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 dynamischen Netzentgelten lehnen wir ab.
- In Form von Pilotprojekten könnte auf den Netzebenen 1 bis 3 mit bspw. Speichern oder Elektrolyseuren eine Dynamisierung von Netzentgelten erprobt werden.
- Regional differenzierte BKZ können zur Ansiedlung von netzdienlichen Lasten beitragen und mit flexiblen Netzanschlussverträgen kombiniert werden.

Dynamische Netzentgeltkomponente

Fragen aus dem Sachstandspapier (Kapitel 5.1 Anreizfunktion, Anreize für das Nutzungsverhalten und Kapitel 5.2, Anreizfunktion, Anreize für Investitionsentscheidungen)

Die folgende Stellungnahme der EWE AG bezieht sich auf die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) am 20.11.2025 veröffentlichten Orientierungspunkte zu Netzentgeltkomponenten und die am 17.12.2025 veröffentlichten Orientierungspunkte zu dynamischen Netzentgeltkomponenten (ohne Konsultationsfragen). Weitere Stellungnahmen folgen zu den jeweils von der BNetzA festgelegten Fristen.

Vorweg: Die EWE AG lehnt das von der BNetzA vorgeschlagene Modell ab und schließt sich in dieser Sache den Ausführungen des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. an.

Grundsätzlich unterstützen wir die Zielsetzung der BNetzA, den Anstieg der Redispatch- und der Netzausbaukosten zu dämpfen. Dabei kann eine Dynamisierung von Netzentgelten insbesondere auf höheren Netzebenen und für flexible Lasten grundsätzlich sinnvoll sein, jedoch erachten wir die bislang skizzierten Elemente des BNetzA-Modells zur Anreizfunktion als sehr komplex und operativ aufwändig im Handling. Eine Praxistauglichkeit wurde nicht belegt. Es fehlen zudem elementare Informationen z. B. zu:

- Netzbetreiberkoordination
- Wirksame, zeitliche Abfolge
- Veröffentlichungen und Marktkommunikation
- Umgang mit Prognosefehlern
- Kostenwälzung, insbesondere Ausgleich unterjähriger Erlösdifferenzen

Eine Kosten-Nutzen-Analyse, die den Mehrwert dieses Modells belegt, wurde ebenfalls nicht vorgelegt. Auch fehlt der Nachweis, wie die Risiken dieses Modells minimiert bzw. verhindert werden können. Dies gilt insbesondere für folgendes:

- Prognoseungenauigkeiten, die gemäß Ausführungen der ÜNBs bereits „day-ahead“ signifikant sind
- Zielgenaue Preisbildung
- Verhinderung von Übersteuerung/Fehlanreizen

Ausgewählte Fragestellungen zu Anreizen für das Nutzungsverhalten

Nach welchen Kriterien sollte über die gestaffelte Einführung von dynamischen Entgelten entschieden werden?
Das von der BNetzA vorgeschlagene Modell zu dynamischen Netzentgelten (symmetrische vorzeichengerechte Arbeitspreiskomponente) lehnen wir ab und folgen der Einschätzung des BDEW. Dennoch erkennen wir an, dass es einen Pfad zur Dynamisierung der Netzentgelte braucht. Für die Verbrauchsseite sollte je nach Machbarkeit ggfs. in Form von Pilotprojekten mit den Netzebenen 1-3 begonnen werden und die Erfahrungen sollten anschließend im Hinblick auf Kosten und Nutzen evaluiert werden. Wir sehen derzeit keine massentaugliche Umsetzbarkeit dynamischer Netzentgelte für die nachfolgenden Netzebenen.

Stellen Speicher oder andere Gruppen auf höheren Spannungsebenen eine geeignete Nutzergruppe zum Start dar?
EWE plädiert dafür, die Einführung von Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion zunächst mit hochflexiblen Nutzergruppen auf der Höchstspannungsebene zum Beispiel in Form von Pilotprojekten zu erproben. Dabei kann es sinnvoll sein, neben Batteriespeichern auch Elektrolyseure zu integrieren. Da in Bezug auf die Netzdienlichkeit für Elektrolyseure der Standort eine zentrale Bedeutung hat und es für die Wasserstoffproduktion enge zeitliche Vorgaben aus der EU-Regulierung gibt, sollte hier die regionale Verortung bei der Dynamisierung besonders beachtet werden. Während Batteriespeicher primär untertägige Erzeugungs- und Lastspitzen glätten können, verfügen Elektrolyseure über die Fähigkeit, Erzeugungsspitzen aus erneuerbaren Energien über Wochen hinweg aufzunehmen. Damit stellen sie eine zentrale Flexibilitätsoption für das Energiesystem der Zukunft dar.
Grundsätzlich kann Speichern aufgrund ihrer inhärenten Eigenschaft als flexible Verbraucher und Erzeuger schneller eine Dynamisierung der Entgeltkomponenten zugemutet werden, als klassischen Verbrauchern. Dabei muss dem Umstand Sorge getragen werden, dass durch Entgeltkomponenten angereiztes flexibles Verhalten zur Entlastung des Systems beiträgt und dementsprechend die Netzentgeltbelastung für diese Kundengruppen beim gewünschten Verhalten niedriger ausfällt, als dies bei nicht dynamisierten Netzentgelten der Fall wäre.

Wie soll mit § 14a-Modul 3 verfahren werden?
Das bestehende Modul 3 sollte im Rahmen der AgNes-Festlegung mit der Zielsetzung zur Anreizung netzdienlicher Lastverschiebung neu geregelt werden. Bestandsverträge sollten zum 31.12.2028 auslaufen. Wichtig ist hierbei, dass den Netzbetreibern mehr Spielraum in der Ausgestaltung gelassen wird. Derzeit sind diese Regelungen sehr eng gefasst.

Ausgewählte Fragestellungen zu Anreizen für Investitionsentscheidungen

Sollte den Netzbetreibern die Erhebung von Baukostenzuschüssen freigestellt bleiben oder sollte die Erhebung von BKZ verpflichtend werden?
BKZ-Regelungen sollen bundesweit einheitlich, transparent und einfach handhabbar ausgestaltet werden. Dementsprechend befürworten wir einen verpflichtenden BKZ (in Bezugsrichtung), um einen Anteil der massiven Ausbaukosten verursachungsgerecht zu verteilen.

Wird eine Orientierung und Bemessung an im Einzelfall zu ermittelnden Netzausbaukosten oder eine pauschale Bemessung von Baukostenzuschüssen bevorzugt?
Eine BKZ-Regelung mit 5 Jahresglättung erscheint aus unserer Perspektive heraus gut anwendbar. Dabei sollte auf eine pauschale Bemessung gesetzt werden, die transparent und einfach umsetzbar ist. Bei Wegfall des Leistungspreismodells müsste eine andere transparente Bezugsgröße herangezogen werden, wie z.B. ein Kapazitätspreis. Zudem ist eine Glättung mithilfe eines Durchschnittspreises mehrerer Jahre sinnvoll, um starke Preissprünge zu vermeiden.

Sollten Baukostenzuschüsse (auch) zur Allokationssteuerung eingesetzt werden? Sollten dazu innerhalb eines Netzgebiet räumliche Differenzierungen von BKZ vorgesehen oder möglich werden?
Laut dem aktuellen Szenariorahmen des Netzentwicklungsplanes sollen bis 2045 bis zu 70 Gigawatt Elektrolyseanlagen in das deutsche Stromversorgungssystem integriert werden. Die Wahl des Standorts dieser Anlagen ist dabei entscheidend für die Netzdienlichkeit, die Reduktion von Redispatch-Maßnahmen und den zukünftigen Netzausbaubedarf. Durch eine effiziente und optimierte Allokation dieser Flexibilitäten können bis 2050 die Gesamtsystemkosten um mehr als 60 Milliarden Euro reduziert werden.[1,2] Eine lokale Anreizung von Elektrolyseuren durch Stromnetzentgelte ist somit auch kostenreflexiv. Lokal differenzierte Baukostenzuschüsse (BKZ), sowie auch das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ (§ 13k EnWG), sind wichtige Bausteine für eine netzdienliche Allokation. Allerdings reichen diese lokalen Signale allein nicht aus, um die gewünschten Lenkungswirkungen zu erzielen. Die Auswirkungen auf den Wasserstoffpreis durch das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ (ca. 0,12 €/kg H_2)[3] und durch die räumliche Differenzierung im Baukostenzuschuss (ca. 0,4 €/kg H_2)[1] sind nur marginal. Dagegen kann eine substanzielle Reduktion der Netzentgelte, bzw. Befreiung, für Elektrolyseure an netzdienlichen Standorten einen signifikanten Anreiz setzen (ca. 1,50 €/kg H_2)[3] und so einen entscheidenden Beitrag zur Systemoptimierung leisten.
Für den Fall dass BKZ für Einspeiser in Erwägung gezogen werden, sollten großräumige räumliche Differenzierungen mit mehrjährigen verbindlichen Vorlaufzeiten etabliert werden. So können die Projektrisiken bei Vorhabenträgern minimiert werden.
Die Abrechnung eines BKZ sollte annuitätisch über z.B. 15 Jahre erfolgen. So ist bei den Netzbetreibern eine direkte Verrechnung mit der EOG möglich und bei den Netznutzern können die Kosten aus dem laufenden Cashflow nach einer Investition bedient werden.
Für die Vereinbarung eines dauerhaften flexiblen Netzanschlussvertrages (FCA) sollte im Gegenzug ein BKZ-Nachlass gewährt werden können. Ein BKZ-Nachlass sollte auch bei verpflichtendem, netzdienlichem Verhalten eines Lastkunden bzw. Speichers ermöglicht werden. Auch hier bietet die annuitätische Abrechnung über 15 Jahre gute Anreizwirkungen: Nach jedem Jahr kann überprüft überprüft werden, ob tatsächlich netzdienliches Verhalten vorlag und ggf. ein entsprechender Rabatt

[1] Vgl. Hobbie & Lieberwirth, 2024: Compounding or Curative? Investigating the impact of electrolyzer deployment on congestion management in the German power grid - ScienceDirect
[2] Vgl. Mahner et al., 2025: Weniger Abregeln durch mehr Flexibilität im Energiesystem
[3] Projektspezifische eigene Berechnungen entsprechend der aktuellen Regulierung.

gewährt werden. In jedem Fall gilt: Erforderlich sind bundesweit einheitliche Regelungen. Dazu gehören auch Legaldefinitionen insbesondere für die Begriffe System- und Netzdienlichkeit.
Wir sind offen für eine BKZ-Differenzierung auch bei VNB in Gebieten mit keinen bzw. geringen Engpässen zur Allokationssteuerung mit dem Ziel, Last-/Speicherkunden dort anzusiedeln, wo Netzkapazitäten frei sind.

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]
[redacted]