Stellungnahme zur BNetzA-Konsultation AgNes

Handlungs-empfehlungen

- Die EWE AG schließt sich in dieser Sache den Ausführungen des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. an.
- Das von der BNetzA vorgeschlagene Modell zu Einspeisenetzentgelten lehnen wir ab.
- Wir plädieren für eine gemeinsame Ausgestaltung zukünftiger Rahmenbedingungen der Energiewende durch das BMWE und die BNetzA insbesondere im Hinblick auf Netzanschlussverfahren, flexible Netzanschlussverträge und Redispatchkosten

Einspeisenetzentgelte

Die folgende Stellungnahme der EWE AG bezieht sich auf die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) am 17.02.2026 veröffentlichten Orientierungspunkte zu Einspeisenetzentgelten. Weitere Stellungnahmen folgen zu den jeweils von der BNetzA festgelegten Fristen.
Die EWE AG schließt sich in dieser Angelegenheit weitestgehend der Stellungnahme des BDEW an. Die im Rahmen von AgNes geplanten Maßnahmen müssen mit aktuell laufenden Legislativverfahren u.a. zum EEG und zum EnWG (hier u.a. Fragestellungen zum Netzanschluss) mit Blick auf das Gesamtoptimum synchronisiert werden. Netzentgelte für Einspeiser hätten erhebliche Konsequenzen auf Business-Cases u.a. für EE-Anlagen und somit negativen Einfluss auf den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien. Deshalb lehnen wir Netzentgelte für Einspeiser sowohl in der Finanzierungs- als auch in einer Anreizfunktion ab. Der Einführung von Baukostenzuschüssen zur netztopologisch optimierten Standortsteuerung stehen wir positiv gegenüber. Diese können auch mit flexiblen Netzanschlussverträgen kombiniert werden, sofern hierfür eine gesetzliche Grundlage u.a. im EEG und entsprechende Standards geschaffen werden.

Den von der BNetzA angedeuteten möglichen Beschränkungen des EOG-Anteils (EU-weit 5%-10%) und etwaigen Rabatten für bestimmte Einspeisertypen steht entsprechend verringerten Erlösen ein unverändert hoher Einführungs- und Abwicklungsaufwand gegenüber. Allgemein werden durch solche Einspeiseentgelte keine wesentlichen Systemkosten verringert, sondern nur bestehende Kosten umverteilt. Diese umverteilten Kosten landen letztlich entweder in höheren Energiepreisen oder müssen über das EEG-Umlagekonto vom Bund gedeckt werden.

Es zeichnet sich bereits heute ab, dass Redispatchkosten der Netzbetreiber und entsprechende Entschädigungen für die Anlagenbetreiber zukünftig anders gehandhabt werden sollen. Für anfordernde Netzbetreiber werden diese Kosten perspektivisch nicht mehr als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) in der Regulierung anerkannt. Die künftige Ausgestaltung von Netzanschlussprozessen wird derzeit auf politischer Ebene verhandelt. Es gibt seitens des Bundeswirtschaftsministeriums Überlegungen, Entschädigungen für die unter bestimmten Bedingungen nicht mehr vollständig zu gewähren (z.B. BMWE: „Das Netzanschlusspaket – die Synchronisierung von Netzausbau und Anlagenbau senkt Kosten und erhöht Versorgungssicherheit“, 20.03.2026).

Allgemein empfehlen wir für energierechtliche Regelungen eine enge fachliche Abstimmung zwischen BMWE, Gesetzgeber und Regulierungsbehörde (BNetzA) um einen konsistenten Regelungsrahmen auszugestalten.

Ausgewählte Fragestellungen zu Einspeisernetzentgelten aus den Orientierungspunkten der BNetzA

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 Einspeisenetzentgelten auf die Strompreisbildung zu erwarten? Welche Wirkungen sind für Import- und Exportmengen zu erwarten? Werden Stromexporte verteuert?

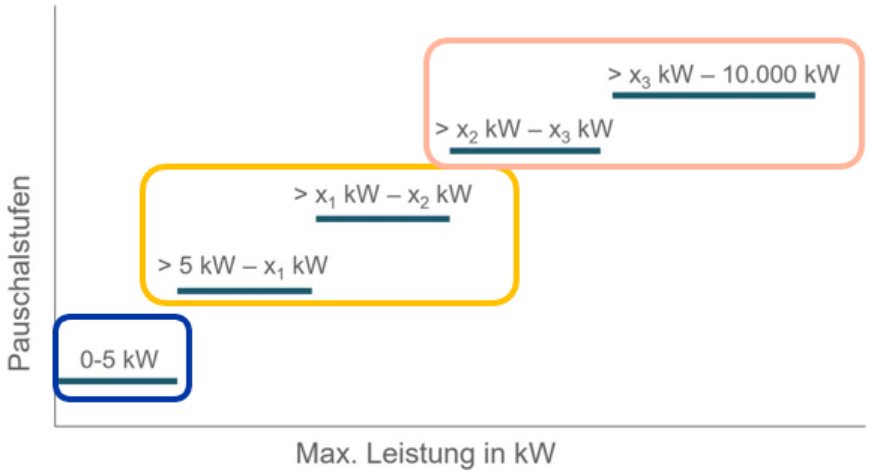
Es darf nicht verkannt werden, dass es einen Strombinnenmarkt in der EU gibt. Steigen die Grenzkosten für Erneuerbare in Deutschland, kann dies dazu führen, dass ausländische Erneuerbare in einer aggregierten Merit-Order vorrücken. Somit kämen inländische Erneuerbare tendenziell auf weniger Betriebsstunden und erhielten weniger Erlöse. In der Folge steigen (Finanzierungs-)Risiken, Fremdkapitalkosten und notwendige Förderung aus dem Bundeshaushalt.
Elektrolyseure sind in besonderem Maße von einer möglichen Strompreiserhöhung durch dynamische Netzentgelte für Einspeiser betroffen. SIe sind aufgrund der EU-Strombezugskriterien[1] für grünen Wasserstoff über PPA daran gebunden, in der Höhe Strom zu beziehen, wie die Erneuerbaren Energien im gleichen Zeitintervall Strom erzeugen. Elektrolyseure beziehen somit immer dann viel Strom, wenn eine hohe EE-Erzeugung besteht. Würden dynamische Netzentgelte für Erzeuger eingeführt und die dadurch entstehenden Kosten an die Verbraucher weitergereicht, wären Elektrolyseure somit durch die hohe Korrelation ihres Stromverbrauches mit der EE-Erzeugung besonders stark von der Kostenerhöhung betroffen. Der Wasserstoffgestehungspreis würde sich voraussichtlich um über 2 Euro pro kg H_2 erhöhen, was einer prozentualen Steigerung von über 30% entspricht. Dadurch wird voraussichtlich auch die höchste Zahlungsbereitschaft von Wasserstoffabnehmern, z.B. aus dem Raffineriesektor, nicht mehr erreicht und die Elektrolyseprojekte werden unwirtschaftlich. Mehrere Studien zeigen, dass erhebliche Systemkosten eingespart werden können, wenn Elektrolyse nah an Erneuerbaren Erzeugungsanlagen errichtet werden, z.B. in den Entlastungsregionen nach §13 k EnWG („Nutzen statt abregeln“)[2]. Werden nun dynamische Netzentgelte für Erzeuger und Lasten eingeführt, ist dies mit den o.g. EU-Strombezugskriterien für grünen Wasserstoff nicht kompatibel. Auch leistungs- oder kapazitätsbezogene Einspeiseentgelte würden die Wasserstoffgeste-hungskosten stark erhöhen und die Wirtschaftlichkeit der Projekte gefährden. Aus Sicht der Betreiber von Elektrolyseanlagen sind Netzentgelte für Einspeisung somit abzulehnen. Sofern es dennoch zu einer Einführung entsprechender Netzentgelte kommen, plädieren wir dafür, netz- und systemdienlichen Lasten in den Entlastungsregionen nach § 13k EnWG die Möglichkeit einer rückwirkenden Netzentgelterstattung einzuräumen.

[1] Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillier-ten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr
[2] Consentec et al., 2023: Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff | Hobbie & Lieberwirth, 2024: Compounding or Curative? Investigating the impact of electrolyzer deployment on congestion management in the German power grid - ScienceDirect

Sind alle volleinspeisende Erzeugungsanlagen ab der Niederspannung mit Leistungsmessung zu betrachten? Oder sollten in die Überlegungen auch Prosumer miteinbezogen werden? Oder genügen die bisher diskutierten Optionen der BNetzA für Prosumer eine angemessene Finanzierungsbeteiligung zu gewährleisten (vgl. Orientierungspunkte zu den Entgeltkomponenten)?

Aus EWE-Sicht erscheint es schwierig, in der NS-Ebene Kundengruppen wie Prosumer, Flexumer, etc. trennscharf und rechtssicher zu definieren. Dazu kommt, dass sich das Einspeise- und Lastverhalten einer Vielzahl von Kunden perspektivisch ohnehin weiter verändern wird, insbesondere über die flächendeckende Umrüstung auf Wärmepumpen und die weitere Verbreitung von Ladepunkten. Zielführender dürfte daher eine Abgrenzung gemäß der verbauten Messtechnik sein.
Grundsätzlich schlagen wir folgende Entgeltsystematiken für die Niederspannung vor:

- Kunden mit „konventionellen“ oder modernen Messeinrichtungen: Für dieses Kundensegment ist ein grundlegender Änderungsbedarf gegenüber Status quo nicht erkennbar, auch wenn hier Kunden mit Balkonkraftwerken (Kleinstprosumer) umfasst sind. Die Mengenreduzierungen durch Balkonkraftwerke sind je Kunde geringfügig. Deshalb sollte hier das Arbeitspreis-Grundpreis-Modell weiterhin Gültigkeit behalten. Jedoch sollte die unspezifizierte Vorgabe der Verhältnismäßigkeit aufgehoben werden und eine überwiegende Finanzierung über Grundpreise ermöglicht werden. Dies würde zu mehr Rechtssicherheit beitragen.
- Kunden mit intelligenten Messsystemen (iMS): Die Leistungswerte sind der entscheidende Faktor für Netzausbau bzw. Netzertüchtigungsmaßnahmen. Die heutige mengenbasierte Systematik in der Niederspannung spiegelt das nicht adäquat wider. Um beispielsweise Prosumer und Flexumer gleichmäßiger an den Netzkosten zu beteiligen, sollten alle Kunden mit iMS und unterhalb der Strombezugsmenge von 100.000 kWh in das Modell der gestuften Netzentgeltpauschalen überführt werden. Ein Lösungsansatz könnte in der Einführung leistungsgestaffelter richtungsunabhängiger Pauschalnetzentgelte liegen, wie sie im Forschungsprojekt unIT-e² erarbeitet wurden.[3]



Clusterbeispiele:
Cluster 1: 0-5 kW geringe Netzbeanspruchung, vor allem bisherige Consumer
Cluster 2: >5 kW mittlere Netzbeanspruchung, vor allem Prosumer
Cluster 3: hohe Netzbeanspruchung, vor allem Prosumer/Flexumer

[3] Bayernwerk et al., 2024: Netzentgeltsystematik in der Niederspannung verursachungsgerecht gestalten – Fokus ab der 5. Regulierungsperiode Strom (ab 2029); Positionspapier_Netzentgelte.pdf (Kapitel 4) | weitere Forschungsergebnisse unter https://unit-e2.de/ einsehbar

Nach unserer Ansicht trägt dieses Modell in seiner Grundform dazu bei, Komplexität gegenüber Anschlusskunden und Marktteilnehmern zu reduzieren und setzt dabei schon in der Basis auf einen Selbstanreiz der Kunden, Ihre Inanspruchnahme von Leistungskapazität am Netzanschluss zu optimieren. Es handelt sich hierbei um einen Ansatz, der aus Sicht von EWE einen substanziellen Beitrag zur weiteren Ausgestaltung von Netzentgeltkomponenten in der Niederspannung leisten kann. Durch Einbezug aller Kundengruppen werden die Netzkosten breiter finanziert und die Netzentgelte verursachungsgerechter verteilt. Dadurch kann ein positiver Effekt auf das Netzentgeltniveau erzielt werden.

Der Modellansatz bietet folgende Vorteile:

- Flexibel ausgestaltbar (z. B. Clusterbandbreiten und -anzahl) → Die Stufen können auch weiter gefasst werden
- Erweiterbar z. B. um eine Anreizfunktion (nicht Schwerpunkt dieser Stellungnahme)
- Diskriminierungsfreie Integration aller Kundengruppen (inkl. Prosumer) in die Netzfinanzierung
- Komplexitätsreduktion in den Prozessen und verständlicher für die Vermarktung gegenüber Endkunden
- Gute Nachvollziehbarkeit zwischen Lieferant und Kunde gegeben
- Keine Kundeninteraktion erforderlich
- Vereinfacht und erhöht die Planbarkeit → Sprünge zwischen den Jahren i. d. R. nur bei signifikanten Änderungen der Gerätschaften der Kunden

Die Entgeltbildung erfolgt schrittweise:

- Auswertung Kundenzahlen, Leistung kW(max) und Einspeise-/Lastverhalten aus iMS
- Ableitung von Clustern anhand der Kundenverteilungen
- Überführung der Kunden mit iMS in die neue Systematik (Aufteilung der bisherigen Netzentgeltanteile aus dem „EOG-Anteil“ des Arbeitspreis-Grundpreis-Modells)
- Ableitung der Netzentgelte anhand des „EOG-Anteils“ und Kundenzahlen je Cluster
- Ertüchtigung der Abrechnungssysteme (z. B. richtungsunabhängiger maximaler Leistungswert aus Ein- und Ausspeiselastgängen)

Ist es in einem einheitlichen Stromgroßhandelsmarkt vorstellbar, neue Anlagen und Bestandsanlagen, die einen Vertrauensschutz genießen, unterschiedlich zu behandeln?

Aus Sicht von EWE stellen „Vertrauensschutz“ und „Investitionssicherheit“ grundsätzlich ein extrem hohes und schützenswertes Gut dar. Mit Blick auf die massiven Investitionsherausforderungen vor denen alle an der Bewältigung der Energiewende beteiligten Akteure stehen, sind verlässliche und planbare Rahmenbedingungen unabdingbar. Eingriffe, die getätigte Investitionsentscheidungen rückwirkend (teilweise) entwerten, lösen Unsicherheiten aus, die in der Folge zu Investitionszurückhaltungen führen werden. Derartige Signale gilt es grundsätzlich zu vermeiden, weshalb der Vertrauensschutz für getätigte Investitionen nicht in Frage gestellt werden sollte.

Wie sind die Gesamtwirkungen von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zu bewerten?

Jegliche Art von finanzieller Mehrbelastung wirkt sich auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus. In Zeiten mit generell steigendem finanziellem Druck (steigende Beteiligungsentgelte, höhere Kosten, zunehmend eigener Bau von Umspannwerken, Kabelverlegungen, etc.) würde dies einen zusätzlichen Kostenpunkt darstellen, der sich durchaus auf die Wirtschaftlichkeit der Projekte auswirkt. Hierdurch steigen Wirtschaftlichkeitslücken und damit Förderbedarfe.

Wie genau muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, um netzdienliches Verhalten (d.h. Engpassvermeidung) von Einspeisern effektiv und effizient anzureizen?

Ein dynamisches Netzentgelt ergibt insbesondere für Erneuerbare Energien keinen Sinn. Wind- und PV-Anlagen können ihre Betriebsweise nur bedingt steuern, da sie wetterabhängig sind. D.h., sie können lediglich Einfluss auf die Standortwahl nehmen. Aber auch dies ist vor dem Hintergrund bestehender Standortsteuerungselemente, insbesondere für Wind, nur bedingt möglich. Zudem wird die Standortentscheidung nur einmalig zu Beginn der Projektplanung getroffen. Wir sehen hier den Baukostenzuschuss daher als das geeignetere Instrument.

Wie muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, ohne (in einer Lernphase) Einfluss auf die Vermarktung der Erzeugungsanlagen auszuüben, aber dennoch den Zielen der Anreizfunktion gerecht zu werden?

Wie bereits in der Stellungnahme zu dynamischen Netzentgelten dargelegt lehnen wir die von der BNetzA vorgeschlagene Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte ab, da diese in der Praxis nicht umsetzbar ist.

Wie schnell kann bei Einspeisern mit einem dynamischen Arbeitspreis gestartet werden? Wie bei Speichern auch 2029, weil bei dieser Netznutzergruppe ebenfalls die Voraussetzung der 1/4-h-genauen Messung bereits gegeben ist?

Eine viertelstundenscharfe Messung ist auf der gesamten prozessualen Kette dynamischer Netzentgelte von der Ermittlung und Bereitstellung des Preissignals über die Nachvollziehbarkeit der Umsetzung von Anreizen in der einzelnen Anlage bis zur Abrechnung der jeweiligen Netzentgelte nur ein kleiner Bestandteil. Die Fragestellung suggeriert hier, dass eine Einführung bei Speichern für 2029 problemlos möglich wäre. Dies ist nicht der Fall. Im Allgemeinen ist die Einführung von (dynamischen) Arbeitspreisen für Einspeiser aus den bereits dargelegten Gründen abzulehnen.

Wie sollte eine Koordination mit den Redispatch-Prozessen aussehen, um einen widerspruchsfreien Anreiz zu schaffen?

Redispatch läuft auch 5 Jahre nach der Einführung nicht einwandfrei. Weitere Prozesse sollten erst eingeführt werden, wenn es einen stabilen Regelbetrieb gibt. Die Redispatch-Prozesse stellen auch mehrere Jahre nach ihrer Etablierung keinen vollständig automatisierten, effizient funktionierenden

Zustand dar. Erst kürzlich erfolgte eine gesetzgeberische Anpassung zu Abrechnungsmodalitäten. Eine weitere Steigerung der Komplexität mit entsprechendem hohen, jahrelang dauernden Einführungsaufwand ist in einer Kosten-Nutzen-Analyse zu berücksichtigen. Die Übertragungsnetzbetreiber bringen zur Prognosegüte vor, dass sie Engpässe nicht vor den Day-Ahead-Märkten ausreichend gut vorhersagen können. Von Netznutzern wird allerdings in diesem Gedankenmodell dynamischer Einspeiseentgelte erwartet, dass sie Engpässe, die wesentlich von der Geschwindigkeit des Netzausbaus abhängig sind, effizient in ihren Investitionsentscheidungen berücksichtigen. Ein so volatiles Element führt zu Risikoaufschlägen bei den Projektentwicklern und verteuert so indirekt den Ausbau von Einspeisern und Batteriespeichern. Sie sind mit hohen Fremdkapital-Anteilen, teilweise von über 90% des Investitionsvolumens, finanziert. Auch nur geringe Risikoaufschläge für fixe oder dynamische Einspeiseentgelte könnten daher schon signifikante Steigerungen der Gesamtkosten zur Folge haben. Hinzu kommt, dass die langfristige Marktintegration Erneuerbarer Energien erschwert würde, weil für günstige PPA-Abschlüsse und Preishedging alle notwendigen Größen möglichst gut prognostizierbar sein müssen. Ein in Höhe und Ausmaß nur schwer prognostizierbares dynamisches Einspeiseentgelt steht dieser auch durch EU-Recht gewünschten gestärkten Marktintegration entgegen.

Wie stark soll die Regionalisierung der dynamischen Entgelte erfolgen, um zielgenaue Signale für den Betrieb von EE-Anlagen zu senden?

Wie bereits in der Stellungnahme zu dynamischen Netzentgelten dargelegt lehnen wir die von der BNetzA vorgeschlagene Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte ab, da diese in der Praxis nicht umsetzbar ist.

Insbesondere in unteren Spannungsebenen kann davon ausgegangen werden, dass die derzeit vermehrt bestehenden Engpässe als eher temporär und vergleichsweise kurzfristig behebbar anzusehen sind. Damit stellt sich die Frage, ob die Einführung eines komplexen Systems von dynamischen Einspeiseentgelten zur Adressierung von Engpässen auch auf diesen Spannungsebenen sinnvoll ist.

Wie bereits in der Stellungnahme zu dynamischen Netzentgelten dargelegt lehnen wir die von der BNetzA vorgeschlagene Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte ab, da diese in der Praxis nicht umsetzbar ist.

Bedarf es eines vorzeichengerechten dynamischen Preissignals beiderseits des Engpasses, um hinter dem Engpass zusätzliche Erzeugung anzureizen?

Wie bereits in der Stellungnahme zu dynamischen Netzentgelten dargelegt lehnen wir die von der BNetzA vorgeschlagene Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte ab, da diese in der Praxis nicht umsetzbar ist.

Welche Optionen für die Einführung von Einspeiseentgelten halten sie für vorzugswürdig:

- *Option 1: Fokus auf Anreizfunktion zur bewussten Verhaltensänderung durch wirkmächtige dynamische Netzentgelte auch auf die Gefahr von Überreaktionen hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Senkung der dynamischen Netzentgelte?*
- *Option 2: Dynamisches Netzentgelt mit geringer Anfangshöhe in der Einführungs- und Lernphase auch auf die Gefahr einer unvollständige Engpassentlastung hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Anhebung der dynamischen Netzentgelte?*

Wie bereits in der Stellungnahme zu dynamischen Netzentgelten dargelegt lehnen wir die von der BNetzA vorgeschlagene Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte ab, da diese in der Praxis nicht umsetzbar ist.

EWE AG EWE ist ein Versorgungskonzern im Bereich Strom, Erdgas, Telekommunikation und Informationstechnologie. Die EWE AG ist registrierte Interessenvertreterin nach dem Lobbyregistergesetz (Registernummer R001058) und folgt dem vom Deutschen Bundestag und von der Bundesregierung beschlossenen Verhaltenskodex.

Kontakt EWE Aktiengesellschaft
Tirpitzstraße 39
D-26122 Oldenburg
ww.ewe.com

Abteilung Politische Angelegenheiten
[redacted]