich von langfristigen Strom- und Energiepreiserwartungen ab.

Zudem sind Bürgerenergiegesellschaften durch die gesetzlichen Anforderungen an die Wohnsitze der Anteilseigner (§ 15 lit. b) EEG) an ganz konkrete räumliche Anforderungen gebunden und somit von vornherein und gänzlich nicht in der Lage, auf einen Standortanreiz zu reagieren. Dies rechtfertigt mit Blick auf die hier besprochene mögliche Anreizfunktion von BKZ, sie von einer entsprechenden Belastung mit BKZ auszunehmen. Mit Blick auf die mögliche Finanzierungswirkung des BKZ, welche aufgrund der Möglichkeit übermäßiger, systemwidrig-prohibitiver BKZ ohnehin nur eine Nebenrolle spielen sollte, und die besonderen Finanzierungsbedingungen von Bürgerenergiegesellschaften, ist auch insofern zumindest eine Deckelung von BKZ auf niedrigem Niveau und die Gewährung einer Ratenzahlung zu fordern.

Abschließend weisen wir darauf hin, dass BKZ nicht, wie aktuell beim Zubau von Großbatteriespeichern, zur Reservierung eines Netzanschlusses genutzt werden sollten, da auf diese Weise ebenfalls kleinere, weniger liquide Akteure aus dem Markt gedrängt werden würden.

5 Zusammenfassung: Bestandsschutz und Planbarkeit

Der BWE teilt die Zielsetzung der Bundesnetzagentur, die großen, für die Systemumstellung der Energieversorgung notwendigen Kostenbedarfe so effizient wie möglich zu gestalten. Die Netzentgeltreform sollte daher systemdienliche Anreize setzen, ohne den Vertrauensschutz von Bestandsanlagen und Projekten in der Planungsphase zu gefährden und durch volatile Entgeltkomponenten vermeidbare Finanzierungsunsicherheit zu schaffen.

Artikel 18 Abs. 2 EBM-VO gibt vor, dass die Netzentgeltsystematik den EE-Ausbau und die nationalen Klimaschutz- und Energieziele unterstützen muss. Die BNetzA hat diesen Vorgaben zu entsprechen. Konkret darf die zukünftige Netzentgeltsystematik keine prohibitiven Anreize entfalten, die den unverzüglichen und vorrangigen Netzanschluss nach § 8 EEG de facto aushebeln. So bieten windstarke Standorte in netzschwachen Regionen große Flexibilitätspotenziale. Der Zubau an windschwachen Standorten geht durch das Referenzertragsmodell andererseits mit einer Erhöhung der EEG-Fördermenge einher. **Die Unterscheidung zwischen Bestands- und Neuanlagen sowie zwischen unterschiedlichen Technologien ist mit dem Diskriminierungsverbot vereinbar und geboten.**

Die Netzentgeltreform wird sowohl eine Finanzierungs- als auch eine Anreizfunktion erfüllen. Die Frage der Zielsetzung ist eine Frage der Priorisierung. Aus Sicht der Windbranche müssen bei einer Kostenbeteiligung von Einspeisern der Bestandsschutz, die Planbarkeit der Kosten sowie deren Wälzbarkeit (Anpassung der Höchstwerte) für das Erreichen der politisch gewollten Energie- und Klimaschutzziele gewährleistet werden. Die Planbarkeit ist gewährleistet, wenn die Mehrkosten für Einspeiser zum Zeitpunkt der Wirtschaftlichkeitsberechnung, also vor der Teilnahme an der Ausschreibung, feststehen und zumindest für den Zeitraum der EEG-Förderung festgeschrieben sind.

Die abgesicherte Plan- und Finanzierbarkeit haben jedoch einen Preis: mangelnde Flexibilität und Pfadabhängigkeiten. Die anstehende Überarbeitung des EEG und der einzuführende Claw-back-Mechanismus sowie die Diskussionen um den Redispatchvorbehalt bedeuten bereits jetzt signifikante Finanzierungsunsicherheiten für die Branche. Diese könnten sich negativ auf den künftigen Ausbau der

erneuerbaren Energien auswirken. Weitere Unsicherheit durch den AgNes-Prozess ist vor dem Hintergrund der gelingenden Energiewende unbedingt zu vermeiden. Ein hoher Grad an Abstimmung zwischen den verschiedenen, sich überlagernden Reformvorhaben ist erforderlich.

Die Netzentgeltreform sollte primär eine Anreizfunktion erfüllen. Der BWE bezieht sich hierbei explizit auf die Dimensionierung von WEA-Generatoren und PV-Netzanschlüssen und die Möglichkeit gebietskompatible Ansiedlung von Einspeiseanlagen anzureizen, auch wenn durch die Flächenausweisung und das Referenzertragsmodell, gerade für die Windenergie bereits eine stark eingeschränkte Steuerung des Zubaus vorhanden ist. Es bestehen außerdem erhebliche Zweifel, dass die Bepreisung von Netzengpässen durch dynamische Einspeiseentgelte die mit ihr verbundenen Risiken im Fall von Einspeisern durch systemische Vorteile annähernd aufwiegen könnte. Es gilt vielmehr, die Gesamtsystemkosten zu senken, bevor diese umverteilt werden.

Insgesamt scheint dafür ein regionaler und technologiespezifischer Baukostenzuschuss am ehesten geeignet. Ein sinnvoll ausgestalteter BKZ kann systemdienliche Anreize zur Überbauung von Netzverknüpfungspunkten und von Flexibilitäten bis hin zur Freigabe bestehender Netzanschlusskapazitäten setzen. Dies wäre nicht nur kostenreflexiv, sondern auch im Einklang mit dem unionsrechtlichen Diskriminierungsverbot sowie der Zielsetzung der Netzentgeltsystematik, die sowohl intern durch die BNetzA selbst als auch extern durch die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung der EU festgelegt wurde.

Der BWE lehnt die Einführung von dynamischen Einspeiseentgelten entschieden ab. Jegliche Volatilität des ENE geht aus den oben genannten Gründen mit einer massiven Verschlechterung der Kostenplanbarkeit einher. Dieses Finanzierungsrisiko gilt es aus Sicht der Windbranche unbedingt zu vermeiden. Darüber hinaus stehen die unzureichende Day-Ahead-Prognosegüte der Übertragungsnetzbetreiber, die Unschärfe in der Direktvermarktung und die geringe Spreizung der anzulegenden Werte sowie die absehbaren Schwierigkeiten einer diskriminierungsfreien Umsetzung der Einführung von dyn. ENE entgegen.

Der BWE ist skeptisch, ob die Einführung des Kapazitätspreises einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Betrachtung standhält. Ein für den Förderzeitraum festgelegter Kapazitätspreis für Neuanlagen unter Berücksichtigung einer angemessenen Übergangsfrist könnte zu einer Verbreiterung der Kostenträgerbasis führen. Diese wird von der BNetzA als positiver Wert vorausgesetzt, kann jedoch nicht den Rechtsstatus einer erforderlichen Eigenschaft einer Netzentgeltsystematik beanspruchen. Anderes gilt gem. des bereits erwähnten Art. 18 Abs. 2 EBM-VO für die Integration erneuerbarer Energien, die Förderung effizienter und zeitnaher Investitionen und die Verwirklichung der nationalen Energie- und Klimaziele. An der Förderung dieser Zwecke wird sich die Netzentgeltsystematik daher messen lassen müssen.

Der Vertrauensschutz sollte unbedingt für alle Bestandsanlagen gewahrt werden – unabhängig von der Teilnahme an Ausschreibungen. Angesichts des Ausschreibungswettbewerbs und der angespannten Wirtschaftlichkeit von EE-Projekten ist mit einer nahezu vollständigen Wälzung des KP auf die Stromgestehungskosten zu rechnen. Aufgrund der Teuerung durch Risikoaufschläge bei schwankenden KP, könnte sich dies negativ auf den Industriestandort Deutschland und die Belastung der steuerzahlenden Stromkunden auswirken. **Die Wirkweise eines festen KP, sollte dieser überhaupt zur Debatte stehen, und eines BKZ könnten je nach Ausgestaltung sehr ähnlich sein. Daher sollte aus Sicht des BWE maximal eines der beiden Instrumente eingeführt werden.**

Unabhängig vom AgNes-Prozess fordert der BWE die zügige Digitalisierung der Netze und eine Verbesserung der Netztransparenz. Die notwendigen Informationen müssten Netzbetreiber für die Erhebung regional differenzierter ENE/BKZ ohnehin erheben und als Preissignal veröffentlichen. Die technologiescharfe Bereitstellung der vergebenen, verfügbaren und geplanten Netzanschlusskapazitäten kann die Energiewende ganz ohne Bürokratie und Mehrkosten beschleunigen und Netzbetreiber wie auch Anschlusspetenten entlasten. Zuletzt können Systemkosten durch den Abbau von Flexibilitätshemmnissen und die flächendeckende Umsetzung von Überbauungsprojekten gesenkt werden.

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

iStock/Maarten Zeelandar

Haftungsausschluss

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen. Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Der Bundesverband WindEnergie e. V. ist ebenso als registrierter Interessenvertreter im Transparenzregister der Europäischen Union unter der Registernummer REG 554370792670-41 eingetragen. Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Autor und Ansprechpartner

Hannes Moser | Justiziar | h.moser@wind-energie.de
Tristan Stengel | Fachreferent Netze | t.stengel@wind-energie.de

Beteiligte Gremien

Gesamtvorstand
Arbeitskreis Netze
Arbeitskreis Energiepolitik
Arbeitskreis Direktvermarktung
Betreiberbeirat
Betriebsführerbeirat
Bürgerwindbeirat
JurAG Netze
JurAG Unternehmensjurist*innen
Finanziererbeirat
Planerbeirat

Datum

27. März 2026