Lausitz Energie Kraftwerke AG
Hauptverwaltung, 03060 Cottbus

- einzig per E-Mail: gbk@bnetza.de -
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Große Beschlusskammer Energie
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Lausitz Energie Kraftwerke AG

Regulatorik & energiewirtschaftliche Services

Leagplatz 1
03050 Cottbus

Datum
27.03.2026

Unsere Zeichen
[redacted]

Ansprechpartner
[redacted]

Telefon-Durchwahl
-

Fax
-

E-Mail
-

Ihre Zeichen

Ihre Nachricht vom

www.leag.de

Vorsitzender des Aufsichtsrates
Andreas Lusch

Vorstand
Adolf Roesch
Vorsitzender

Thomas Merker
Jörg Waniek

Sitz der Gesellschaft
Cottbus

Handelsregister
Amtsgericht Cottbus
HRB 8327 CB

Bankverbindung
Landesbank Hessen-Thüringen
DE50 5005 0000 0090 0850 36
HELADEFFXXX

Stellungnahme zur Konsultation des Orientierungspapiers „Einspeiseentgelte“ der Bundesnetzagentur im Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Möglichkeit, zum Orientierungspapier „Einspeiseentgelte“ vom 17. Februar 2026 Stellung nehmen zu können. Die nachfolgende Stellungnahme erfolgt auch namens und im Auftrag unserer Schwestergesellschaften LEAG Clean Power GmbH und LEAG Renewables GmbH.

Die LEAG-Gruppe betreibt derzeit sowohl Braunkohlekraftwerke, Energiespeicher als auch Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Im Zuge unserer Kohleausstieg bedingten Transformationen wollen wir in den kommenden Jahren massiv in neue H_2-ready Gaskraftwerke sowie weitere Batteriespeicher und erneuerbaren-Anlagen investieren. Um diese Transformation zu einem erfolgreichen Abschluss führen zu können, sind verlässliche und berechenbare Investitionsbedingungen unverzichtbar.
Aus diesem Grund unterstützen wir das Ziel, die Netzentgeltsystematik weiterzuentwickeln und langfristig stabil zu gestalten. Die im Orientierungspapier vorgeschlagenen Maßnahmen – insbesondere Kapazitätspreise und dynamische Einspeiseentgelte für „volleinspeisende Erzeugungsanlagen“– bewerten wir jedoch kritisch und lehnen diese in der vorgeschlagenen Form ab.

Mindestens der Kapazitätspreis wird eine erhebliche zusätzliche wirtschaftliche Belastung darstellen, die die Rentabilität bestehender Erzeugungskapazitäten unmittelbar untergräbt. Die Einführung von Einspeiseentgelten insgesamt droht die Grenzkosten derart zu erhöhen, dass ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb einzelner Anlagen nicht mehr darstellbar sein wird.
Die logische Konsequenz ist eine signifikant steigende Wahrscheinlichkeit für die vorzeitige Beendigung des jeweiligen Betriebs von Erzeugungskapazitäten (Stilllegung) dieser Anlagen. Sollten diese im Einzelfall ggf. systemrelevanten Kapazitäten aufgrund ihrer künstlich herbeigeführten Unwirtschaftlichkeit in die Netzreserve überführt werden müssen, führte dies zu einer ökonomischen Fehlsteuerung mit erheblichen Mehrkosten. Anstatt die Netzkosten zu senken, würden durch die Vorhaltung in der Netzreserve zusätzliche Kosten für die Allgemeinheit entstehen. Ein

ungesteuerter Marktaustritt führt somit nicht nur zu einer akuten Gefährdung der Versorgungssicherheit, sondern konterkariert auch das Ziel der Kosteneffizienz im Energiesystem. Ein signifikanter Zubau neuer Kapazitäten, u. a. durch H_2-ready Gaskraftwerke, ist erst ab 2031 zu erwarten und würde dies nicht kompensieren können.

1 Vertrauensschutz und Übergangsregelungen

Für die Energiebranche ist Planungssicherheit eine Grundvoraussetzung für Investitionen. Viele Projekte – sowohl Erneuerbare Energien Anlagen, Großbatteriespeicher als auch H_2-ready Gaskraftwerke – befinden sich bereits in der finalen Planungs- oder Finanzierungsphase. Diese Projekte wurden auf Basis des heute geltenden Rechtsrahmens kalkuliert, der reine Bezugsnetzentgelte und damit keine Einspeisenetzentgelte vorsieht. Zudem gilt die gesetzliche Befreiung von neuen Speichern von Bezugsnetzentgelten für 20 Jahre entsprechend § 118 Absatz 6 EnWG.

Eine nachträglich eingeführte Belastung durch Netzentgelte würde die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen signifikant verschlechtern. Dies hätte zur Folge, dass bereits beschlossene Projekte nicht realisiert würden bzw. bestehende Anlagen nicht mehr in der Lage wären, ihre laufenden finanziellen Aufwendungen zu erwirtschaften.

Ein verlässlicher Investitionsrahmen erfordert zwingend, dass neue Netzentgeltmechanismen für Einspeiser ausschließlich auf Neuanlagen Anwendung finden, die ab dem Jahr 2029 in Betrieb gehen. Bis dahin ist ein umfassender Vertrauensschutz für Projekte unerlässlich, deren Investitionsentscheidung bereits getroffen wurde.

Dies gilt auch mit Blick auf die für Sommer 2026 geplanten Ausschreibungen im Rahmen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes (KWSG). Zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe wird die künftige Höhe und Struktur der Netzentgelte ab 2029 vrs. weiterhin völlig unklar sein. Diese massive regulatorische Unsicherheit macht eine seriöse betriebswirtschaftliche Kalkulation in der Gebotserstellung unmöglich.

Ohne eine explizite Übergangsregelung wächst das wirtschaftliche Risiko für Bieter signifikant, was die Realisierung der damit verbundenen, ausgeschriebenen Leistung von 12 GW unmittelbar gefährdet. Um einen möglichen Stopp der Projektrealisierung zu verhindern, müssen alle bezuschlagten Kapazitäten der KWS-Ausschreibungen sowie entsprechende EEG-Projekte vollumfänglich von der Befreiung von Einspeisenetzentgelten partizipieren können.

2 Ablehnung eines zukünftigen Kapazitätspreises für Einspeiser

Der vorgeschlagene Kapazitätspreis in Höhe von 4 bis zu 7 TEUR je MW und Jahr auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität würde die Fixkosten bestehender, demnächst in Betrieb gehender und auch zukünftig geplanter Anlagen erheblich erhöhen. Nicht nur für konventionelle Kraftwerke, die bereits heute unter marktlichem Druck stehen, wäre dies ein zusätzlicher Belastungsfaktor und könnte bei einer dauerhaften Unwirtschaftlichkeit zu vorzeitigen Stilllegungen regelbarer Leistung führen, was wiederum die Versorgungssicherheit weiter schwächen würde und teure Ersatzinvestitionen sowie einen steigenden Bedarf an

Netzreserve zur Folge hätte, welche als zusätzliche Belastung auf die Haushalte und die Industrie umgelegt werden muss.
Auch wenn sich dieses Orientierungspapier ausschließlich auf Einspeiseentgelte für Erzeugungsanlagen konzentriert, wird an dieser Stelle festgehalten, dass für Großbatteriespeicher ein Kapazitätspreis kontraproduktiv wäre. Speicher sind zentrale Flexibilitätsoptionen, die Engpässe reduzieren, Redispatch-Kosten senken und das Netz stabilisieren. Eine zusätzliche Fixkostenbelastung würde Investitionen in Speichertechnologien ausbremsen und damit die Energiewende verlangsamen. Hinzu kommt, dass zusätzliche Fixkosten über den Markt letztlich durch höhere Strompreise an die Verbraucher weitergegeben würden. Eine tatsächliche Entlastung der Stromkunden ist damit nicht zu erwarten.
Aus diesen Gründen lehnen wir die Einführung eines Kapazitätspreises ab.

3 Ablehnung dynamischer Einspeiseentgelte

Das Ziel, Redispatch- und Netzausbaukosten zu dämpfen, ist grundsätzlich nachvollziehbar. Das dafür vorgesehene Instrument regional differenzierter, dynamischer Netzentgelte erweist sich jedoch als ungeeignet.
Es ist praktisch kaum umsetzbar, führt voraussichtlich zu erheblichen Marktverzerrungen und wird u.a. den Terminmarkt – und langfristige PPA-Geschäfte deutlich erschweren. Aufgrund der monetären Unvorhersehbarkeit der zusätzlichen Belastung wären sämtliche Neuinvestitionen in Erzeugungsanlagen (sowohl thermische Kraftwerke als auch EE-Anlagen) und Speicher gefährdet, da die Risiken für die finanzierenden Banken nicht mehr abbildbar wären (mangelnde sog. „Bankability").
Dynamische Einspeiseentgelte – auch in symmetrischer Ausgestaltung - würden zu erheblichen Unsicherheiten in der Vermarktung und den Betrieb von Erzeugungsanlagen führen. Für die dringend benötigten neuen konventionellen Kraftwerke würde dies höhere Risikoaufschläge in den Ausschreibungen, geringere Einsatzplanungssicherheit und potenziell sinkende Deckungsbeiträge bedeuten. Für viele Bestandsanlagen könnte dies die Wettbewerbsfähigkeit vollständig zerstören. Gerade Regionen, die den politisch gewollten EE-Ausbau bisher getragen haben, würde dies erheblich treffen.
Auch Großbatteriespeicher wären hiervon massiv betroffen. Dynamische Netzentgelte würden Arbitragegeschäfte unberechenbar machen und die Refinanzierung der Investition erschweren. Gleichzeitig würden sie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen verteuern.
Auch würden dynamische Entgelte die Merit-Order verzerren und die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Erzeugungsanlagen gegenüber ausländischen Anlagen schwächen. Dies könnte zu einer stärkeren Importabhängigkeit führen – mit negativen Folgen für Versorgungssicherheit und Wertschöpfung im Inland.
Weiterhin werden diese Entgelte zu großen Unsicherheiten bei Gebotsabgaben in den für Ende 2026 geplanten Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie führen. Der EEG-Systemwechsel zu „Contracts for difference" (sog. CfD) soll die Finanzierungskosten des EE-Zubaus auf niedrigem Niveau halten Mit dynamischen Netzentgelten werden massive Risikoaufschläge erforderlich, die die Förderkosten des EEG erhöhen und den Staatshaushalt belasten werden.

Die aktuelle Kurzstudie von Aurora zu dynamischen Netzentgelten zeigt unzweifelhaft:

- Selbst hohe dynamische Netzentgelte reduzieren den Redispatch-Bedarf bestenfalls anteilig, schlimmstenfalls führt die Einführung zur Erhöhung der Redispatch-Kosten.
- Um das Kernziel der BNetzA einer deutlichen Verringerung des Redispatches erreichen zu können, erfolgt gleichzeitig eine signifikante Umverteilung zwischen Erzeugern und Verbrauchern und innerhalb dieser Gruppen.
- Dyn. Netzentgelte führen zu massiv steigenden Abregelungen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gegenüber dem heutigen kostenbasierten Redispatch und ...
- ... einem deutlich höheren Einsatz fossiler Brennstoffe in den Kraftwerken und damit steigende CO_2-Emissionen.
- In den deutschen Industrieregionen müssen Stromverbraucher mit hohen dynamischen Netzentgelten rechnen, wenn sie keine hochflexible Stromnachfrage aufweisen.

Dynamische Netzentgelte würden somit weder zu einer effizienteren Netznutzung noch zu einer kosteneffizienten Energiewende beitragen. Wir lehnen sie daher nach intensiver Prüfung entschieden ab.

4 Regulatorische Risiken für die Fremdfinanzierung

Bereits in unserer Stellungnahme zum Orientierungspapier zu den Speicherentgelten haben wir auf die erheblichen Auswirkungen zusätzlicher und nicht planbarer Entgeltkomponenten auf die Finanzierbarkeit von Speicherprojekten hingewiesen. Batteriespeicherprojekte sind kapitalintensive Infrastrukturinvestitionen in der Größenordnung von mehreren hundert Millionen Euro und mit Laufzeiten von bis zu 15 Jahren. Solche Projekte werden typischerweise zu einem wesentlichen Anteil über Fremdkapital durch Banken finanziert. Zentrale Voraussetzung für eine Finanzierungszusage – ebenso wie für die Höhe der Finanzierungskosten inkl. Zinsen – ist die Planbarkeit der zukünftigen Erlöse und Margen.

Diese Planbarkeit wird durch die vorgeschlagenen dynamischen Netzentgelte (AP3) erheblich beeinträchtigt. Insbesondere die Einführung zeitlich variabler und in ihrer Höhe nicht vorhersehbarer Entgeltkomponenten (AP1, AP2) führt dazu, dass zentrale Risiken für die Banken weder verlässlich prognostiziert noch statistisch belastbar quantifiziert werden können. Dies gilt insbesondere für die ersten Betriebsjahre, in denen weder die Häufigkeit, noch die konkrete Ausprägung der Entgeltbelastungen abschätzbar ist. Für finanzierende Banken sind solche Parameter in der Regel nicht akzeptabel.

Zusätzlich entsteht durch die vorgesehene regionale Differenzierung eine weitere Unsicherheitsdimension. Die Abhängigkeit einzelner Regionen voneinander kann dazu führen, dass sich die dynamischen Entgelte nicht nur zeitlich, sondern auch regional stark unterscheiden. In Extremfällen sind auch verzerrende oder diskriminierende Effekte zwischen Standorten nicht auszuschließen.

Die Kombination aus zeitlicher und regionaler Volatilität führt insgesamt zu einem nicht kalkulierbaren Erlös- und Margenrisiko – sowohl für Eigen- als auch für Fremdkapitalgeber. Investitionen wären unter diesen Rahmenbedingungen nicht oder nur mit erheblichen Risikoaufschlägen bzw. deutlich höheren Zinssätzen finanzierbar. Der volkswirtschaftliche Nutzen von Batteriespeichern würde dadurch spürbar reduziert werden.

Neben diesen operativen Risiken besteht zudem ein erhebliches regulatorisches Risiko. Eingriffe in bestehende oder erwartete Rahmenbedingungen betreffen den Vertrauensschutz und führen zu Inkonsistenzen im regulatorischen Umfeld. Auch dies wirkt sich unmittelbar auf die Finanzierungsbereitschaft von Banken aus.

Vor diesem Hintergrund ist aus Sicht der Finanzierungspraxis ein Verzicht auf Netzentgelte für Batteriespeicher entsprechend der bestehenden gesetzlichen Befreiung über 20 Jahre die vorzugswürdige Lösung. Sollte perspektivisch dennoch eine Entgeltbelastung eingeführt werden, sind ausschließlich planbare und langfristig kalkulierbare Komponenten geeignet. Hierzu zählen insbesondere Baukostenzuschüsse.

5 Baukostenzuschuss als geeignetes Instrument

Im Gegensatz zu Kapazitätspreisen und dynamischen Entgelten kann ein lokaldifferenzierter Baukostenzuschuss (BKZ) ein sinnvolles und verursachungsgerechtes Instrument sein. Ein BKZ ist einmalig, planbar und erzeugt keine weiteren Risikoaufschläge bei Investitionsprojekten. Er setzt klare Standortsignale und kann Investitionen in Regionen mit ausreichender Netzkapazität lenken. Entscheidend ist jedoch, dass die Höhe des BKZ vom tatsächlichen Netzausbaubedarf am jeweiligen Netzverknüpfungspunkt abhängt. Ein pauschaler Zuschuss pro Netzbetreiber oder für größere Regionen würde keine Lenkungswirkung entfalten und wäre daher ungeeignet. Nur eine lokale Differenzierung ermöglicht es, Standorte mit knapper Netzkapazität zu entlasten und Standorte mit ausreichender Kapazität zu bevorzugen. Dabei sollte der BKZ den tatsächlich ausgelösten Netzausbau abbilden. Wir begrüßen die Ansicht der Bundesnetzagentur, Netzausbaukosten im Fernbereich, die sich einzelnen Netznutzern kaum zuordnen lassen, weiterhin von der Allgemeinheit der Netznutzer getragen werden sollen.
Ein gut ausgestalteter BKZ kann somit sowohl netzdienliche Investitionen fördern als auch eine faire Kostenverteilung sicherstellen, ohne Neuinvestitionen aus den oben genannten Gründen zu gefährden.

6 Zusammenfassung

Aus Sicht der LEAG-Gruppe ist das Orientierungspapier zu Einspeiseentgelten in seiner aktuellen Form nicht tragfähig. Bei der weiteren Ausgestaltung sollten folgende Aspekte Berücksichtigung finden:

- **Vertrauensschutz** für Einspeiser muss zwingend gewährleistet und erhalten bleiben, auch für Anlagen mit einer Investitionsentscheidung in den kommenden Monaten und/oder einem Zuschlag in KWS- oder EEG-Ausschreibungen und einer Inbetriebnahme nach 2029. Änderungen sollten nur für reine marktfinanzierte Neuanlagen ab 2029 gelten.

- **Kapazitätspreise** gefährden die Wirtschaftlichkeit aller Anlagen und die Versorgungssicherheit und sind abzulehnen.
- **Dynamische Entgelte** schaffen Unsicherheit, erhöhen massiv die Finanzierungsrisiken und verzerren den Energiemarkt – auch sie sind abzulehnen.
- **Baukostenzuschüsse** sind das einzige geeignete Instrument, um lokal verursachungsgerecht und investitionsverträglich eine Beteiligung der Erzeuger am Netzausbau zu ermöglichen.

Eine Reform der Netzentgeltsystematik darf nicht zu einer Schwächung der Versorgungssicherheit oder zu einer Gefährdung dringend benötigter Investitionen führen.

Freundliche Grüße
Lausitz Energie Kraftwerke AG / LEAG Clean Power GmbH / LEAG Renewables GmbH

[redacted]