ENERTRAG
Eine Energie voraus

Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA

GBK-25-01-1#3

ENERTRAG SE

27. März 2026

Zunächst bedanken wir uns bei der BNetzA für die Bemühungen, die Branche im AgNes-Verfahren umfassend einzubinden, für die frühzeitige Möglichkeit zur Stellungnahme sowie für die transparente Kommunikation während des gesamten Verfahrens. In diesem Dokument legen wir unsere Position zu den Vorschlägen der BNetzA bzgl. Einspeisenetzentgelten dar und stehen gerne für einen vertieften fachlichen Austausch zu den jeweiligen Themen zur Verfügung.

1 Zusammenfassung

Die Einführung von Netzentgelten über eine Finanzierungskomponente in Form von **Arbeits- oder Kapazitätspreisen** für Einspeiser ist grundsätzlich kritisch zu sehen. Zwar mag eine Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten auf den ersten Blick sachgerecht erscheinen, insgesamt überwiegen jedoch die negativen Effekte in Form höherer Systemkosten, zusätzlicher Komplexität, erhöhter Investitionsunsicherheit sowie potenzieller Marktverzerrungen (vgl. Kapitel 2).

Regional differenzierte **Baukostenzuschüsse** (BKZ) erachten wir als grundsätzlich geeignet, um gezielte Anreize für eine effiziente Nutzung bestehender Netzkapazitäten zu setzen (vgl. Kapitel 3.1).

Hingegen stellt die Einführung **dynamischer Arbeitspreise** für dargebotsabhängige EE-Anlagen ein erhebliches Investitionshemmnis dar und birgt das Risiko, den Ausbau erneuerbarer Energien und damit die Energiewende deutlich zu beeinträchtigen (vgl. Kapitel 3.2).

Der **Vertrauensschutz** muss gewährleistet bleiben: Die neue Netzentgeltsystematik sollte ausschließlich für neue Investitionsentscheidungen gelten, da eine rückwirkende Anwendung die Wirtschaftlichkeitsgrundlagen bestehender Anlagen untergräbt und Investitionsanreize deutlich schwächt (vgl. Kapitel 4).

Grundsätzlich sollte die Netzentgeltsystematik konsequent auf eine **technologieneutrale Abrechnung am Netzanschlusspunkt** ausgerichtet sein, um maximale Wohlfahrtseffekte sowie eine netz- und systemdienliche Weiterentwicklung des Energiesystems zu ermöglichen. Dabei muss die fortschreitende Integration erneuerbarer Energien stets im Vordergrund stehen (vgl. Kapitel 5).

2 Einspeise-Netzentgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion

2.1 Jährlicher Kapazitätspreis

Die Einführung eines Kapazitätspreises für Einspeiser lehnen wir grundsätzlich nicht ab. Entscheidend ist jedoch eine Ausgestaltung, die negative Investitionsanreize sowie steigende Kapitalkosten für erneuerbare Energien vermeidet.

Zentraler Kritikpunkt ist die fehlende langfristige Planbarkeit des Preisniveaus. Die damit verbundene Unsicherheit dürfte zu höheren Finanzierungskosten bzw. einem geringeren Fremdkapitalanteil führen. Um diese Effekte zu vermeiden, sollte der Kapazitätspreis vorab über die gesamte Investitionslaufzeit festgelegt werden. Sollte dies in der operativen Abwicklung der Netzentgeltsystematik und im Rahmen der Anreizregulierung der Netzbetreiber nicht möglich sein, ist diese Komponente abzulehnen.

Baukostenzuschüsse gewährleisten demgegenüber eine deutlich höhere Planbarkeit und können zugleich eine klare Finanzierungsfunktion übernehmen (vgl. Kapitel 3.1). Sie stellen damit ein volkswirtschaftlich effizienteres Instrument dar, um sowohl Anreiz- als auch Finanzierungsziele zu erreichen.

Um negative Auswirkungen auf den Ausbau erneuerbarer Energien zu vermeiden, sollten zudem die Höchstwerte in den EEG-Ausschreibungen entsprechend angepasst werden. Zur Einordnung: Ein von der BNetzA skizzierter Kapazitätspreis von 7 €/kW/a würde den anzulegenden Wert von Windenergieanlagen um rund 3 €/MWh und von PV-Anlagen um etwa 10 €/MWh erhöhen. Diese Werte sind jedoch als Untergrenze zu verstehen: Ist der Kapazitätspreis zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung nicht hinreichend planbar, sind zusätzliche Risikoprämien zu erwarten, die wiederum zu einem weiteren Anstieg der anzulegenden Werte führen würden.

Schließlich sollte die Abrechnung des Kapazitätspreises konsequent am Netzanschlusspunkt erfolgen und nicht auf Ebene nachgelagerter Assets bzw. Marktlokationen (vgl. Kapitel 5).

2.2 Fixer Arbeitspreis

Hinsichtlich der Einführung eines fixen Arbeitspreises schließen wir uns der Argumentation der BNetzA an. Ein solcher Ansatz würde das Gebotsverhalten im Strommarkt zulasten der deutschen Verbraucher verzerren und darüber hinaus negative Auswirkungen auf den internationalen Stromaustausch im Rahmen der Marktkopplung haben. Die Einführung eines fixen Arbeitspreises für Einspeiser wäre daher nicht zielführend.

3 Einspeise-Netzentgeltkomponenten mit Anreizfunktion

Vorab möchten wir darauf hinweisen, dass derzeit verschiedene Instrumente zur netzdienlichen Lenkung von Investitionen in EE-Anlagen diskutiert werden. Sämtliche Initiativen verfolgen dabei dasselbe Ziel, nämlich die Senkung der Netzkosten. Wir regen daher dringend an, dass sich die BNetzA und das BMWE auf ein kohärentes, abgestimmtes Instrument verständigen. Andernfalls besteht die Gefahr, dass redundante oder sogar widersprüchliche Lösungen parallel entwickelt und umgesetzt werden.

3.1 Baukostenzuschuss

Die BNetzA schlägt die Einführung eines regional differenzierten Baukostenzuschusses für Einspeiser vor. Aufgrund der höheren Planbarkeit ist der BKZ aus Erzeugersicht grundsätzlich gegenüber einem jährlich neu definierten Kapazitätspreis vorzuziehen. Er setzt Anreize, die beantragte Netzanschlussleistung am tatsächlichen Bedarf auszurichten, fördert die effiziente Nutzung bestehender Netzkapazitäten durch Überbauung und kann dadurch, bei geeigneter räumlicher Differenzierung, zur Reduktion von Redispatch-Maßnahmen sowie künftigem Netzausbaubedarf beitragen.

Damit der BKZ die gewünschten Anreize setzt und gleichzeitig den Ausbau erneuerbarer Energien nicht hemmt, sind folgende Aspekte bei der Ausgestaltung zentral:

- **Regionale Differenzierung:** Der BKZ muss regional differenziert ausgestaltet sein. Ein einheitlicher Zuschuss je Netzbetreiber entfaltet keine Lenkungswirkung hin zu netzverträglichen Standorten. Stattdessen sollte sich der BKZ an den lokal spezifischen marginalen Kosten des Netzausbaus auf der jeweiligen Spannungsebene orientieren. Die derzeitige Ausgestaltung der BKZ für Lasten im Verteilnetz kann hierbei als Negativbeispiel dienen: Diese basieren auf den Leistungspreisen der jeweiligen Verteilnetzbetreiber und führen praktisch dazu, dass der Anschluss von Lasten in einspeisedominierten Netzen teurer ist.
- **Transparente, bundeseinheitliche Methodik:** Die Methodik zur Bestimmung des BKZ-Niveaus sollte bundeseinheitlich vorgegeben und nicht dem Ermessen einzelner Netzbetreiber überlassen werden, um Verzerrungen zu vermeiden und eine konsistente Abbildung lokaler Netzsituationen sicherzustellen. Die Methodik sollte im Rahmen einer ad hoc Festlegung der BNetzA definiert und entsprechend konsultiert werden.

- **Angemessene Spreizung:** Die regionale Differenzierung sollte maßvoll erfolgen. Zu hohe Zuschläge in netzbelasteten Regionen könnten Investitionen vollständig verhindern und förderfähige Flächenkulisse entwerten. Es empfiehlt sich daher, mit moderaten Differenzen zu starten und diese bei Bedarf schrittweise anzupassen.
- **Bemessungsgrundlage am Netzanschlusspunkt:** Der BKZ sollte auf die am Netzanschlusspunkt gesicherte Leistung erhoben werden, nicht auf die installierte Leistung der Anlagen hinter dem Netzanschlusspunkt, um Anreize zur Überbauung zu schaffen.
- **Berücksichtigung flexibler Netzanschlüsse:** Für Anlagen, deren Netzzugang durch eine Netzanschlussvereinbarung operativ eingeschränkt wird, sollte ein reduzierter BKZ vorgesehen werden, da deren tatsächliche Netzinanspruchnahme begrenzt ist.
- **Anpassung der EEG-Höchstwerte:** Die Einführung des BKZ sollte mit einer entsprechenden Anpassung der Höchstwerte in den EEG-Ausschreibungen einhergehen. Zur Einordnung: Ein BKZ von 100 €/kW würde den anzulegenden Wert von Windenergieanlagen um rund 3 €/MWh und von PV-Anlagen um etwa 10 €/MWh erhöhen (ohne Berücksichtigung von Überbauungseffekten).
- **Zeitpunkt der Festlegung und Erhebung:** Der BKZ sollte vor dem Zeitpunkt der Investitionsentscheidung bzw. der Teilnahme an EEG-Ausschreibungen fixiert werden. Eine (auch teilweise) Vorverlagerung der Zahlung auf Netzanschlussantrag oder -reservierung würde zusätzliche Finanzierungsrisiken für Projektentwickler schaffen.

Zudem sollte sichergestellt werden, dass die durch den BKZ abgegoltene Anschlussleistung verlässlich nutzbar ist. Einschränkungen der Einspeisung innerhalb dieses Leistungsbereichs durch den Netzbetreiber (z. B. im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen) müssen weiterhin finanziell kompensiert werden, um die Wirtschaftlichkeit der Projekte zu gewährleisten.

Darüber hinaus sollte geprüft werden, ob eine zusätzliche Einspeisung über diese gesicherte Leistung hinaus ermöglicht werden kann, sofern dies netztechnisch unkritisch ist und keine zusätzlichen Kosten verursacht. Eine solche Flexibilisierung könnte bspw. umgesetzt werden durch:

- standardisierte flexible Netzanschlussvereinbarungen, bei denen Zeitfenster für zusätzliche Einspeisung dynamisch durch den Netzbetreiber festgelegt werden, oder
- die Anwendung eines dynamischen Arbeitspreises, der ausschließlich für Einspeisungen oberhalb der gesicherten Leistung gilt.

3.2 Dynamischer Arbeitspreis

Die BNetzA schlägt die Einführung eines dynamischen Arbeitspreises für Einspeiser mit folgenden Kernelementen vor:

- Viertelstündliche Arbeitspreise
- Preisniveau orientiert an den Engpassmanagement-Kosten (ca. 100 €/MWh)
- Symmetrisches Entgelt: Positiv bei engpassverschärfender Einspeisung, negativ bei entlastender Wirkung
- 22 Preisregionen gemäß „Week-Ahead-Planning-Process" der ÜNB
- Veröffentlichung am Vormittag des Vortages durch den Netzbetreiber

Ziel dabei sei die Internalisierung netzbezogener Kostenwirkungen von Einsatz- und Investitionsentscheidungen, die Senkung der Engpassmanagement-Kosten und damit langfristig der Netzausbaukosten.

Zunächst ist klarzustellen, dass dieser Vorschlag in erster Linie eine Kostenverlagerung vom Netzbetreiber auf die Anlagenbetreiber bewirkt. Ob dies letztlich zu einer Reduzierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten der Engpassbewirtschaftung führt, bleibt noch nachzuweisen.

Modelle zur Sicherstellung netzdienlicher Fahrweisen von Erzeugern im Vergleich

Zur Gewährleistung eines netzdienlichen bzw. netzverträglichen Betriebes von Erzeugungsanlagen stehen grundsätzlich mehrere Modelle zur Verfügung:

- Bidding-Zone-Split: marktbasiertes Instrument
- Kostenbasierter Redispatch: reguliertes Instrument
- Dynamische Netzentgelte: reguliertes Instrument[1]

Da ein Bidding-Zone-Split derzeit politisch nicht im Fokus steht, konzentriert sich die folgende Bewertung auf die beiden verbleibenden Optionen. Die von der BNetzA vorgeschlagenen dynamischen Einspeiseentgelte und der kostenbasierte Redispatch adressieren dieselbe

[1] Auch wenn ein dynamisches Netzentgelt auf finanzielle Anreize setzt, stellt es kein marktbasiertes Instrument dar und nähert sich daher weder in seinen Grundprinzipien noch in seinen Wirkungen einem Bidding-Zone-Split an. Vielmehr handelt es sich um einen regulierten Preis, der einseitig vom Netzbetreiber festgelegt wird und nicht durch das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage entsteht.

Netznutzergruppe, nämlich größere Erzeugungsanlagen, unterscheiden sich jedoch im Dimensionierungs- und Steuerungsprozess sowie in ihren Wirkungen auf die Marktpreisformation.

Maßstab für die Bewertung eines möglichen Teiltransfers vom Redispatch hin zu dynamischen Netzentgelten sollte primär die volkswirtschaftliche Effizienz sein, d.h. die Senkung der Gesamtkosten der Engpassbewirtschaftung. Die Verteilung der daraus entstehenden Kosten ist gegenüber der Effizienzfrage nachrangig und lässt sich, wenn nötig, durch separate Ausgleichs- bzw. Umlagemechanismen regeln.

Vor diesem Hintergrund lässt sich die Effizienz beider Mechanismen qualitativ vergleichen:

Kriterium	Dynamische Einspeisenetzentgelte	Kostenbasierter Redispatch
Engpass-prognosegüte	Netzberechnung am Vortag Vormittag auf Basis der WAPP[2]-Ergebnisse Hohe Unsicherheit bei EE-Prognosen (z. B. Verschiebung von Windfronten), siehe Vortrag der ÜNB vom 14.01.2026 Grenzüberschreitende Flüsse vor DA-Marktkopplung unsicher **Hohe Engpassprognosefehler: Es werden ggf. hohe Netzentgelte in Stunden gesetzt, in denen real kein Engpass auftritt. Dies führt zu unnötiger Abregelung/Belastung von EE-Anlagen und zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten.**	Letzte Netzberechnung und Optimierung aktuell 2-3 Stunden vor Echtzeit Deutlich präzisere EE- und Lastflüsse-Prognosen Zielgerichtete Maßnahmen **Abregelungen sind bedarfsgerecht und minimiert**
Steuerungs-präzision	Bei geförderten Anlagen hängt die Reaktion auf den dynamischen Arbeitspreis davon ab, ob dieser über oder unter dem DA-Preis zzgl. Marktprämie liegt: Liegt er darunter, erfolgt keine Anpassung, liegt er darüber, wird i.d.R. abgeregelt. Um die netztechnisch erforderliche Abregelungsmenge exakt zu treffen, müsste der Netzbetreiber das Preisniveau sehr präzise bestimmen: Auf Basis einer akkuraten Prognose des DA-Preises (dessen Niveau aber wiederum vom gesetzten dyn. Arbeitspreis beeinflusst wird) und detaillierter Kenntnis der anzulegenden Werte aller Anlagen in der betroffenen Region. **In der Praxis erscheint dies kaum erreichbar, sodass entweder zu viel abgeregelt wird oder Erzeuger finanziell belastet werden, ohne eine entsprechende Netzentlastung zu erzielen.**	Redispatch-Maßnahmen werden anlagenscharf auf Basis einer Netzmodellierung optimiert. Nur das notwendige Volumen wird abgeregelt. **Das zur Engpassbehebung erforderliche EE-Abregelungsvolumen wird minimiert und verlässlich umgesetzt.**

[2] Week Aheand Planning Process

Kriterium	Dynamische Einspeisenetzentgelte	Kostenbasierter Redispatch
Allokations-effizienz	Einheitliches Preissignal je Region Keine Berücksichtigung der individuellen netztechnischen Wirksamkeit einzelner Anlagen **Ineffiziente Allokation von Abregelungsvolumina möglich: Die Anlagen, die abgeregelt werden, sind nicht unbedingt die, die die größte engpass-entlastende Wirkung haben.**	Netztechnische Wirksamkeit jeder Anlage bekannt Priorisierung der Anlagen mit höchster Engpasswirkung i.R. der Redispatch-Optimierung und Minimierung des notwendigen Abregelungsvolumens **Technisch zielgenaue und volumenminimierende Engpassbewirtschaftung**
Kosten des bilanziellen Ausgleichs	Durch hohe Netzentgelte betroffene EE-Mengen werden nicht am DA-Markt vermarktet Nachfrage wird durch andere Assets gedeckt **Ein Ausgleich über den DA-Markt stellt jedoch nicht sicher, dass das erforderliche Hochfahren hinter dem Engpass erfolgt. In diesem Fall sind zusätzliche (konventionelle) Redispatch-Maßnahmen erforderlich, die die Gesamtkosten weiter erhöhen.**	EE-Mengen werden regulär vermarktet Bilanzieller Ausgleich durch Netzbetreiber bei Abregelung Gegenmaßnahmen (Hochfahren) außerhalb des Marktes, anhand eines reduzierten Pools von fossilen Kraftwerken **Ggf. knappes Hochfahrpotenzial und hohe Kosten für die Hochfahrseite**
Einfluss auf Marktpreise	Durch hohe Netzentgelte betroffene EE-Mengen werden nicht am DA-Markt vermarktet DA-Preis wird dadurch erhöht Preissteigerung wirkt auf alle gehandelten MWh (Merit Order Effekt) **Steigende Strombeschaffungskosten für Verbraucher, gleichzeitig höhere Erlöse für Erzeuger**	Bilanzieller Ausgleich für abgeregelte EE-Anlagen durch Netzbetreiber (RD2.0) Gegenmaßnahme (Hochfahren) durch Netzbetreiber außerhalb des Marktes **Kein Einfluss auf den DA-Preis**

Dynamische Einspeiseentgelte erweisen sich entlang zentraler Bewertungskriterien als volkswirtschaftlich weniger effizient bei der Steuerung netzbedingter Abregelungen als das bestehende Redispatch-Modell. Vor diesem Hintergrund ist nicht ersichtlich, warum Anlagen, auch nur teilweise, von einem effizienteren in ein weniger effizientes System überführt werden sollten.

Anreiz zum Netzausbaubedarf

Im Redispatch-Regime lassen sich die volkswirtschaftlichen Kosten von Netzengpässen unmittelbar anhand der anfallenden Redispatch-Kosten quantifizieren. Der wirtschaftliche Nutzen von Netzausbaumaßnahmen kann an der erwarteten Reduktion dieser Kosten gemessen werden. Dies bietet ein vergleichsweise einfaches und transparentes Instrument zur Bewertung von Netzausbauprojekten.

Mit der Einführung dynamischer Netzentgelte werden Netzengpässe unmittelbar über Preissignale an die Erzeuger weitergegeben. Damit ist die Erwartung verbunden, dass diese ihr Verhalten

anpassen und so zur Entlastung der Engpässe beitragen. Ob eine solche Steuerungswirkung tatsächlich eintritt, ist jedoch fraglich, wie unter „Steuerungspräzision" oben dargestellt.

Zugleich werden die Kosten von Engpässen nicht mehr explizit ausgewiesen, sondern verbleiben implizit bei den betroffenen Erzeugern. Dadurch geht Kostentransparenz verloren und die Höhe der tatsächlichen Engpasskosten lässt sich nur noch schwer quantifizieren.

Diese mangelnde Kostentransparenz erschwert eine effiziente Abwägung zwischen zwei Handlungsoptionen: Zum einen der fortgesetzten Anwendung differenzierter Preise vor und hinter dem Engpass (und damit der dauerhaften Inkaufnahme der Erlösminderung von Erzeugern) und zum anderen der strukturellen Behebung des Engpasses durch Netzausbau.

Hinzu kommt, dass abschreckende Netzentgelte Investitionen in EE-Anlagen in potenziell geeigneten Regionen verhindern können, obwohl Flächen und Ertragspotenziale vorhanden sind. Die aus dem fehlenden Netzausbau resultierenden entgangenen Ausbaupotenziale sind jedoch kaum messbar.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die grundlegende Frage, wie bei Einführung dynamischer Netzentgelte der Netzausbaubedarf sachgerecht bestimmt und zugleich ausreichende Investitionsanreize für den Netzausbau aufrechterhalten werden können.

Effekte auf den EE-Ausbau

Die Engpasssituation und damit das strukturelle Niveau dynamischer Arbeitspreise in einer Region hängen von einer Vielzahl netztechnischer Faktoren ab (z. B. Netzausbau, Netztopologie, Abschaltplanung, Netzführungsprozesse). Diese Einflussgrößen sind langfristig kaum prognostizierbar, insbesondere für Projektentwickler, die keinen direkten Zugang zu entsprechenden Informationen haben.

Vor diesem Hintergrund stellen dynamische Netzentgelte ein erhebliches Risiko dar, da ihre Auswirkungen auf die Projekterlöse im Vorfeld kaum belastbar quantifiziert werden können. Dies führt zu höheren Kapitalkosten und kann in Regionen mit strukturell erhöhten Entgelten zu einem Ausbremsen oder sogar Ausbleiben von Investitionen führen.

Für die gezielte netzdienliche Lenkung von Investitionen sind daher einfachere und besser planbare Instrumente, wie regional differenzierte Baukostenzuschüsse, klar vorzuziehen.

4 Vertrauensschutz

Für die Ausgestaltung einer zukünftigen Netzentgeltsystematik ist entscheidend, dass regulatorische Änderungen ausschließlich für neue Investitionsentscheidungen gelten. Eine rückwirkende Anwendung auf bestehende Projekte würde die Investitionsbereitschaft im Markt nachhaltig schwächen und den weiteren Ausbau von Erzeugungskapazitäten spürbar bremsen.

Bestehende Anlagen wurden unter spezifischen regulatorischen Rahmenbedingungen realisiert, die integraler Bestandteil der jeweiligen Wirtschaftlichkeitsberechnungen waren. Insbesondere die Annahme, dass keine Einspeisenetzentgelte erhoben werden, floss maßgeblich in die Gebotskalkulationen und Investitionsentscheidungen ein. Diese Rahmenbedingungen nachträglich zu verändern, würde die Grundlage dieser Entscheidungen entziehen. Dies betrifft sowohl EEG-geförderte Anlagen als auch rein marktlich, etwa über PPA, vermarktete Projekte. Die im Branchenworkshop der BNetzA am 20.02.2026 angedeutete Beschränkung des Vertrauensschutzes auf EEG-Anlagen können wir nicht nachvollziehen. Dies würde insbesondere die Entwicklung subventionsfreier Erzeugungsanlagen langfristig beeinträchtigen.

Kritisch ist dabei nicht nur die nachträgliche Einführung von Kapazitätspreisen, sondern auch die Einführung dynamischer Entgeltkomponenten. Diese wirken regional asymmetrisch und führen in netzbelasteten Gebieten systematisch zu Erlösminderungen. Für die betroffenen Anlagen entsteht dadurch ein erhebliches wirtschaftliches Risiko, das zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung nicht absehbar war. Im Ergebnis kann dies zu einer nachträglichen Benachteiligung einzelner Standorte führen.

Vor diesem Hintergrund ist ein umfassender Vertrauensschutz für Bestandsanlagen erforderlich. Dieser sollte alle wesentlichen Netzentgeltkomponenten umfassen, um die ursprünglichen Investitionsbedingungen zu wahren und regulatorische Verlässlichkeit sicherzustellen.

Daher sollten etwaige neu eingeführte Netzentgeltkomponenten ausschließlich auf Anlagen Anwendung finden, für die die Investitionsentscheidung erst nach vollständiger Festlegung von Ausgestaltung und konkretem Preisniveau getroffen wurde. Eine rein konzeptionelle Beschreibung der Komponenten ist nicht ausreichend, um eine belastbare Einpreisung in Ausschreibungsgebote zu ermöglichen. Diese wird erst möglich, wenn die Netzbetreiber auf Basis der Vorgaben der BNetzA konkrete ggf. regional differenzierte Entgeltniveaus festgelegt haben, was voraussichtlich erst Ende 2028 für das Jahr 2029 stattfinden wird. Vor diesem Hintergrund können wir die von der BNetzA am 22.03.2026 angedeutete Beendigung des Vertrauensschutzes schon mit Veröffentlichung von Orientierungspunkten oder eines Beschlussentwurfs nicht nachvollziehen,

da diese keine hinreichende Grundlage für eine verlässliche Einpreisung zukünftiger Netzentgelte bieten.

Alle Anlagen, die ihre Investitionsentscheidung vor Ende 2028 treffen, sollten daher weiterhin von Netzentgelten ausgenommen werden. Hierfür ist eine klare Positionierung der BNetzA erforderlich, um die Finanzierbarkeit von Projekten in der Übergangsphase sicherzustellen und eine Ausbaupause zu vermeiden.

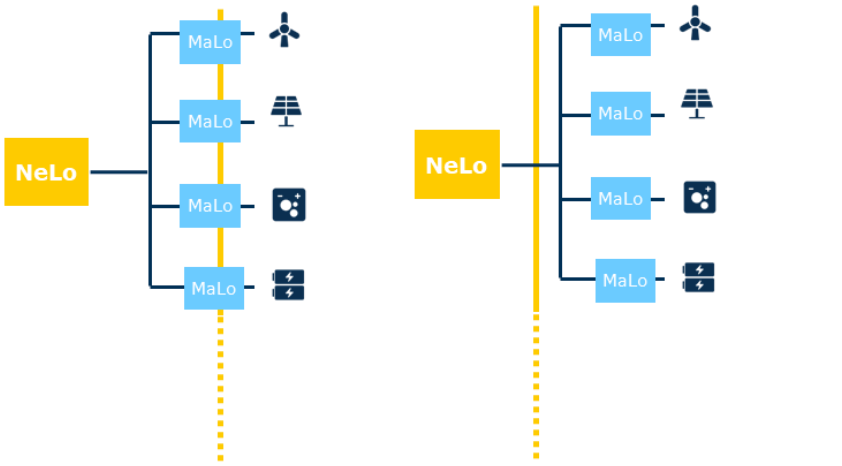
5 Abrechnung von Netzentgelten am Netzverknüpfungspunkt

In den Vorschlägen der BNetzA ist bislang unklar, wie Netzentgelte bei Co-Located Assets, hybriden Anlagen sowie bei Konstrukten mit Teileinspeisung abzurechnen sind. Gerade diese Modelle sind jedoch essenziell für die effiziente Nutzung knapper Netzkapazitäten, die Bereitstellung systemrelevanter Flexibilität sowie die Umsetzung der Sektorenkopplung.

Die Ebene, auf der BKZ und Netzentgelte erhoben werden, ist entscheidend dafür, ob für diese Konzepte überhaupt wirtschaftliche Anreize bestehen. Vor diesem Hintergrund würden wir es begrüßen, wenn sich die BNetzA zeitnah mit dieser Fragestellung befasst und entsprechende Vorschläge in die Branchendiskussion einbringt.

5.1 Zielmodell

Für eine verursachergerechte Kostenteilung und eine wirksame, netzdienliche Anreizsetzung ist die technologieneutrale Abrechnung der BKZ und aller Netzengeltkomponenten auf der Netzanschlusspunkt-Ebene (Netzlokation statt Marktlokation) zielführend.



Status Quo:
Netzentgeltabrechnung an der MaLo

Zielbild:
Netzentgeltabrechnung an der NeLo

Eine solche Systematik stellt sicher, dass keine strukturelle Benachteiligung oder Privilegierung einzelner Technologien erfolgt, sondern gleiche Rahmenbedingungen für alle Marktakteure gelten und dass Netzentgeltkomponenten lediglich auf Basis der tatsächlichen Netznutzung abgegolten werden.

Die Abrechnung auf NeLo-Ebene schafft Transparenz, verhindert Doppelbelastungen innerhalb hybrider Anlagenkonzepte und setzt effiziente Investitions- und Betriebsanreize zur optimalen Nutzung der vorhandenen Netzkapazität.

Technologieneutralität ist dabei eine wesentliche Voraussetzung für innovationsoffene Lösungen und die kosteneffiziente Weiterentwicklung des Energiesystems.

In diesem Zusammenhang sollten auch flexible Netzanschlussvereinbarungen konsequent technologieneutral ausgestaltet und ausschließlich auf Ebene des Netzanschlusspunkts definiert werden, nicht auf Ebene einzelner Assets.

Dieses Modell erfüllt die Ziele der Netzentgeltsystematik:

- **Kostenreflexivität**: Die Abrechnung am Netzanschlusspunkt stellt sicher, dass die Netzentgelte den tatsächlich durch die Netznutzung verursachten Kosten entsprechen, da diese am Netzanschlusspunkt entstehen und nicht in den nachgelagerten Anlageteilen.
- **Anreizschaffung**: Durch die Optimierung am NAP statt an einzelnen Anlagen wird der Anreiz einer netzoptimierten Betriebsweise sichergestellt und Überbauung von Netzverknüpfungspunkten maximal gefördert.
- **Technologieneutralität**: Keine Verzerrung von Investitionsentscheidungen durch regulatorische Eingriffe.
- **Netzfinanzierung**: Auch hybride Ansätze leisten in diesem Modell einen angemessenen Beitrag zur Finanzierung der Netze.

5.2 Übergangsphase

Das oben beschriebene Zielmodell erfordert tiefgreifende Anpassungen der bestehenden Marktkommunikationsprozesse. Vor diesem Hintergrund sollte die Umsetzung sachgerecht priorisiert werden, um ein möglichst günstiges Verhältnis von Aufwand und Nutzen zu erreichen.

Aus unserer Sicht bietet insbesondere die Hybridisierung größerer Anlagen auf Hoch- und Höchstspannungsebene kurzfristig den größten volkswirtschaftlichen Mehrwert und betrifft

zugleich eine vergleichsweise geringe Anzahl an Akteuren. Daher erscheint es sinnvoll, die Umsetzung des vorgeschlagenen Modells zunächst auf diese Anlagen zu fokussieren.

In einer Übergangsphase sollte die Abrechnung grundsätzlich auf Ebene des Netzanschlusspunkts erfolgen. Gleichzeitig kann es sachgerecht sein, einzelne Technologien vorübergehend differenziert zu behandeln, um deren Markthochlauf nicht zu gefährden und ihrer besonderen systemischen Bedeutung Rechnung zu tragen. Dies betrifft insbesondere erneuerbare Energien, Elektrolyseure, Batteriespeicher sowie industrielle Lasten.

Die Verbindung einer Abrechnung am Netzanschlusspunkt mit einer temporären Privilegierung einzelner Technologien lässt sich zunächst für Kapazitätskomponenten umsetzen:

- Baukostenzuschüsse sollten auf Basis der im Netzanschlussvertrag festgelegten, gesicherten Netzanschlussleistung (je Flussrichtung) erhoben werden.
- Sofern ein Kapazitätspreis eingeführt wird, sollte dieser ebenfalls auf Grundlage der Netzanschlusskapazitäten am NAP getrennt nach Bezugs- und Einspeiserichtung erhoben werden. Innerhalb einer Flussrichtung können für unterschiedliche Asset-Typen (z. B. Elektrolyseure, BESS, industrielle Lasten) differenzierte Preisniveaus gelten. In diesem Fall sollte ein gewichteter Durchschnittspreis auf Basis der installierten Leistungen der einzelnen Assets gebildet werden.

Für eine weitergehende Ausgestaltung dieser Methodik stehen wir der BNetzA gerne für einen vertieften Austausch zur Verfügung.

ENERTRAG SE