E.ON SE · Brüsseler Platz 1 · 45131 Essen

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Große Beschlusskammer
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

E.ON SE
Grid Economics
Energy Networks Germany
Brüsseler Platz 1
45131 Essen
www.eon.com

[redacted]

27. Februar 2026

Stellungnahme zu Orientierungspunkte Dynamische Netzentgeltkomponente (AgNes) GBK-25-01-1#3

Sehr geehrte Damen und Herren,

am 17. Dezember 2025 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Orientierungspunkte zu der dynamischen Netzentgeltkomponente der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) veröffentlicht. Für die nachstehend genannten Verteilnetzbetreiber des E.ON-Konzerns nehmen wir im Folgenden Stellung:

- **Avacon Netz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt**
- **Bayernwerk Netz GmbH, Lilienthalstr. 7, 93049 Regensburg**
- **ELE Verteilnetz GmbH, Ebertstrasse 30, 45879 Gelsenkirchen**
- **energis-Netzgesellschaft mbH, Heinrich-Böcking-Straße 10-14, 66121 Saarbrücken**
- **E.DIS Netz GmbH, Langewahler Str. 60, 15517 Fürstenwalde/Spree**
- **Leitungspartner GmbH, Arnoldsweilerstr. 60, 52351 Düren**
- **LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg**
- **Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal**
- **NEW Netz GmbH, Nikolaus-Becker-Straße 28-34, 52511 Geilenkirchen**
- **Schleswig-Holstein Netz GmbH, Schleswag-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn**
- **Syna GmbH, Ludwigshafener Straße 4, 65929 Frankfurt**
- **Westnetz GmbH, Florianstr. 15-21, 44139 Dortmund**

Die genannten E.ON Verteilnetzbetreiber (VNB) begrüßen das Vorhaben der BNetzA zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik.

Die Trennung der Finanzierungsfunktion in einer Art „Allgemeine Netzentgelte“ und der Anreizfunktion mittels einer dynamischen Netzentgeltkomponente trägt zu einer sachgerechten, verständlichen, transparenten Abrechnung der Netznutzung bei. Die BNetzA strebt eine Einführung einer Netzentgeltkomponente an, die mittels Dynamisierung auf die Netzentgelte netzdienliches Verhalten anreizen soll. Eine Fokussierung der Dämpfung des Redispatchs ist wünschenswert, um die Transformation der Energienetze durch die Energiewende kostenoptimierter sicherzustellen. Gleichzeitig erlaubt sie dem Netzbetreiber, bei auftretenden Netzengpässen über den Einsatz dynamischer Netzentgelte gezielt steuernd einzugreifen. Diese dynamischen Netzentgelte sind innerhalb der Netzkaskade auch an die Kunden nachgelagerter Netzbetreiber weiterzugeben. Es ist sicherzustellen, dass die dabei mit der dynamischen Arbeitskomponente entstehenden Kosten/Erlöse beim

[redacted]

Sitz: Essen
Amtsgericht Essen
HRB 28196

verursachenden Netzbetreiber verbleiben. Ein Ausgleich der Mehr- bzw. Minderkosten erfolgt über das Regulierungskonto.

Aus Sicht von E.ON ist die Flexibilisierung im Stromnetz ein wichtiger Baustein, um Engpässe zielgerichtet aufzulösen bzw. zu dämpfen und eine kosteneffizientere Netzauslastung sicherzustellen. E.ON unterstützt das Ziel der BNetzA, dynamische Netzentgelte als Instrument für das netzdienliche Verhalten und Engpassdämpfung zu entwickeln. Es ist aus unserer Sicht erforderlich, dass eine Dynamisierung symmetrisch ausgestaltet wird und sowohl Einspeiseengpässe als auch Entnahmeengpässe berücksichtigt. Nur eine ganzheitliche Betrachtung kann dem Ziel gerecht werden, die Kosteneffizienz langfristig zu erreichen sowie eine optimierte Netzauslastung sicherzustellen. Ein wirksamer Anreizmechanismus muss alle Netznutzergruppen wie Industrie, Gewerbe, flexible Verbrauchseinrichtungen, Einspeiser, Prosumer und Speicher angemessen erreichen. Bereits heute werden Netzengpässe auf den hohen Spannungsebenen bei einzelnen E.ON-VNB mit Maßnahmen bis in die Niederspannungsebene aufgelöst. Hervorzuheben ist, dass alle Kundengruppen aus der Niederspannung einen deutlichen Beitrag zu einem netzdienlichen Verhalten leisten können.
Mit dem fortschreitenden Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen, Speichern und Bezugskunden erhöht sich die Bedeutung des Netzausbaus. Um diesen Herausforderungen zu begegnen, ist eine Lösung ab 2029 erforderlich, die netzdienlichen Anreize in der Verteilnetzebene effizient nach dem Pareto-Prinzip anzuwenden. Flexible Netzkunden können gezielt in die Energiewende integriert werden und diese aktiv voranbringen.

E.ON spricht sich ausdrücklich dafür aus, eine schrittweise Einführung dynamischer Entgeltkomponenten vorzunehmen. Aus unserer Sicht ist ab 2029 von einer hochauflösenden Dynamisierung (Day-Ahead Basis) abzusehen. Wir möchten auf nachstehende Gründe verweisen:

1. Es entstehen operative Herausforderungen, da Prozesse für die Marktkommunikation, Datenerfassung, -verarbeitung und -abrechnung in Echtzeit etabliert und laufend überwacht werden müssten. Dies betrifft sämtliche Netzebenen und verlangt erhebliche personelle und technische Ressourcen für eine valide Prognose im Day-Ahead.
2. Die Abrechnungsprozesse steigen in der Komplexität, weil die Netzentgelte täglich variieren. Hierzu fehlen derzeit einheitliche Standards sowie ausreichend erprobte und skalierbare Lösungen, die einen nachweislichen Nutzen aufzeigen.
3. Die Einführung hochauflösender Netzentgelte erfordert nur schwer quantifizierbare Investitionen in Technik, Personal und Prozesse, deren Nutzen in dieser frühen Phase nicht valide nachgewiesen sind. Uns ist keine Studie bekannt, die einen klaren Nutzen dieser Investitionen unter Berücksichtigung des deutschen Energiesystems und der unterschiedlichen Digitalisierungsstände belegt. Vielmehr ist davon auszugehen, dass die Kosten die kurzfristigen Effizienzgewinne zunächst übersteigen. Die vorliegenden Studien[1][2][3][4] arbeiten überwiegend auf einem allgemeinen Abstraktionsniveau und stützen sich maßgeblich auf modellhafte Annahmen. Sie greifen bekannte Argumentationslinien auf, wonach dynamische Netzentgelte zur Reduzierung von Netzengpässen, zur Dämpfung von Netzausbaukosten und zur besseren Integration erneuerbarer Energien beitragen könnten. Methodisch sind die Studien in sich schlüssig aufgebaut, enthalten jedoch bislang keine belastbaren,

[1] Bundesverband der Verbraucherzentralen und Verbraucherverbände – Verbraucherzentrale Bundesverband e.V (2025): Netzentgelte gerecht ausgestalten. Link: https://www.vzbv.de/sites/default/files/2025-07/25-06-30_Stellungnahme_vzbv_BNetzA_Netzentgelt-systematik.pdf?utm_source=chatgpt.com
[2] Neon Neue Energieökonomik GmbH (2025): Netzentgelte für Großbatterien. Link: https://neon.energy/Neon-Netzentgelte-Gro%C3%9Fbat-terien?utm_source=chatgpt.com
[3] Agora Energiewende (2025): Stromnetzentgelte–gut und günstig. Ausbaukosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen. Link: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2025/2025-10_DE_Stromnetzentgelte/A-EW_370_Stromnetzentgelte-gut-und-g%C3%BCnstig_WEB.pdf?utm_source=chatgpt.com
[4] Neon Neue Energieökonomik GmbH (2025): Dynamischer Stromtarif. Link: https://www.naturstrom.de/Betreiber/user_upload/Kur-zstudie_von_Neon_Neue_Energieoekonomik__Volltext__im_Auftrag_der_naturstrom_AG.pdf

empirisch nachgewiesenen Einsparberechnungen. Die Ergebnisse werden häufig in einer potenziellen Wirkungslogik dargestellt und basieren teilweise auf idealtypischen Rahmenbedingungen.

4. Die Infrastruktur und der Digitalisierungsgrad unterscheiden sich noch zwischen ÜNB und VNB sowie zwischen den einzelnen Netzebenen. Dennoch haben VNB bereits bedeutende Fortschritte bei der Digitalisierung und dem Einsatz moderner Systeme erzielt. Eine einheitliche, hochgranulare Umsetzung wird einzelne Marktteilnehmer überfordern. Ein stufenweises Vorgehen stellt sicher, dass alle Netzbetreiber, unabhängig vom bereits erreichten Digitalisierungsgrad, effizient eingebunden und gezielt weiterentwickelt werden.

Ein stufenweises Vorgehen ermöglicht es, Kosten-Nutzen-Relationen belastbar zu evaluieren, Kunden-Flexibilitäten zu erproben und diese in die Weiterentwicklung der Prozesse einzubeziehen und damit Systemrisiken zu minimieren. Im Rahmen des Grid and Benefits-Vortrags (Neon/EWE) bei dem BNetzA Expertenaustausch zum Thema dynamische Netzentgelte wurden vielversprechende Ansätze zu solchen Untersuchungen gezeigt, es fehlen jedoch Untersuchungsergebnisse für eine Kosten-Nutzen-Analyse hochauflösender dynamischer Netzentgelte sowie eine belastbare Evidenz zur Systemwirksamkeit.

E.ON begrüßt die Weiterentwicklung dynamischer Netzentgelte am Beispiel des Moduls 3 (zeitlich-variable Komponente) und sieht den Vorschlag losgelöst vom § 14a EnWG. Die Modernisierung von der zeitlich-variablen Komponente ist ein entscheidender Schritt hin zu einem netzdienlichen, flexiblen und planbaren Netzentgeltsystem. Eine netzdienliche Bestimmung der Zeitfenster auf Monatsebene ist notwendig, um heterogene Versorgungsaufgaben unterschiedlicher VNB zu berücksichtigen. Für den Start im Jahr 2029 empfiehlt E.ON ein einfaches, robustes System mit drei Tarifstufen, die monatlich und nach Netzgebiet sowie Spannungsebene festgelegt werden. Zeitfenster und Preisstufen werden einmal jährlich veröffentlicht. In den ersten Jahren können Erfahrungen in den Netzgebieten gesammelt werden, ob und in welchem Umfang Kunden flexibel reagieren. Orientierend am niederländischen Modell (Vorstellung im BNetzA AgNes Workshop Juni 2025) stellt dieses Konzept sicher, dass die Tarifgestaltung angemessen differenziert ist und eine übersichtliche Einführung ermöglicht. Dadurch entsteht eine stabile Basis, auf der spätere Weiterentwicklungen zuverlässig aufgebaut werden können. Erst in einem zweiten Schritt sollte geprüft werden, ob hochauflösende Netzentgelte sinnvoll und technisch umsetzbar sind. Zeitvariable Netzentgelte können einen Beitrag leisten, um Flexibilitätspotenziale im Netz zu aktivieren und eine gleichmäßigere Lastverteilung anzureizen. Mit dem Instrument entsteht das Potential Engpässe zu dämpfen und die Kosteneffizienz zu erhöhen.

Es ist zu beachten, dass hochdynamische Modelle in den Netzen der ÜNB und VNB nicht alle kurzfristigen Engpässe verhindern können. Umso wichtiger ist ein stufenweiser Einstieg, der auf den jeweiligen Netzebenen realistische und wirksame Signale setzt. Zusätzlich erfordert die Abrechnung dynamischer Netzentgelte erhebliche Anpassungen der IT-Systeme sowie der netzwirtschaftlichen Prozesse. Aus den umfassenden prozessualen Erfahrungen der Branche bei der Einführung von Redispatch 2.0 zeigt sich, dass Umsetzungszeiträume für derartig komplexe Anpassungen von lediglich zwei Jahren aus E.ON-Sicht unzureichend sind, um die notwendigen IT-Systeme, Abrechnungslogiken und operativen Prozesse in der Branche stabil zu implementieren. Die Auswirkungen im Niederspannungsbereich sind sorgfältig zu prüfen. Dies stellt sicher, dass ein bundesweites System technisch und operativ tragfähig aufgebaut wird, ohne Überforderung aller Marktteilnehmer in der Einführung.

Wir sind der Auffassung, dass zeitlich und örtlich variable Netzentgelte auch oberhalb der Niederspannungsebene eingeführt werden sollen. Netzengpässe treten heute auf allen Spannungsebenen auf, sodass eine Weiterentwicklung der zeitlich-variablen Netzentgelte für Mittelspannung und Hochspannung erforderlich wird. Das Instrument ist für alle Kunden

mit einem intelligenten Messsystem oder registrierenden Leistungsmessung anzuwenden. Die langfristige Wirkung erwarten wir durch eine zunehmende Teilnahme von Netznutzern. Dabei ist zu beachten, dass §14a EnWG als Instrument der BNetzA Festlegung unberührt bleibt.

Auch hierfür fordert E.ON, die starren Zeitfenster im Quartal im heutigen §14a EnWG parallel weiterzuentwickeln. Die aktuellen Regelungen verhindern, dass reale Netzsituationen weder bei Bezug noch bei Einspeisung abgebildet werden. Eine monatliche Auflösung für die Definition der Zeitfenster stellt eine netzdienliche Weiterentwicklung dar. Mit dem eingeführten §14a EnWG haben wir in der Branche bereits ein Grundgerüst und gegebene prozessuale Rahmenbedingen geschaffen, um eine kurzfristige Implementierung ab 2029 sicherstellen zu können. Planbarkeit bleibt ein zentrales Anliegen der Kunden, insbesondere im industriellen Sektor.

Die Planbarkeit aus der Kundenperspektive wurde im Expertenaustausch der BNetzA am 20.01.2026 thematisch behandelt. Kurzfristige, hochdynamische Preissignale, etwa auf Day-Ahead oder Intraday Basis werden seitens der Industrie ebenfalls für unpraktikabel erachtet, da Produktionsprozesse, Personalplanung und langfristige Lieferverträge hinsichtlich einer täglichen oder viertelstündlichen Anpassung stark limitiert sind. Ein wesentlicher Vorteil statischer, längerfristiger Zeitfenster im Year-Ahead besteht darin, dass Endverbraucher planbar und stärker auf langfristige Preissignale reagieren und industrielle Flexibilitäten mit geringerem Implementierungsaufwand erschlossen werden könnten. Statische Zeitfenster wirken daher in der Breite der Netznutzergruppen stärker. Für Gewerbe und Industrie ist eine hohe Planbarkeit der Entgeltsignale dabei von zentraler Bedeutung, da Produktions-, Beschaffungs- und Investitionsentscheidungen auf verlässliche und längerfristige Rahmenbedingungen angewiesen sind.

Die Finanzierung des Netzes erfolgt weiterhin über das Kapazitätsentgelt. Das zeitvariable Entgelt übernimmt ausschließlich die Funktion eines Preissignals, das Anreize für flexibles Verhalten setzt. Dieses Preissignal darf nicht zur Deckung der Netzkosten genutzt werden. Es kann positive und negative Ausprägungen haben, je nach Netzsituation. Dies betrifft insbesondere Situationen, in denen Kapazitätsgrenzen überschritten werden und gleichzeitig ein zeitvariabler Anreiz wirken soll. Ein entscheidender Faktor für die Wirksamkeit zeitvariabler Entgelte ist der Wälzungsmechanismus über die Spannungsebenen hinweg. Mit der heutigen Top-down-Wälzung besteht das Risiko, dass Effekte, die auf höheren Ebenen entstehen, nicht beim Endkunden der Niederspannung ankommen.

Voraussetzung für die Umsetzbarkeit ist eine klare Prozessgestaltung entlang der Daten- und Kommunikationsketten über intelligente Messsysteme, Gerätekommunikation und standardisierte Formate. Zeitvariable Netzentgelte können einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung des Energiesystems und zur Integration erneuerbarer Energien leisten. Damit dies gelingt, müssen sie konsequent an realen Netzsituationen ausgerichtet, technologisch robust umgesetzt und regulierungsseitig durch eine moderne Kostenwälzung flankiert werden. Des Weiteren muss beachtet werden, dass seitens der Marktkommunikation eine ausreichende Implementierungsphase eingeräumt wird, damit interne Prozesse anhand neuer Vorgaben fristgerecht verändert werden können.

E.ON weist darauf hin, dass im Verteilnetz, Entnahmeengpässe langfristig prognostizierbar sind und PV-bedingte Einspeisespitzen in einem überwiegenden Teil des Jahres stabil über Tagesgänge vorhersehbar auftreten. Auch wenn kurzfristige Ereignisse, einschließlich windbedingter Engpässe, selten vollständig prognostizierbar sind, lassen sich die strukturprägenden Lastspitzen bereits mit statischen Zeitfenstern wirksam adressieren (z.B. Lastverschiebung mittels statischen Zeitfenstern in lastschwache Zeiten in der Nacht bei gleichzeitig hoher Windeinspeisung führt zu einer Engpassentlastung und somit geringerer Redispatch-Mengen/-Kosten). E.ON sieht die Möglichkeit, statische Zeitfenster, integriert in einem

übergeordneten dynamischen Modell, mit vertretbarem Aufwand technisch und prozessual umsetzbar ist. Bereits heute werden bei einzelnen E.ON-VNB Engpässe aus der Höchstspannung/Hochspannung (HöS/HS) durch Steuerungen von Anlagen bis in die Niederspannung aufgelöst. Dies verdeutlicht, dass Ursachen und Wirkungen von Engpässen auch aus der Niederspannung positiv beeinflusst werden können. Vor diesem Hintergrund können auch statische Zeitfenster einen positiven Beitrag zur Dämpfung von Redispatchmaßnahmen leisten.

Aus Sicht von E.ON und den dargestellten Einschätzungen der ÜNB, ist die Wirksamkeit dynamischer Netzentgelte maßgeblich von der tatsächlichen Flexibilität des Verbrauchs und der Einspeisung abhängig. Verhalten sich die Netznutzer zu unelastisch, entfaltet ein dynamisches Netzentgelt keine entlastende Wirkung auf die Enpassmanagementkosten . In diesen Fällen müssen ÜNB weiterhin Redispatchmaßnahmen abrufen, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Ein über die Netzentgelte gesetztes Preissignal in Form von Rabatten auf die Netznutzung führt dann nicht zu einer Reduktion von Redispatchmaßnahmen, sondern bewirkt im Gegenteil eine zusätzliche Belastung des Gesamtsystems. Neben den weiterhin vollständig anfallenden Redispatchkosten kommen zusätzliche Kosten aus den Implementierungskosten für ein dynamisches Netzentgelt-Modell hinzu, sodass sich aus volkswirtschaftlicher Sicht ein Wohlfahrtsverlust ergibt, ohne dass eine reale Verbesserung der Netzsituation erreicht wird. Diese Problematik wird durch die zunehmenden Herausforderungen bei der Prognosegenauigkeit im Redispatchprozess weiter verschärft. In einem zunehmend volatilen Stromsystem mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, kurzfristigen Wettereffekten und marktinduzierten Lastverschiebungen nimmt die Vorhersagequalität insbesondere im Day-Ahead weiter ab. Insbesondere kurzfristige Redispatchspitzen lassen sich nicht verlässlich. Vor diesem Hintergrund können dynamische Netzentgelte kurzfristig keinen verlässlichen Ansatz zur Dämpfung des Redispatch darstellen und bergen das Risiko ineffizienter Preissignale gegenüber hohen Transaktionskosten.

Freundliche Grüße