

## Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes)

BWE-Stellungnahme zur Konsultation des Diskussionspapiers der  
Bundesnetzagentur vom 12.05.2025

Juni  
2025



## Inhalt

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Die Netzentgeltreform der Bundesnetzagentur .....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Positionierung des BWE .....</b>	<b>5</b>
3.1	Grundsätzliche Einordnung.....	5
3.2	Einspeisenentgelte (ENE) .....	6
3.3	Baukostenzuschüsse (BKZ).....	6
3.4	Speicharentgelte.....	7
3.5	Dynamische Netzentgelte.....	8

## 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, und aktuelle 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. Dieses Fundament darf auch im Zuge der anstehenden Netzentgeltreform nicht in Frage gestellt werden.

Gleichzeitig ist klar: Die Energiewende und die Dekarbonisierung der Industrie erfordern einen ambitionierten Ausbau sowie die umfassende Ertüchtigung der Verteil- und Übertragungsnetze. Ein unzureichender Netzausbau führt bereits heute zu Verzögerungen und verhindert zunehmend den Anschluss neuer Erneuerbare-Energien-Anlagen. Der aktuelle Netzausbaubedarf ergibt sich dabei vorrangig aus der Integration dezentraler EE-Anlagen – künftig werden auch die Elektrifizierung der Industrie, der Ausbau der Elektromobilität und die Wärmewende auf funktionierende Netzinfrastrukturen angewiesen sein.

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: etwa durch dynamische, verbraucherseitige Netzentgelte, die frühzeitige Integration ausgewiesener EE-Flächen in die Netzplanung, die Überbauung bestehender Netzverknüpfungspunkte sowie durch gezielte Anreize für Flexibilität.

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur die Rahmenfestlegung für eine neue allgemeine Netzentgeltsystematik (AgNes) angestoßen. Der Bundesverband Windenergie bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme und legt im Folgenden seine Argumente dar.

## 2 Die Netzentgeltreform der Bundesnetzagentur

In der geltenden Systematik sind Netzbetreiber für die Ertüchtigung und den Ausbau des Netzes und die Integration von Erneuerbare-Energien-Anlagen in das Stromnetz verantwortlich. Die entstandenen Netzkosten werden von der Bundesnetzagentur (BNetzA) überprüft und vom Letztverbraucher durch Netzentgelte refinanziert. Die bisherige Regulierung durch die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) läuft zum 31. Dezember 2028 aus. Bis dahin braucht es eine zukunftssichere Nachfolgeregelung. Der Europäische Gerichtshof gesteht den nationalen Regulierungsbehörden durch sein Urteil vom 2. September 2021 klar die Festlegungskompetenz für die Überarbeitung der Netzentgeltsystematik zu. Diesen Prozess hat die BNetzA mit dem Diskussionspapier zur Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom nun frühzeitig angestoßen.

Die BNetzA definiert in ihrem Diskussionspapier vier Zieldimensionen, denen das zukünftige Instrumentarium genügen müsse: Kostenorientierung (Deckung der Netzkosten), Umsetzbarkeit, Finanzierungsbeteiligung (Kostenreflexivität und Kostentragfähigkeit) und Anreizfunktion (Kosteneffizienz). Dabei werden ergebnisoffen verschiedene Optionen zur Umverteilung der Netzkosten auf Stromerzeuger beziehungsweise -einspeiser diskutiert sowie Instrumente zur Anreizregulierung und Vereinfachung der Systematik: Einspeiseentgelte (ENE), Baukostenzuschüsse (BKZ), Speicherentgelte, dynamische Netzentgelte und bundeseinheitliche Netzentgelte auf Verteilnetzebene.

Dabei identifiziert die BNetzA die Spannungsfelder zwischen diesen Zielen, so zwischen der Kostendeckung und Kostenreflexivität einerseits und der Kostentragfähigkeit andererseits. Aus Sicht der Windbranche und vor dem Hintergrund der diskutierten Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten betont der BWE die Notwendigkeit der Kostentragfähigkeit. Sowohl ENE als auch BKZ bedeuten für Projektierer und Anlagenbetreiber Mehrkosten, die sie in die Ausschreibungsgebote einpreisen werden. Dies führt unmittelbar zu einer Erhöhung der EEG-Fördermenge, die wiederum aus dem Bundeshaushalt und damit von Steuerzahler\*innen finanziert wird. Betreiber von Bestandsanlagen sind nicht in der Lage, Mehrkosten einzupreisen. Der Bestandsschutz ist daher unbedingt zu gewährleisten, um den Vertrauensschutz und die Investitionssicherheit nicht zu gefährden.

Aus dem Diskussionspapier der BNetzA geht hervor, dass der AgNes-Prozess in erster Linie eine Finanzierungsfunktion erfüllen sollte. Eine Beteiligung der Einspeiser leistet zweifelsohne einen Beitrag zur Finanzierung der Netzkosten und damit zur Reduktion der verbraucherseitig zu entrichtenden Netzentgelte. Gleichzeitig würde eine wie auch immer geartete Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten sich auf den EEG-Förderungsrahmen auswirken, was wiederum eine Mehrbelastung des Bundeshaushalts und eine Erhöhung des Strompreises zur Folge hat. Die avisierten Änderungen der Netzentgeltsystematik müssen vor diesem Hintergrund kritisch diskutiert werden und einer Kosten-Nutzen Abwägung standhalten. Die zukünftige Netzentgeltsystematik sollte die systemdienliche Nutzung von Strom hinter dem Netzverknüpfungspunkt, etwa durch die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten, die Direktbelieferung der Industrie sowie andere Flexibilitätsoptionen, nicht einschränken.

## 3 Positionierung des BWE

### 3.1 Grundsätzliche Einordnung

Der Bundesverband WindEnergie e.V. begrüßt den frühzeitigen und konstruktiven Prozess, den die BNetzA angestoßen hat. Mit dieser Stellungnahme will die Windbranche einen konstruktiven Beitrag zur wichtigen Debatte um die Netzentgeltsystematik der Zukunft leisten. Bei dem zweitägigen Expertenworkshop der Bundesnetzagentur Anfang Juni 2025 wurde deutlich, dass die Überarbeitung einer solch komplexen Systematik sorgfältig abgewogen werden muss. Je nach Ausgestaltung der einzelnen Instrumente ergeben sich verschiedene beabsichtigte und unbeabsichtigte Umverteilungseffekte und Anreize zur Netznutzung. In jedem Fall sollte am Ende des AgNes-Prozesses eine Netzentgeltsystematik stehen, die den EE-Zubau nicht ausbremst. AgNes bewegt sich aus Sicht des BWE in einem Zielkorridor, der im Einklang mit dem Gelingen der Energiewende steht.

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

- Das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) gibt vor, dass bis Ende 2027 und Ende 2032 1,4 beziehungsweise zwei Prozent der Fläche bundesweit für Windenergie an Land durch die Bundesländer ausgeschrieben werden muss.
- Darüber hinaus beeinflusst die lokale Windhöufigkeit entscheidend die Standortgüte und damit die Wirtschaftlichkeit von potenziellen Windenergieprojekten.
- Gleichzeitig schafft das Referenzertragsmodell nach § 36h EEG die Möglichkeit, Windenergieanlagen auch im windschwachen Süden Deutschlands zuzubauen.
- Durch den Zubau von Wind im Süden kann die Stromversorgung mit EE-Strom auch in den sonnenarmen Wintermonaten und Tageszeiten sichergestellt werden. Insgesamt muss weniger Windstrom von Norden nach Süden transportiert werden, was den notwendigen Ausbau des Höchstspannungsnetzes reduziert.

Kurzum: Der Handlungsspielraum für den weiteren Zubau von Windenergieanlagen an Land ist also durchaus beschränkt und nur begrenzt steuerbar.

Grundsätzlich kann jegliches Instrument zur Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten aus Sicht des BWE nur für neue Anlagen eingeführt werden. Wie bereits ausgeführt, können Betreiber von Bestandsanlagen, unabhängig von der sonstigen Ausgestaltung, Mehrkosten nicht über den Strompreis wälzen. Einerseits können die Zuschläge aus den Ausschreibungen nicht nachträglich angepasst werden und andererseits sind Windenergieanlagen im aktuellen Strommarktdesign (Merit-Order) auf absehbare Zeit nicht preissetzend. Die Kostenbeteiligung würde also vollkommen zulasten der Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen gehen. Windprojekte sind in der Regel durch Fremdkapital finanziert. Die Einführung von ENE und BKZ für Bestandsanlagen gefährdet also nicht nur die Wirtschaftlichkeit und Solvenz von Bestandsanlagen und getätigten Investitionen, sondern schreckt durch die gravierende Verletzung des Vertrauensschutzes zukünftige Investitionen ab. Das Resultat wäre im schlimmsten Fall ein deutlicher Einbruch des EE-Ausbaus und eine Gefährdung der Klimaziele. Dies kann nicht im Sinne der Netzentgeltreform sein. Die folgende Diskussion findet daher ausdrücklich und ausschließlich auf Grundlage des Bestandsschutzes statt, welche die BNetzA bisher nur für BKZ anerkennt.

### **3.2 Einspeisenentgelte (ENE)**

Die BNetzA diskutiert analog zu den verbrauchsseitigen Netzentgelten Einspeiseentgelte einzuführen. Gerade bei diesem Instrument kommt es zentral auf seine Ausgestaltung an.

Zuerst sollen variierende ENE betrachtet werden. Eine Varianz, also zeitliche Schwankung der ENE-Höhe kann aus Sicht des BWE nur in einem deutlich begrenzten Umfang stattfinden. Denn Windprojekte sind zu einem überwiegenden Teil auf Fremdkapitalinvestitionen angewiesen. Gerade diese Finanzierung setzt eine Planbarkeit der laufenden Kosten voraus. Ein uneingeschränkt volatiles ENE, beispielsweise auf Grundlage der jährlichen EE-Mehrkosten, ist mit großer Finanzierungsunsicherheit behaftet, die effektiv Windprojekte verhindern würde. Darüber hinaus merken wir an, dass die systemdienliche Kombination von Windenergieanlagen mit Windwärmespeichern, Elektrolyseuren oder anderen Flexibilitätsoptionen auch durch die vorhandene Fläche und die Größe des Anlagenparks limitiert wird und nicht für jedes Projekt realisierbar ist.

Für die Finanzierung wird also ein planbares ENE gebraucht. Praktisch kommt dies einer Deckelung der ENE zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung gleich, beispielsweise über den gesamten Zeitraum der EEG-Förderung. Würde man beispielsweise einen starren Kapazitätspreis mit einem begrenzt schwankenden Arbeitspreis je nach Netzzustand einführen, entstünde ein gedeckelter Preiskorridor, der in der Finanzierung und anschließend in der Ausschreibung abgebildet werden kann. Zu dieser Option gehört auch dazu, dass die Finanzierungsentscheidung unter der worst-case-Annahme, also des maximalen ENE, getroffen wird (Risikozuschlag). Sollten die tatsächlichen Netzkosten und entsprechend das ENE niedriger ausfallen, bedeutet dies Mehreinnahmen des Anlagenbetreibers, welche zulasten des Bundeshaushalts und damit der Steuerzahler\*innen gehen. Außerdem limitiert eine Deckelung des ENE im gleichen Maße dessen Steuerungswirkung. Aus diesen Gründen stehen dem potenziellen Nutzen von ENE im Verhältnis hohe Kosten und Risiken gegenüber. Diese gilt es in weiteren Diskussionen kritisch und konstruktiv zu durchleuchten.

### **3.3 Baukostenzuschüsse (BKZ)**

Unter BKZ versteht die BNetzA einmalige, im Zuge der Anschlusserrstellung und -erweiterung anfallende Zahlungen des Anschlussnehmers an den Anschlussnetzbetreiber. Dieser kann regional und nach Netzebene differenziert werden. Der BWE begrüßt ausdrücklich, dass BKZ nur für neue Anlagen diskutiert werden. BKZ erscheinen im Vergleich zu ENE, je nach Ausgestaltung, als weniger komplex und planbarer. Grundsätzlich stellen BKZ, wie auch ENE, eine finanzielle Mehrbelastung für EE-Projekte dar, die im EEG-Fördermechanismus abgebildet werden muss, um den Abbruch des systemdienlichen Wind-Zubaus zu verhindern.

Wie bereits ausgeführt ist die Standortwahl von Windenergieanlagen an Land durch die Flächenausweisung und die Standortgüte deutlich eingeschränkt. Inwiefern BKZ darüber hinaus eine systemdienliche Steuerung bei der Standortwahl von Neuanlagen anregen können, ist fraglich. In jedem Fall sollten BKZ nicht als prohibitives Instrument angewendet werden, um ertragsreiche Standorte in Netzgebieten mit hoher Erzeugungsleistung zu verhindern. Gerade hier bestehen große Potenziale für den Zubau von Flexibilitäten (Großbatteriespeicher, Elektrolyseure, etc.), die für das Gelingen der Energiewende und speziell die Dekarbonisierung des Verkehrs- und Wärmesektors volkswirtschaftlich effizient zu nutzen sind.

Darüber hinaus möchten wir den Beitrag von Projektierern betonen, die für den Netzanschluss immer höhere Infrastrukturausgaben, beispielsweise durch den Bau von Umspannwerken und Schaltfeldern, leisten. Dieser Beitrag sollte sich rabattierend in dem zu leistenden BKZ niederschlagen. Ebenfalls denkbar ist ein BKZ, der sich im Falle der Verzögerung des vereinbarten Netzanschlussdatums durch den Netzbetreiber reduziert. Dadurch könnte ein Anreiz zum beschleunigten Netzanschluss entstehen.

Abschließend weisen wir darauf hin, dass BKZ nicht, wie aktuell beim Zubau von Großbatteriespeichern, zur Reservierung eines Netzanschlusses genutzt werden, da auf diese Weise kleinere, weniger liquide Akteure aus dem Markt gedrängt werden würden. Ein BKZ sollte demnach erst bei der Fertigstellung des Netzanschlusses fällig werden, da die Finanzierung aus Fremdkapital zu diesem Zeitpunkt gewährleistet ist. Aus diesem Grund sollte auch diskutiert werden, ob BKZ auch auf die Betriebsdauer oder den Förderungszeitraum der Anlage aufgeteilt werden können. Dem Netzbetreiber entstünden so planbare, jährliche Einnahmen; und auf Seiten der Projektierer würde eine Schlechterstellung kleinerer Akteure wie etwa Bürgerenergiegesellschaften gegenüber großen Unternehmen sichergestellt.

### **3.4 Speicharentgelte**

Aus Sicht des BWE ist es folgerichtig, dass bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik nicht nur Einspeiser, sondern auch Speicher angemessen berücksichtigt werden. Sofern eine Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten eingeführt wird, muss diese auch für Speicher erfolgen. Speicher erfüllen im Stromsystem eine Sonderrolle, da sie eingespeicherte Energie abzüglich von Verlusten zeitlich versetzt in das Netz zurückspeisen, wodurch je nach Betriebsweise Netzengpässe reduziert werden können. Sollten Erzeuger künftig an den Netzkosten beteiligt werden, so müssen auch Speicheranlagen einbezogen werden, um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden. Gleichzeitig leisten systemdienliche Speicher wesentliche Beiträge zur Netzstabilität und Integration erneuerbarer Energien. Neben der Blindleistungsbereitstellung können insbesondere co-located Speicher Erzeugungsüberschüsse in Zeiten mit ausreichender Stromnachfrage verlagern. Großbatteriespeicher im Höchstspannungsnetz könnten durch ihre schnelle Steuerbarkeit Primärregelenergie für die Frequenzhaltung bereitstellen. Mittelfristig werden Batteriespeicher durch die Fortschritte bei der Forschung zu netzbildenden Umrichtern auch Momentanreserve bereitstellen können. Wenn die Netznutzung ein vermögenswertes Gut darstellt, muss auch die Bereitstellung dieser essenziellen Systemdienstleistungen finanziell und genehmigungsrechtlich angereizt und entlohnt werden, sodass der notwendige Speicherhochlauf nicht ausgebremst wird. Die Ausgestaltung dieser Anreize – insbesondere die rechtssichere Definition von „systemdienlichem Verhalten“ – bedarf einer vertieften Diskussion unter Einbeziehung aller relevanten Akteure.

### **3.5 Dynamische Netzentgelte**

Der BWE begrüßt die Einführung von dynamischen Netzentgelten ausdrücklich. Bei dem Expertenworkshop wurde das Spannungsfeld zwischen Umsetzbarkeit und Anreizwirkung identifiziert, welches die Granularität von dynamischen Netzentgelten bestimmt. Die technische Umsetzbarkeit hängt maßgeblich von der flächendeckenden Verfügbarkeit von Smart-Meter-Gateway (SMGW) ab. Die Einführung von dynamischen Netzentgelten könnte stufenweise erfolgen und sich am zu beschleunigenden SMGW-Rollout orientieren. Dabei ist es vorstellbar, anfänglich starre Zeitfenster in Abhängigkeit der Jahreszeit einzuführen und sukzessive volldynamische Netzentgelte einzuführen. Diese können einen starken Flexibilitätsanreiz zur Reduzierung von Netzengpässen bieten. Dafür ist eine ausreichende regionale Differenzierung unabdingbar, da der Netzengpass mitunter nicht nur im Übertragungsnetz zwischen Nord- und Süddeutschland, sondern auch in einem einspeise- oder lastdominierten lokalen Netzgebiet entstehen kann.

## Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.  
EUREF-Campus 16  
10829 Berlin  
030 21234121 0  
info@wind-energie.de  
[www.wind-energie.de](http://www.wind-energie.de)  
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

### Foto

iStock, acilo

### 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

Tristan Stengel | Fachreferent Netze | [t.stengel@wind-energie.de](mailto:t.stengel@wind-energie.de)

### Beteiligte Gremien

Gesamtvorstand  
Arbeitskreis Netze  
Arbeitskreis Energiepolitik  
Betreiberbeirat  
Betriebsführerbeirat  
Planerbeirat

### Datum

30. Juni 2025