Bundesministerium
für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz
und nukleare Sicherheit

Bundesumweltministerium, 11055 Berlin

An den
Präsidenten der Bundesnetzagentur für Elektrizität,
Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Herrn Klaus Müller
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Versand ausschließlich per E-Mail an:
klaus.mueller@bnetza.de
gbk@bnetza.de

[redacted]
Nationaler Klimaschutz

Stresemannstraße 128–130
10117 Berlin

Postanschrift:
11055 Berlin

www.bundesumweltministerium.de

Konsultation der Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur zu Einspeiseentgelten

Stellungnahme des BMUKN
8441/000-2026.0002

Berlin, 23.03.2026

Sehr geehrter Herr Präsident Müller,

im Nachgang zu Ihrem Gespräch mit Staatssekretär Jochen Flasbarth übersende ich Ihnen die Stellungnahme des BMUKN zu den Orientierungspunkten der Bundesnetzagentur zu Einspeiseentgelten.

I. Einleitung

Die Energiewende erfordert eine Modernisierung der regulatorischen Rahmenbedingungen. Der von der Bundesnetzagentur initiierte sog. „AgNes-Prozess“ zur Reform der Netzentgeltsystematik wird daher begrüßt. Er bietet große Potenziale, Anreize für einen effizienteren Netzbetrieb, Netzoptimierung, Digitalisierung und Netzausbau zu schaffen.

Gleichzeitig stellt das BMUKN fest, dass die aktuell vorgesehene Kumulation regulatorischer Eingriffe – insbesondere die parallele Einbringung von Instrumenten im Rahmen des sog. Netzpaketes der

Bundesregierung und von Einspeiseentgelten – zu einer signifikanten Erhöhung der Komplexität führt. Diese regulatorische Instabilität gefährdet die Investitionssicherheit im Bereich der erneuerbaren Energien (EE), kann die gesetzlich verankerten Ausbauziele ernsthaft infrage stellen und negative Auswirkungen auf den Strommarkt und die Strompreise haben.

II. Bewertung der geplanten Einspeiseentgelte

Aus systemökonomischer Sicht lehnt das BMUKN die Einführung von Einspeiseentgelten ab. Die geplante Ausgestaltung birgt das Risiko von Ineffizienzen ohne erkennbaren gesamtwirtschaftlichen Mehrwert:

1. Im Kontext des künftigen Contracts for Difference (CfD)-basierten Fördersystems führen zusätzliche Entgelte auf der Erzeugerseite zu höheren Gebotswerten in den Ausschreibungen. Flexible oder kapazitätsbasierte Entgelte erhöhen die Risikoprämien in der Projektfinanzierung. Die daraus resultierenden Kapitalkosten-steigerungen verteuern die Energiewende für die Allgemeinheit.

2. Die Belastung von ungeförderten EE-Anlagen untergräbt marktorientierte Geschäftsmodelle und konterkariert das Ziel einer marktgestützten Energiewende.

3. Einspeisenetzentgelte reduzieren nicht die Kosten für die Bürgerinnen und Bürger, sondern führen eher zu einer Steigerung der Kostenbelastung durch höhere Kosten für den Bundeshaushalt und durch höhere Börsenstrompreise.

4. Die Schaffung von notwendigen Ausnahmeregelungen aus Gründen des Vertrauensschutzes erhöht die Komplexität, führt zu Fehlanreizen, insbesondere wird der Merit-Order-Effekt zulasten von neuen Anlagen verschoben.

5. Die ausländischen Stromimporte nach Deutschland werden gegenüber der Stromerzeugung im Inland bessergestellt, was zu Wohlfahrtsverlusten führen dürfte.

Im Einzelnen:

Zu 1. Auswirkungen von Einspeisenetzentgelten auf die CfD-Förderung

Mit der geplanten Einführung von Contracts for Difference (CfD) wird sich die Förderung für erneuerbare Energien grundlegend ändern. Durch den EU-rechtlich vorgeschriebenen Abschöpfungsmechanismus wird es künftig nicht mehr möglich sein, dass Anlagenbetreiber Einnahmen über dem in der Ausschreibung einmal gebotenen Wert erzielen. Wenn kapazitäts-basierte Einspeisenetzentgelte über die Lebenszeit der Anlage gleich-bleibend hoch ausgestaltet werden, führt dies zwangsläufig zu höheren Gebotspreisen in den Auktionen. Dies resultiert in höheren EEG-Kosten für den Bundeshaushalt und zugleich in höheren Börsenstrompreisen, da die Anlagenbetreiber diese Kosten weitergeben. Es ist nicht zu erwarten, dass die Renditen von neuen Anlagen sich durch die Einführung von kapazitätsbasierten Einspeisenetzentgelten verändern werden. Die Kostenbelastungen durch Einspeisenetzentgelte werden letztendlich nicht die Betreiber, sondern die Bürgerinnen und Bürger über höhere Steuern und höhere Börsenstrompreise tragen.

Die Einführung flexibler Einspeisenetzentgelte führt für Bieter in den EE-Ausschreibungen zu erheblichen Einnahmeunsicherheiten. Da CfDs künftig Zusatzeinnahmen über dem Gebotswert kappen, fließen diese Risiken direkt in die Kalkulation der Gebote ein. Da bisher weder Zeitpunkt noch Höhe flexibler Einspeiseentgelte klar sind und die Häufigkeit positiver oder negativer Entgelte über die Lebenszeit der Anlagen kaum abschätzbar sind,

entsteht ein finanziell nicht kalkulierbares Risiko. Dies dürfte zu einer starken Zurückhaltung beim Bau neuer EE-Anlagen führen. Zudem dürften sich die Finanzierungskosten und die Finanzierungsbedingungen für neue EE-Anlagen durch diese neuen kaum kalkulierbaren Risiken deutlich verschlechtern. Das gleiche gilt für kapazitätsbasierte Einspeisenetzentgelte, die über die Lebenszeit der Anlagen sich in der Höhe verändern können.

Sowohl kapazitätsbasierte als auch flexible Einspeisenetzentgelte lassen somit die EEG-Ausbaukosten steigen und verschlechtern die Finanzierungsbedingungen. Dies stellt nicht nur ein Kostenrisiko dar, sondern auch ein Risiko für die Erreichung der EE-Ausbauziele.

Auch das Ziel, die Strompreise für Verbraucherinnen und Verbraucher zu senken, wird verfehlt, da nicht nur EE-Anlagen, sondern auch häufig preissetzende Gaskraftwerke durch die Einspeisenetzentgelte belastet würden, was die Börsenstrompreise treibt.

Zu 2. Auswirkungen auf ungeförderte EE-Anlagen

Sowohl kapazitätsbasierte als auch flexible Einspeisenetzentgelte können dazu führen, dass der Zubau von EE-Anlagen außerhalb der Förderung zum Erliegen kommt. Die mit kapazitätsbasierten Einspeisenetzentgelten verbundenen Kosten verschlechtern die Wirtschaftlichkeit ungeförderter Projekte (z. B. PPA-Modelle) direkt. Die Unsicherheit über flexible Einspeisenetzentgelte steigert zudem die Finanzierungskosten dieser Anlagen so stark, dass ein Einbruch dieses Marktsegments zu erwarten ist. Dies läuft dem im Koalitionsvertrag ausdrücklich benannten Ziel, dass „sich erneuerbare Energien perspektivisch vollständig am Markt refinanzieren“ entgegen.

Zu 3. Kostensteigerungen durch Einspeisenetzentgelte

Wie oben dargestellt, lassen Einspeisenetzentgelte die Finanzierungskosten für neue EE-Anlagen und Kraftwerke steigen. Diese Kosten werden an die Verbraucherinnen und Verbraucher weitergegeben. Kalkulierbare Kosten führen dabei lediglich zu einem „Linke-Tasche-Rechte-Tasche“-Effekt. Unkalkulierbare Kosten – insbesondere durch flexible oder jährlich angepasste kapazitätsbasierte Einspeiseentgelte – führen jedoch zu zusätzlichen Kosten durch Risikoaufschläge bei der Finanzierung, denen kein positiver finanzieller Effekt gegenübersteht. Da bei der Finanzierung von EE-Anlagen die Investitionskosten entscheidend sind, werden Kreditgeber unkalkulierbare Mindereinnahmen durch Zinsaufschläge und höhere Eigenkapitalanforderungen kompensieren. Dies führt im Endeffekt nicht zu einer Senkung der Belastung für die Bürgerinnen und Bürger, sondern zu einer Steigerung der Gesamtkostenbelastung für die Bürgerinnen und Bürger.

Zu 4. Hohe Komplexität und Auswirkungen auf die Merit-Order

Das BMUKN begrüßt ausdrücklich, dass bestehende Anlagen weitgehend von den Einspeisenetzentgelten ausgenommen werden sollen, um massiven Vertrauensverlust und nachträgliche Verschlechterungen der Investitionsbedingungen zu verhindern. Dennoch führt die Ungleichbehandlung von Bestands- und Neuanlagen zu einem „Flickenteppich“ mit erheblichen Fehlanreizen. Insbesondere verschiebt sich die Merit-Order zulasten neuer EE-Anlagen. Dieser Effekt tritt bei beiden Entgeltvarianten ein und treibt die Börsenstrompreise. Dies belastet alle Verbraucherinnen und Verbraucher, insbesondere aber die energieintensive Industrie: Da diese weitgehend von Netzentgelten befreit ist, profitiert sie kaum von deren Senkung, ist aber von den steigenden Börsenstrompreisen betroffen.

Zu 5. Belastung der inländischen Erzeugung

Einspeisenetzentgelte würden nach aktuellem Stand nur für die inländische Stromerzeugung erhoben. Ausländische Stromerzeugung bliebe unbelastet. Dies führt dazu, dass ausländische Kapazitäten in der Merit-Order nach vorne rücken und inländische Erzeugung verdrängen. Diese Besserstellung von Importen wirkt sich nachteilig auf die Wirtschaftlichkeit deutscher Kraftwerke und EE-Anlagen aus und führt zu Wohlfahrtsverlusten für den Wirtschaftsstandort Deutschland.

III. Streichung der Netzentgeltbefreiung für Speicher

Der Deutsche Bundestag hat im EnWG vorgesehen, dass Speicher befristet von Netzentgelten befreit werden. Hierauf basierend wurden Investitionsentscheidungen getroffen und dieses Vertrauen beruht auf einer Entscheidung des demokratischen Gesetzgebers. Das BMUKN sieht es daher kritisch, diese Befreiung trotz der klaren Gesetzeslage durch die BNetzA in Frage zu stellen. Es wird auch fachlich nicht die zwingende Notwendigkeit gesehen, da die Netzentgeltbefreiung für Speicher befristet ist und ausläuft, vorher noch hier in den Vertrauensschutz der Investoren einzugreifen.

IV. Effizienzsteigerung und Regulierung der Verteilnetzbetreiber

Statt einer neuen Belastung durch die Einführung von Einspeisenetzentgelten ist eine konsequente Hebung von Effizienzpotenzialen auf der Netzbetreiberebene zielführender, um die Netzkosten und damit auch die Stromkosten für die Bürgerinnen und Bürger zu senken:

- Es besteht Handlungsbedarf bei der Überprüfung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung. Praktiken zur künstlichen Erhöhung der Kostenbasis sind zu unterbinden, um die Belastung der Netzkunden zu minimieren.

- Die große Vielfalt der deutschen VNB-Landschaft (866 Akteure) verursacht administrative Aufwände und Kosten. Eine stärkere Verpflichtung zur Kooperation ist erforderlich, um Effizienzpotentiale zu heben und Skaleneffekte zu realisieren.

- Eine Definition von Anforderungen für „moderne Netzbetreiber" seitens der Bundesnetzagentur wäre zu begrüßen.

- Auch eine stärkere Digitalisierung des Netzbetriebs kann die Netzkosten senken, hier sollte die Bundesnetzagentur die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben strikt kontrollieren.

V. Alternative Steuerungsinstrumente zur Netzsynchronisation

Zur besseren regionalen Steuerung des EE-Zubaus gibt es bereits mehrere Instrumente. So wird der Windzubau bereits durch das Referenzertragsmodell gesteuert und auch durch die Ausweisung von Windvorranggebieten erfolgt eine regionale Steuerung des Windzubaus. Auch wird die Bundesregierung ein gesetzliches Netzpaket noch in diesem Jahr beschließen. Darüber hinaus wird kein zusätzlicher Handlungsbedarf gesehen. Das BMUKN schlägt vor, statt pauschaler oder flexibler Einspeisenetzentgelte auf zielgenauere, netzorientierte Anreizstrukturen zu setzen. Eine sinnvolle und ausreichende Steuerung kann über netzoptimierte Ausschreibungen und flexible Netzanschlussvereinbarungen erfolgen.

Weitere Instrumente daneben sind nicht zielführend und führen ggf. zu Doppelungen und Fehlanreizen.

VI. Fazit

Ein stabiles regulatorisches Umfeld ist die zentrale Voraussetzung für die notwendigen Investitionen in die Energiewende. Das BMUKN appelliert an

die Bundesnetzagentur, im weiteren AgNes-Prozess von der Einführung der Einspeisenetzentgelte Abstand zu nehmen und stattdessen auf weitere Anreize für einen effizienten Netzbetrieb und effizienten Netzausbau zu setzen. Hier sieht das BMUKN große Einsparpotenziale.

Mit freundlichen Grüßen

[redacted]