

Netzentgeltreform Strom (AgNES): Energiehandel unterstützt schrittweise Reformen bei Netzentgelten

Stellungnahme zum Festlegungsentwurf AgNES der Bundesnetzagentur vom 6. August 2026

Berlin, 18. September 2026 – Energy Traders Deutschland steht der geplanten Einführung von Einspeisenetzentgelten kritisch gegenüber, da diese die Netzkosten nicht verursachungsgerecht zuordnen und Engpässe kaum lösen können. Die Hauptkostentreiber, wie der Netzausbau und systemische Engpässe, sind kaum durch die Erzeuger beeinflussbar. Solche Entgelte verlagern daher vor allem Kosten und können die Strompreise erhöhen. Auch in Finanzierungsentgelten für Stromspeicheranlagen sieht der Energiehandelsverband ein Hemmnis für Flexibilität und deren systemdienliche Einbringung. Im Festlegungsentwurf der BNetzA ist positiv hervorzuheben, dass diese Entgelte auf Leistung statt auf Arbeit erhoben werden sollen, um Verzerrungen zu vermeiden. Bei richtiger Ausgestaltung haben dynamische Netzentgelte das Potenzial, die Effizienz im Netzengpassmanagement zu steigern. Doch weiterhin fehlt eine fundierte Kosten-Nutzen-Analyse. Anstelle einer vollständigen Dynamisierung empfehlen wir eine schrittweise Weiterentwicklung pauschaler Lösungen. Wichtig – auch für den langfristigen Energiehandel – sind zudem Transparenz und Planbarkeit, etwa durch die frühzeitige Veröffentlichung der Entgelte. Daher wird die Einrichtung einer ÜNB-Plattform für Preissignale sowie eines Mediums zur Netzengpass-Transparenz begrüßt. In der passenden Umsetzung bieten sie den Marktteilnehmern eine bessere Entscheidungsgrundlage.

Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen

Tenorziffer 9.1

Die Einführung von Einspeisenetzentgelten sehen wir weiterhin kritisch. Grundsätzlich halten wir Einspeisenetzentgelte für ein ungeeignetes Instrument, um Netzkosten verursachungsgerecht zuzuordnen oder Engpässe effizient zu adressieren. Die wesentlichen Kostentreiber (Netzausbau, strukturelle Engpässe, Systemdienstleistungen) sind überwiegend netz- und systembedingt und lassen sich durch das Verhalten der meisten Erzeuger, insbesondere Wind und PV, kurzfristig kaum beeinflussen. Ein Einspeisetarif würde daher primär Kosten verlagern, Investitionsrisiken erhöhen und letztlich die Strompreise für Verbraucherinnen und Verbraucher steigern, ohne einen proportionalen Systemnutzen zu liefern.

Die BNetzA verweist als Begründung zur Berechnung auf EU-Vorgaben. Eine Änderung der EU-Vorgaben, etwa der Wegfall der Obergrenze für Einspeisenentgelte, sollte aber nicht zu einer Öffnung und Neufestlegung im Rahmen von AgNES führen.

Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen

Tenorziffer 10.1

Die Einführung von Netzentgelten für Speicher lehnen wir ab, insbesondere wenn sie eine Finanzierungsfunktion verfolgen. Vielmehr sollte das Flexibilitätspotenzial gefördert und die netz- und systemdienliche Einbringung von Speichern angereizt werden, anstatt sie durch zusätzliche Entgelte oder auf andere Art einzuschränken. Baukostenzuschüsse für Speicheranlagen können ein geeignetes Instrument zur netzdienlichen Steuerung der räumlichen Verteilung von Neuanlagen sein.

Dennoch begrüßen wir im Sinne der Handhabbarkeit, dass die Entgelte für Stromspeicheranlagen zumindest einer ähnlichen Systematik folgen, wie für Kraftwerke und somit die zusätzliche Komplexität minimiert wird. Darüber hinaus ist zu begrüßen, dass die Netzentgelte für Stromspeicheranlagen nicht auf Arbeit, sondern nur auf Leistung Anwendung finden. Denn ein arbeitsbasiertes Netzentgelt würde zu zusätzlichen verzerrenden Effekten führen.

Entgelte mit Anreizfunktion

Zu Tenorziffer 12.1

Die Einführung dynamischer Netzentgelte birgt aus Sicht von Energy Traders Deutschland Chancen und Risiken. Bei richtiger Ausgestaltung besteht das Potential, die Kosten der Netzbetreiber im Zusammenhang mit dem Netzengpassmanagement zu reduzieren. Es besteht aber auch das Risiko, dass dieser Effekt ausbleibt und dadurch die Funktionsfähigkeit der Märkte eingeschränkt wird. Auch im durch die Bundesnetzagentur selbst veröffentlichten Gutachten werden solche Risiken dargestellt, im Festlegungsentwurf und dessen Begründung hingegen nicht mehr gewürdigt.

Es fehlt immer noch eine fundierte, datenbasierte Kosten-Nutzen-Analyse mit Rechenbeispielen, die die tatsächlichen Effekte auf Netzengpassmanagement und Gesamtkosten transparent macht. Diese ist auch in dem durch die Bundesnetzagentur veröffentlichten „Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik“ (erstellt von Consentec und IMEL / TU Clausthal) nicht enthalten, wäre aber eine unverzichtbare Grundlage für eine verantwortungsvolle Reform. Vor einer endgültigen Entscheidung sollten

solche Analysen noch stattfinden und auch veröffentlicht werden. Denn die praktische Umsetzung ist komplex: Netzbetreiber und Marktteilnehmer stehen vor großen Herausforderungen bei Parametrisierung, Prognose und technischer Ausstattung.

Statt einer vollständigen Dynamisierung erscheint zunächst eine behutsame Weiterentwicklung pauschaler Lösungen sinnvoller, die auch zeitvariabel und symmetrisch ausgestaltet werden können.

Generell kritisch bewerten wir Überlegungen, Erzeuger und Speicher stärker mit Netzentgelten zu belasten, da dies Investitionen und den dringend notwendigen Ausbau beeinträchtigen könnte.

Wichtig – auch für den langfristigen Energiehandel – sind zudem Markttransparenz und Planbarkeit. Sollten dynamische Netzentgelte eingeführt werden, ist eine frühzeitige Veröffentlichung der Entgelte spätestens vor Day-Ahead-Auktion und Regelernergieausschreibung unabdingbar.

ÜNB-Plattform für Preissignale (Tenorziffer 12.2)

Wir unterstützen, dass Übertragungsnetzbetreiber rechtzeitig vor Einführung dynamischer Netzentgelte eine gemeinsame Plattform in Betrieb nehmen sollen, mit der Preissignale ausgewiesen und kommuniziert werden können. Nur durch entsprechende Transparenz über erwartete dynamische Netzentgelte können die lokalen Signale sowohl in die Investitionsentscheidung als auch in die Vermarktungsentscheidung, etwa innerhalb eines Tolling-Agreements, aufgenommen werden. Eine rechtzeitige und vollständige Umsetzung dieser Plattform ist entsprechend eine Voraussetzung für die gewünschte Wirkung der Entgelte mit Anreizfunktion. Ohne eine solche Transparenz wären die Handlungs- und Reaktionsmöglichkeiten der Marktteilnehmer deutlich eingeschränkt.

Dynamische Netzentgelte für Speicher (Tenorziffer 12.2)

Die Umsetzbarkeit der Einführung von dynamischen Netzentgelten für Speicher hängt wesentlich von der Vorbereitung der Verteilnetzbetreiber ab. Hier sehen wir eine hohe Komplexität, auch in Anbetracht existierender Projekte, wie etwa den notwendigen Verbesserungen im Redispatch-Prozess.

Medium zur Netzengpasstransparenz (Tenorziffer 12.4)

Wir unterstützen, dass Übertragungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur ein geeignetes Medium zur Netzengpasstransparenz aufzusetzen haben, welches den Netznutzern auch ermöglicht, dynamische Netzentgelte in ihre Standort- und

Investitionsentscheidungen einzubeziehen. Nur durch entsprechende Transparenz über die Engpasssituation können die lokalen Signale sowohl in die Investitionsentscheidung als auch in die Vermarktungsentscheidung, etwa innerhalb eines Tolling-Agreements, aufgenommen werden. Eine rechtzeitige und vollständige Umsetzung dieser Plattform ist entsprechend eine Voraussetzung für die gewünschte Wirkung der Entgelte mit Anreizfunktion.

Es fehlen jedoch belastbare Angaben zu Datenqualität, Vorlaufzeiten, Verantwortlichkeiten, Haftung bei Fehlprognosen, Abrechnung über mehrere Netzebenen und Umgang mit widersprüchlichen Signalen in nachgelagerten Netzen.

Übergangsvorschriften

Bestandsschutz allgemein (Tenorziffer 17)

Wir begrüßen die vorgeschlagenen Regelungen zum Bestandsschutz für bereits in Betrieb genommene Anlagen sowie für Anlagen, für die vor Bekanntgabe der Festlegung eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen wurde. Dies ist sehr wichtig, da jede nachträgliche Belastung bestehender Anlagen wie eine rückwirkende Renditekürzung wirkt und die Kalkulationsgrundlage von Investoren und Finanzierern untergräbt.

Bestandsschutz für Erzeugungsanlagen (Tenorziffer 17.4)

Umfassende Modernisierungen mit erheblichen neuen Investitionen sollten als eigener Bestandsschutztatbestand berücksichtigt werden. Eine ausschließliche Anknüpfung an die historische Erstinbetriebnahme kann modernisierte Anlagen gegenüber Neubauprojekten sachwidrig benachteiligen.

Begründung zu den Tenorziffern 17.4 bis 17.7

- Randziffer 499: Es ist unklar, ob 50% des Investitionsvolumens nur Anschaffungs- und Herstellungskosten externer Anlagenkomponenten erfassen oder auch owner's engineering, interne Ingenieursleistungen, Projektentwicklungskosten und sonstige projektbezogene Vorleistungen (siehe Ziffer 499 der Begründung).
- Randziffer 500: Die in der rechtlichen Würdigung genannte Schwelle von mindestens 25 Prozent des Investitionsvolumens für drohende wesentliche Vermögensschäden erscheint hoch und ist nicht ausdrücklich im Tenor geregelt. Es sollte rechtsicher klargestellt werden, ob und in welchem Umfang diese Schwelle verbindlich ist, zu welchem Zeitpunkt sie zu bestimmen ist und welche Nachweise genügen.

Es sollte klargestellt werden, dass Netzbetreiber die Anforderungen an die endgültige Investitionsentscheidung nicht abweichend oder uneinheitlich auslegen dürfen. Andernfalls drohen unterschiedliche Anforderungen je Netzbetreiber und erhebliche Rechtsunsicherheit für Projekte.

Bestandsschutz für Speicher (Tenorziffer 17.5)

Anders als in Tenorziffer 17.4 zum Bestandsschutz für Erzeugungsanlagen enthält die Regelung für Speicher den Absatz zu Ausschreibungen nicht. („Bei staatlich administrierten Ausschreibungen, die bei einem bezuschlagten Gebot eine Realisierungspflicht beinhalten, die durch Pönalen abgesichert ist, gilt das Datum des Gebotstermins, nach dem das abgegebene Gebot nicht mehr zurückgenommen werden kann als Datum der Investitionsentscheidung.“). Das heißt, sollten Speicher z.B. bei der Kapazitätsausschreibung dieses Jahr zum Zug kommen, könnten sie sich nicht auf diesen Satz berufen. Dieser Satz sollte auch für Speicher aufgenommen werden.

Es sollte klar Bezug genommen werden auf Stromspeicheranlagen, die nach dem 4. August 2011 in Betrieb genommen worden sind. In den Begründungen wird sowohl für Stromspeicheranlagen (22.4, Absatz 516) als auch für Elektrolyseure (22.5, Absatz 519) mit dem gleichen Satz auf Bestandsanlagen verwiesen: "Die Einbeziehung solcher Anlagen, die bereits zum heutigen Zeitpunkt von den Netzentgelten befreit sind, erfolgt dabei deklaratorisch dahingehend, dass diese Vollbefreiung in dem gesetzlichen Rahmen fortgeführt wird." In der Tenorziffer 17.5 für Stromspeicheranlagen fehlt jedoch der klare Bezug zu Bestandsanlagen, der für Elektrolyseure in Tenorziffer 17.7 hergestellt wird. Hier sollten die Formulierung in Tenorziffer 17.5 für Stromspeicheranlagen, mit denen in Tenorziffer 17.7 für Elektrolyseure harmonisiert werden.

Wirksamwerden der Festlegung

Tenorziffer 20

Es sollte bestätigt werden, dass die Festlegung, soweit keine späteren Zeitpunkte geregelt sind, nach Tenorziffer 20 mit Bekanntgabe wirksam wird und als Tag der Bekanntgabe der 01.01.2027 bestimmt ist. Relevante Fristen für FID-Nachweise und Übergangsvorschriften müssen daran eindeutig anknüpfen.

Begriffsbestimmungen

Tenorziffer 2

Klare Definitionen sind wichtig, um Rechtssicherheit zu schaffen. Dabei sind Berührungspunkte mit anderen Themen, wie bspw. mit der MISPEL-Festlegung oder §118 Abs. 6 S.6 EnWG zu beachten. Für die folgenden Begriffe wäre eine Klarstellung anzustreben:

- Der Begriff des **anlagengekoppelten Speichers** ist unter Punkt 12c in TZ 2 definiert, dabei wird rein auf den gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt abgestellt. Abweichend davon wird unter TZ 10.2 auf die spezifische Anlage abgestellt, an die der Speicher gekoppelt ist. Unter TZ 14.2 (Rz. 412) wird noch detaillierter ausgeführt, indem der Zweck der Kopplung beschrieben wird.
- Der Begriff Inbetriebnahme ist nicht unter TZ 2. Begriffsbestimmungen als einheitliche Definition über das Dokument zu finden. Für Erzeugungsanlagen ist diese unter TZ 17.4 spezifiziert sowie ebenfalls unter TZ 22.3 (Rz. 504) ausgeführt. Für Batterien fehlt die Definition der Inbetriebnahme. Für Batterien wird insbesondere auch nicht auf die Definition im EnWG unter §118 Abs. 6 S. 6 abgestellt, sondern unter TZ 17.5 wird nur § 118 Abs. 6. S. 1 und 3 als „im Übrigen unberührt“ definiert.

Anmerkungen zu einzelnen Begründungen

Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen - Begründung zu Tenorziffer 9.1

Der Entwurf adressiert in Ziffer 329 Anlagen in der Netzreserve, enthält aber keine ausdrückliche Aussage zu Anlagen in der Kapazitätsreserve. Es sollte klargestellt werden, dass Anlagen in der Kapazitätsreserve vom Kapazitätsentgelt befreit sind, soweit keine Einspeisekapazität für eine eigenverantwortliche Netznutzung bereitgestellt wird.

Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen - Begründung zu Tenorziffer 10.1

Für netzgekoppelte Stromspeicheranlagen (Ziffer 406 ff) ist zu klären, welche Netzananschlusskapazität für das jährliche Kapazitätsnetzentgelt maßgeblich sein soll. Speicher weisen aufgrund von Wirkungsgradverlusten nicht zwingend identische Einspeise- und Bezugs-NAK auf.

Über uns: Energy Traders Deutschland setzt sich ein für die Förderung des Energiehandels in offenen, transparenten und liquiden Großhandelsmärkten in Deutschland und in Europa – uneinträchtig von Staatsgrenzen oder anderen Barrieren.