

Stellungnahme

Dynamische Netzentgeltkomponente: Orientierungspunkte der BNetzA GBK-25-01-1#3

ENERTRAG SE

27. Februar 2026

Stellungnahme

Zunächst bedanken wir uns bei der BNetzA für die Bemühungen, die Branche im AgNes-Verfahren umfassend einzubinden, für die frühzeitige Möglichkeit zur Stellungnahme sowie für die transparente Kommunikation während des gesamten Verfahrens. In diesem Dokument legen wir unsere Position zu den Vorschlägen der BNetzA bzgl. dynamischer Netzentgelte dar und stehen gerne für einen vertieften fachlichen Austausch zu einzelnen Themen zur Verfügung.

1 Allgemeines

Die Einführung dynamischer Netzentgelte für bestimmte Lasten könnte grundsätzlich die Chance bieten, Flexibilitäten gezielt zur Entlastung von Netzengpässen einzusetzen und damit die Netzintegration erneuerbarer Energien zu fördern. Derzeit bestehen jedoch noch erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung und der zugrunde liegenden Parameter. Insbesondere fehlen belastbare Annahmen zu folgenden Punkten:

- Die dynamische Arbeitspreiskomponente soll nur in noch zu definierenden Netzgebieten erhoben werden, und zwar dort, wo Netzengpässe bereits bestehen oder in absehbarer Zeit zu erwarten sind. Es ist bislang jedoch unklar, nach welchen Kriterien diese Netzgebiete konkret abgegrenzt werden sollen.
- Ebenso stellt sich die Frage, inwieweit die Kriterien zur Ausweisung von Netzengpassgebieten zwischen Netzbetreibern harmonisiert werden, um eine konsistente und transparente Anwendung sicherzustellen.

Insgesamt erscheint es erforderlich, die methodischen Grundlagen und Parameter der dynamischen Netzentgelte weiter zu konkretisieren, um eine fundierte Bewertung ihrer Effekte und ihrer Steuerungswirkung auf Flexibilitäten zu ermöglichen.

Gleichwohl sollten bereits jetzt folgende qualitative Aspekte berücksichtigt werden.

1.1 Messbarkeit des Netzausbaubedarfs und Investitionsanreize im Kontext dynamischer Netzentgelte

Im Redispatch-Regime lassen sich die volkswirtschaftlichen Kosten von Netzengpässen unmittelbar anhand der anfallenden Redispatch-Kosten quantifizieren. Der wirtschaftliche Nutzen von Netzausbaumaßnahmen kann entsprechend an der erwarteten Reduktion dieser Kosten gemessen werden. Dies bietet ein vergleichsweise einfaches und transparentes Instrument zur Bewertung von Netzausbauprojekten.

Stellungnahme

Im Falle eines Bidding-Zone-Splits ließe sich der Netzausbaubedarf anhand der zwischen den Zonen entstehenden Congestion Rents bestimmen. Diese können eine belastbare Grundlage für Investitionsentscheidungen im Netzausbau darstellen.

Mit der Einführung dynamischer Netzentgelte werden Netzengpässe unmittelbar über Preissignale an die Netznutzer weitergegeben. Damit ist die Erwartung verbunden, dass diese ihr Verhalten anpassen und so (idealerweise kosteneffizient) zur (teilweisen) Entlastung der Engpässe beitragen. Eine solche netzdienliche Verhaltensanpassung bedeutet jedoch regelmäßig eine Abweichung von einem unverzerrten, primär marktbasierten oder bedarfsorientierten Einsatz. So verzichtet etwa ein Batteriespeicherbetreiber auf Marktopportunitäten, ein Verbraucher auf bestimmte Energienutzungen oder eine Erzeugungsanlage auf Einspeiseerlöse. Diese Anpassungen verursachen ökonomische Kosten auf Seiten der Netznutzer. Anders als im Redispatch-Regime werden diese Kosten jedoch nicht explizit ausgewiesen oder systematisch erfasst, sondern verbleiben implizit bei den betroffenen Akteuren. Ihre Höhe ist daher nur schwer quantifizierbar.

Die damit verbundene mangelnde Kostentransparenz erschwert eine effiziente Abwägung zwischen zwei Handlungsoptionen: Zum einen der fortgesetzten Anwendung differenzierter Preise vor und hinter dem Engpass (und damit der dauerhaften Inkaufnahme der beschriebenen Verhaltensanpassungskosten) und zum anderen der strukturellen Behebung des Engpasses durch Netzausbau.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie bei Einführung dynamischer Netzentgelte der Netzausbaubedarf sachgerecht bemessen werden soll und wie zugleich hinreichende Anreize für Netzinvestitionen aufrechterhalten werden können.

1.2 Modelle zur Sicherstellung netzdienlicher Fahrweisen im Vergleich

Zur Gewährleistung eines netzdienlichen bzw. netzverträglichen Verhaltens der Netznutzer stehen grundsätzlich mehrere Modelle zur Verfügung:

- Bidding-Zone-Split: marktbasierendes Instrument
- Kostenbasierter Redispatch: reguliertes Instrument
- Dynamische Netzentgelte: reguliertes Instrument

Da ein Bidding-Zone-Split derzeit politisch nicht im Fokus steht, konzentriert sich die folgende Bewertung auf die beiden verbleibenden Optionen.

Im Vergleich zum kostenbasierten Redispatch stellen dynamische Netzentgelte aus volkswirtschaftlicher Perspektive eine tendenziell suboptimale Lösung dar:

Stellungnahme

- **Hohe Prognoseunsicherheit:** Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Rahmen des BNetzA-Workshops darauf hingewiesen, dass Engpassprognosen am Vortag Vormittag mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind. Der daraus abgeleitete Steuerungsbedarf ist entsprechend unpräzise und kann Fehlanreize setzen. Demgegenüber werden Redispatch-Bedarfe heute bis zu zwei Stunden vor Echtzeit dimensioniert und sind damit deutlich genauer.
- **Unklare Preiselastizitäten:** Dynamische Netzentgelte sind ein reguliertes, nicht markt-basiertes Instrument. Das Preisniveau wird vom Netzbetreiber festgelegt und ergibt sich nicht aus einem Marktgleichgewicht von Angebot und Nachfrage. Damit müssen Netzbetreiber die Preiselastizitäten unterschiedlicher Netznutzergruppen (regional differenziert und möglichst aktuell) hinreichend genau kennen, um das zur Engpassbehebung erforderliche Flexibilitätsvolumen zu aktivieren. Eine solche präzise Bestimmung erscheint in der Praxis kaum realisierbar. Die Steuerungswirkung dynamischer Netzentgelte ist daher mit erheblicher Unsicherheit behaftet und kann sowohl zu Unter- als auch zu Überreaktionen führen. Im Gegensatz dazu erfolgt die Redispatch-Aktivierung anlagenscharf und kann gezielt sowie abgestuft umgesetzt werden.
- **Unpräzise Kostenallokation:** Dynamische Netzentgelte betreffen grundsätzlich alle Netznutzer, nicht nur flexible Akteure und nicht ausschließlich diejenigen Anlagen, die die größte netztechnische Wirkung auf überlastete Netzelemente haben. Eine zielgenaue Steuerung der effizientesten Akteure findet somit nicht statt, stattdessen werden die Kosten des Engpasses pauschal auf alle Netznutzer verteilt. Redispatch-Maßnahmen hingegen werden anlagenscharf bei denjenigen Anlagen durchgeführt, die den höchsten Beitrag zur Engpassbewirtschaftung leisten. Zudem wirken sich die Kosten der Gegenmaßnahme (z. B. Hochfahren hinter dem Engpass) nicht unmittelbar auf die Strombeschaffungskosten der Verbraucher aus, da sie meistens außerhalb des Marktes abgewickelt werden.

Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass das kostenbasierte Redispatch-Modell nicht für alle Anlagen anwendbar ist, sondern nur für diejenigen, bei den die Einsatzkosten sich anhand normierter Regelungen gut berechnen lassen.

Vor diesem Hintergrund erscheint es sachgerecht, dynamische Netzentgelte auf diejenigen Netznutzer zu beschränken, die nicht in ein kostenbasiertes Redispatch-Regime eingebunden werden können: also primär Verbraucher.

Stellungnahme

2 Stromspeicher

Es sollte vorrangig geprüft werden, ob die gesetzlich vorgesehene Einbindung von Stromspeichern in das Redispatch-Regime möglich und gegebenenfalls weiter zu optimieren ist, bevor dynamische Netzentgelte als Instrument in Betracht gezogen werden.

3 Elektrolyseure

3.1 Berücksichtigung von dynamischen Netzentgelten bei RFNBO-Kriterien

Dynamische Netzentgelte für Elektrolyseure können einen wichtigen Beitrag zur Förderung netzdienlicher Betriebsweisen leisten. Ihre volle Wirkung entfalten sie jedoch nur, wenn die RFNBO-Auslegung in der BImSchV entsprechend angepasst wird. Die folgenden Punkte sind dabei zentral:

- Die RFNBO-Kriterien gemäß Delegated Act, § 13k EnWG sowie dynamische Netzentgelte können gemeinsam wirksame Anreize für netzdienliches Verhalten setzen. Der parallele Einsatz dieser Instrumente sollte daher aufeinander abgestimmt und optimiert werden.
- Gemäß Delegated Act, Artikel 4 Absatz 3, wird Strombezug als konform mit den RFNBO-Strombezugskriterien anerkannt, wenn nachweislich erneuerbare Strom genutzt wird, der andernfalls abgeregelt worden wäre. Voraussetzung ist der Nachweis, dass durch den Stromverbrauch eine Abregelung erneuerbarer Energien vermieden wurde.
- In der deutschen Umsetzung findet sich diese Regelung in § 9 Abs. 1 Nr. 3 37. BImSchV. Zudem wird in § 9 Abs. 2 37. BImSchV klargestellt, dass diese Voraussetzungen dann als erfüllt gelten, wenn ein Fall von § 13k EnWG vorliegt. Diese Klarstellung sollte ausgeweitet werden: Sie sollte auch Stromverbrauch in Viertstunden und Netzgebieten mit negativen Netzentgelten miteinschließen. Eine entsprechende Anpassung der Umsetzung der RFNBO-Kriterien in der BImSchV würde es ermöglichen, flexibler auf Engpasssituationen zu reagieren.
- Insbesondere Stromverbrauch in Viertstunden und Netzgebieten mit negativen Netzentgelten könnte auf diese Weise als „grün“ anerkannt werden. Dies erscheint im Sinne von Artikel 4 Absatz 3 des Delegated Acts zu RFNBO sachgerecht, da der Betrieb von Elektrolyseuren in diesen Situationen dazu beiträgt, Redispatch-bedingte Abregelungen erneuerbarer Energien zu vermeiden.

Stellungnahme

- In Kombination mit dynamischen Netzentgelten kann so die Flexibilität und Netzdienlichkeit von Elektrolyseuren deutlich gesteigert werden.

3.2 Anpassung des Redispatch-Rahmens für Reaktion auf Intraday-Signale nötig

Damit Elektrolyseure nicht ausschließlich auf Netzsignale in Form dynamischer Netzentgelte am Vortag reagieren können, sondern auch im Intraday-Zeitraum netzdienlich eingesetzt werden, sollte der Redispatch-Rahmen entsprechend weiterentwickelt werden.

Insbesondere für Elektrolyseure in Co-Location mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen hinter demselben Netzanschlusspunkt sollte der Redispatch-Rahmen so ausgestaltet werden, dass Redispatch-Anweisungen den Anschlussnetzbetreibers alternativ entweder durch das Hochfahren des Elektrolyseurs oder durch die Abregelung der EE-Anlage erfüllt werden können.

Ein solcher Ansatz würde zusätzliche Flexibilität erschließen und die volkswirtschaftlichen Kosten der Engpassbewirtschaftung senken.

4 Power-to-Heat-Anlagen

Die Einführung dynamischer Netzentgelte für PtH-Anlagen kann einen wesentlichen Beitrag zu deren netzdienlichem Einsatz leisten. Voraussetzung ist jedoch, dass die Reaktion auf diese Preissignale bei der Bewertung der Emissionsfaktoren der erzeugten Wärme angemessen berücksichtigt wird. Andernfalls besteht die Gefahr, dass ein netzdienlicher Betrieb zu einer Verschlechterung der CO₂-Bilanz von Industrieanlagen oder Wärmenetzen führt.

Wie oben für Elektrolyseure dargestellt, sollte auch im Fall einer Co-Location die Möglichkeit gegeben sein, eine Redispatch-Anweisung alternativ durch das Hochfahren einer PtH-Anlage anstelle einer Abregelung der EE-Anlage umzusetzen.

5 Einspeiser

Dynamische Netzentgelte für Einspeiser sind grundsätzlich abzulehnen. Eine genaue Ausführung dazu werden wir in unsere Stellungnahme zu Einspeisenentgelten bis zum 27. März bei der Bundesnetzagentur einreichen.