RWE AG Stellungnahme zu den Orientierungspunkten der Bundesnetzagentur zu dynamischen Netzentgeltkomponenten im Rahmen der Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)

Am 17. Dezember 2025 hat die BNetzA im Rahmen von AgNes ihre Orientierungspunkte zur Einführung dynamischer Netzentgelte zur Konsultation gestellt. Ziel der geplanten, regional und zeitlich differenzierten, Arbeitspreiskomponente ist es, durch Preissignale gezielt Verhaltensänderungen bei Netznutzern anzureizen und dadurch Netzengpässe sowie die Kosten des Redispatches zu verringern. Mit dem am 17. Februar 2026 veröffentlichten Orientierungspapier zur Beteiligung von Einspeisern und auf dem Workshop am 20. Februar 2026 hat die BNetzA ihr Konzept weiter spezifiziert.

Stellungnahme von RWE zu den Vorschlägen der BNetzA

<u>Dynamische Netzentgelte bringen die Nachteile eines Nodal Pricing ohne dessen Effizienzvorteile</u>

Die Absicht der BNetzA, die Kosten des Redispatches und des Ausbaus der Netze durch ökonomische Anreize für eine effizientere Nutzung der Netzinfrastruktur zu dämpfen, ist nachvollziehbar und zu unterstützen. Die vorgeschlagene Systematik dient aber nicht der Zielerreichung, sondern konterkariert diese.

Ökonomisch handelt es sich bei dem Vorschlag der BNetzA für dynamische Netzentgelte um einen Versuch, über administrativ gesetzte Zuschläge ein Ergebnis zu simulieren, das bei integrierter Markt- und Netzoptimierung automatisch entstehen würde – im Falle des BNetzA-Konzepts jedoch intransparent und nicht handelbar. Die dynamischen Netzentgelte würden die Systemkosten und damit auch die Verbraucherpreise dadurch erhöhen und nicht senken.

Im Ergebnis übernimmt der Ansatz der Bundesnetzagentur Elemente eines nodalen Preissystems – insbesondere regionale und zeitliche Preisdifferenzierung – erreicht aber die Effizienzvorteile nicht, die mit einem Nodal Pricing verbunden wären. Die Engpasssignale sind administrativ auf Basis von Prognosen festgelegt, nicht handelbar, nicht-hedgebar und erschweren somit jede Form von Stromhandel. Es entsteht damit eine zweite Preisebene neben dem Börsenpreis.

Würde die BNetzA einen kompletten Systemwechsel anstreben, der die Redispatchkosten von den Netzkosten in die Marktkosten verschiebt, wäre ein sortenreines Nodal Pricing die energiewirtschaftlich konsistente Alternative, bei der es zumindest internationale Erfahrungen gibt. Erzeuger bieten ihre Strommengen zu Grenzkosten an, Nachfrager entsprechend ihrer Zahlungsbereitschaft. Ein marktlicher Optimierungsalgorithmus berechnet unter Berücksichtigung sämtlicher Netzrestriktionen die wohlfahrtsmaximierende Lösung und erzeugt Engpasspreise, die handelbar sind, Marktpositionen abbilden und Congestion Trading ermöglichen. Gibt es keinen Engpass, entsteht ein einheitlicher Preis. Bei Engpässen entstehen unterschiedliche Preise an verschiedenen Netzknoten – ein unmittelbares Ergebnis der integrierten Optimierung von Markt und Netz. Engpasspreise ergeben sich aus den tatsächlichen Geboten und dem realen Netzzustand.

Auch eine Einführung von Nodal Pricing in Deutschland und im europäischen Strommarkt wäre allerdings mit erheblichen praktischen und politischen Herausforderungen verbunden, da Deutschland in das europäische Marktdesign eingebunden ist, das auf Gebotszonen und grenzüberschreitendem Market Coupling basiert. Eine Umstellung würde tief in bestehende Handelsstrukturen und in regulatorische Zuständigkeiten eingreifen, die Liquidität verringern und ließe sich nur rechtfertigen bei dauerhaften und strukturellen Problemen. Aufgrund des fortschreitenden Netzausbaus sehen wir dies nicht als gegeben an.

Dynamische Netzentgelte sind selbst gegenüber dem Status quo kein Fortschritt

Auch der Status quo mit kostenbasiertem Redispatch ist bereits energiewirtschaftlich effizienter als der Vorschlag der BNetzA für dynamische Netzentgelte: Würde heute das Marktergebnis das Netz überlasten, werden gezielt exakt so viele Anlagen abgeregelt bzw. hochgefahren, wie für die Behebung des Engpasses notwendig sind. Des Weiteren werden die Marktteilnehmer kostenbasiert entschädigt. Der einzige Nachteil am Status quo ist, dass Speicher und Nachfrage nur schwer in ein kostenbasiertes Redispatch-System integriert werden können.

Marktliche Weiterentwicklung des Engpassregimes das Mittel der Wahl

Vor diesem Hintergrund erscheint eine schrittweise Weiterentwicklung des bestehenden Systems hin zu einem kostengünstigeren und marktwirtschaftlicheren Engpassmanagement realistischer. Ein marktlicher Redispatch wie in anderen Ländern (z.B. den Niederlanden) – also die wettbewerbliche Beschaffung von Engpassentlastung durch transparente Ausschreibungen für Speicher und Nachfrager– würde Preissignale dort entstehen lassen, wo physische Knappheit besteht, ohne ein paralleles, prognoseabhängiges Engpasspreissystem über dynamische Netzentgelte aufzubauen. Zudem kann man auf bestehende Instrumente zurückgreifen wie z.B. §14a EnWG - auch hier geht es um Einsatz von Flexibilität für Netzzwecke.

Wir sehen zudem grundsätzliche Gründe, die gegen die Einführung dynamischer Netzentgelte sprechen. Neben der von der BNetzA angedachten Beteiligung von Speichern lehnt RWE auch eine Beteiligung von Einspeisern an dynamischen Netzentgelten ab. Siehe hierzu auch unsere Stellungnahme aus der Konsultation im Juli 2025 und die dort dargelegte grundsätzliche Ablehnung einer Beteiligung von Einspeisern an Netzentgelten.

Die wichtigsten Aspekte im Einzelnen:

1. **Markteingriffe und fehlende Parametrierbarkeit**
   Um die Kosten des Redispatches durch das Instrument zu senken, müssten Netzbetreiber die dynamischen Netzentgelte derart bemessen, dass gezielt die Position der Marktteilnehmer in einer bestimmten Region in der Merit Order verändert wird. Dies stellt einen erheblichen Eingriff in den Strommarkt dar. Zudem wäre eine effiziente Parametrierung nur möglich, wenn der Netzbetreiber nicht nur die allgemeine Netzsituation, sondern auch das Marktverhalten und die Opportunitätskosten der Netznutzer auf Entnahme- und Einspeiseseite separat kennt – was nicht realistisch ist. Die Informationen liegen schlichtweg nicht vor, und ein Herantasten führt für Marktteilnehmer zu einer Situation mit unkalkulierbaren Risiken. Bereits geringe Prognoseungenauigkeiten oder Abweichungen führen zu Fehlsteuerungen und Mitnahmeeffekten.

2. **Wirkungsmechanismus des Preissignals**
   Es besteht eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass in Engpasssituationen Grenzkraftwerke die Stromgroßhandelspreise setzen, die mit einem positiven dynamischen Netzentgelt belegt sind. Umgekehrt sind die negativen Netzentgelte für die Preissetzung vermutlich irrelevant. Insgesamt steigt der Strompreis im Gesamtmarkt an, was zu Lasten der Verbraucher führt und andererseits zu Windfall Profits.

3. **Kosten und Unsicherheiten für Netznutzer am Strommarkt**
   Dynamisierte Netzentgelte erhöhen die Kosten für die preisliche Absicherung ("Hedging") von Netznutzern und verringern die Liquidität der Terminmärkte. Die Netznutzer können ihre zukünftige Entgeltbelastung nicht verlässlich prognostizieren, was ihre Beschaffungs- bzw. Vermarktungsstrategie maßgeblich beeinflusst. Beispielsweise wüssten Industriekunden beim Einkauf auf dem Terminmarkt nicht, welche Entnahmemenge sie zum Lieferzeitpunkt tatsächlich benötigen, weil dies vom bei Beschaffung noch unbekannten AP3 abhinge. Für Stromerzeuger träte das gleiche Problem bei der Absicherung auf dem Terminmarkt auf. Dies führt zu einer Verteuerung der Absicherung und einer Verringerung der Marktliquidität. Der Effekt darf nicht unbeachtet gelassen werden, er ist bereits heute an den Future-Märkten für 2029 erkennbar.

4. **Fehlanreize und mögliche Kostensteigerungen**
   Unsicherheiten und unpräzise Preissignale durch dynamische Netzentgelte können zu nicht beabsichtigten Lastverschiebungen und unerwünschtem Verhalten der Marktteilnehmer führen, was im Ergebnis steigende Redispatchkosten und einen zusätzlichen Bedarf an Netzausbau verursachen kann. Zudem werden Anlagen entsprechend ihrem Standort (z. B. Pumpspeicher im Süden Deutschlands) systematisch stärker oder schwächer belastet, was zu erheblichen Benachteiligungen führen kann.

5. **Regionale Granularität und Berechnungskomplexität**
   Die vorgesehene regionale Granularität dynamischer Netzentgelte über Höchst- und Hochspannungsebene setzt eine Unterteilung der Verteilnetzgebiete mit eigenen Netzberechnungen voraus. Die Notwendigkeit knotenscharfer Berechnungen, insbesondere wenn Zahler und Nichtzahler innerhalb einer Zone nebeneinander existieren, ist äußerst anspruchsvoll. Insbesondere in den Verteilnetzen ist dies aufgrund fehlender technischer Möglichkeiten auf absehbare Zeit nicht vorstellbar.

6. **Umfassende Einbindung aller Netznutzer**
   Signifikante Effekte sind nach Einschätzung der ÜNB nur möglich, wenn alle Netznutzer eingebunden werden und das dynamische Entgelt insbesondere auch im Verteilnetz weitergereicht wird. Dies stößt jedoch auf erhebliche technische Herausforderungen. Gleichzeitig besteht die Gefahr, dass im jeweiligen Verteilnetz durch dort vorliegende lokale Engpässe ein anderes Verhalten der Netznutzer notwendig wäre als durch das ÜNB-Signal incentiviert. Dieser Widerspruch ist mit dem vorgeschlagenen Modell nicht lösbar.

7. **Operative Herausforderungen und Reaktionsfähigkeit der Marktteilnehmer**
   Die Festlegung der Netzentgelte müsste bereits um 7:00 Uhr des Vortags erfolgen, um in

den Regelleistungsauktionen (insbesondere FCR) ab 8:00 Uhr noch berücksichtigt werden zu können. Dies verlangt hochkomplexe, regional differenzierte Prognosen hinsichtlich Stromflüssen und Engpässen – auf Basis einer noch nicht bekannten Markt-Merit-Order. Die Fähigkeit der Marktteilnehmer, darauf angemessen zu reagieren, ist beschränkt, insbesondere wenn langfristige Verträge (z. B. PPA), vertragliche oder physische Restriktionen (insbesondere Industrie) oder hohe Opportunitätskosten bestehen.

8. **Herausforderungen für Speicher und technische Umsetzbarkeit**
   Auch wenn Netzentgelte vor der Regelleistungsauktion feststehen, bleibt die Bepreisung von Regelenergie für Speicherbetreiber unsicher, da z. B. beim Wiederauffüllen nach Bereitstellung von Regelenergie (Pumpstrom, Batteriebeladung) nicht klar ist, welche Netzentgelte anfallen. Dies dürfte Angebotspreise und damit die Kosten für Regelenergie weiter erhöhen.

9. **Keine Vereinfachung der Prozesse, sondern zusätzliche Komplexität**
   Selbst bei Einführung eines dynamischen Instruments bliebe der herkömmliche Redispatch-Mechanismus für kurzfristige Abweichungen unverzichtbar. Das bedeutet: Mehr Planungsaufwand und zusätzliche Kosten, aber nur potenzielle und teilweise Reduktion der Redispatchkosten.

10. **Investitionsunsicherheit und Wachstumsverzögerung**
    Die Komplexität und mangelnde Planbarkeit der Netzentgelte führen für viele Marktteilnehmer zu erhöhten Risikoaufschlägen in Geschäftsmodellen. Investoren oder Partner langfristiger Verträge müssten zwei Dinge voraussehen: Engpasssituationen und die „Übersetzung“ der Engpasssituationen in ein Preissignal - hierfür fehlen, anders als bei Preiszonentrennung bzw. Nodal Pricing, komplett die Regeln. Ein Herantasten würde langfristige Investitionen und Verträge erheblich belasten - die Risikokosten steigen unnötig an.

11. **Schrittweise Umsetzung neuer Regeln führt potenziell zu Diskriminierung**

    Die Einführung neuer Regeln muss diskriminierungsfrei erfolgen, um sicherzustellen, dass alle Netznutzergruppen gleich behandelt werden. Die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene schrittweise Umsetzung birgt das Risiko einer uneinheitlichen und potenziell diskriminierenden Behandlung einzelner Netznutzergruppen, da nicht alle Akteure zeitgleich und gleichartig von den neuen Regelungen erfasst werden. Daraus können für einzelne Akteure rechtlich relevante Nachteile entstehen, und eine Vielzahl von Klagen wäre in der Folge zu erwarten.

Fazit / Alternative Vorschläge:
Das berechtigte Anliegen der BNetzA, den Anstieg der Redispatch- und Netzausbaukosten zu dämpfen, lässt sich mit den vorgesehenen dynamischen Netzentgelten nicht effizient erfüllen, diese könnten hingegen die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten des Energiesystems erhöhen.

Wie dargestellt, ist Nodal Pricing für Deutschland ein theoretischer Benchmark – in der Praxis sehen wir ebenfalls viele Probleme.

Aus unserer Sicht sind – neben einem zügigen Netzausbau und einem reformierten Netzanschlussverfahren – regional differenzierte Baukostenzuschüsse als Einmalzahlungen sowie ein marktbasierter Redispatch für Speicher und Nachfrager (als Ergänzung zum bisher kostenbasierten Redispatch) die zielführenderen Instrumente. Dies gibt es bereits in anderen Ländern und wurde auch im SINTEG-Projekt erprobt. So ließe sich die Knappheit der Netzressourcen marktgerecht in Ausschreibungen einpreisen, und netzdienliche Standorte erhielten Vorteile – ohne den Strommarkt zu verzerren. Schon heute sollte man stärker die bestehenden Möglichkeiten des EnWG § 11a nutzen und gezielt Speicherleistung für die Behebung von Netzengpässen ausschreiben. Dies würde perspektivisch im marktlichen Redispatch aufgehen. Eine zügige und angemessene Fortführung des Netzausbaus bleibt zwingende Voraussetzung, damit bis Anfang der 2030er Jahre wie vorgesehen die Engpassmanagementkosten effektiv gesenkt werden können. Dieser Netzausbau würde das komplexe Instrument dynamischer Netzentgelte auch obsolet machen.

Wo arbeitsbasierte Netzentgelte für Verbraucher flexibilitätshemmend wirken, sollten diese Verzerrungen gezielt adressiert werden. Eine vollkommene, viertelstundenscharfe und geografisch kleinteilige Dynamisierung ist dafür nicht notwendig. Denkbar wäre zum Beispiel, in überspeisten Teilnetzen arbeitsbasierte Netzentgelte temporär auszusetzen, damit sie einer netzdienlichen Verbrauchserhöhung nicht entgegenstehen – wie etwa bei Weiterentwicklungen der „Atypik“. Perspektivisch könnten damit Effizienzgewinne erzielt werden, ohne die massiven Risiken und Nachteile einer vollständigen Dynamisierung einzugehen.