Stellungnahme
Dynamische Netzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)

Einführung

Mit dem vorgelegten Papier „Dynamische Netzentgeltkomponenten: Orientierungspunkte der BNetzA“ vom 17. Dezember 2025 fasst die BNetzA erste Reaktionen und Überlegungen zum AgNes-Prozess zusammen.

Im Folgenden nutzt der ZVEI die Möglichkeit auf die Inhalte der Orientierungspunkte zu reagieren – hier insbesondere für die Ausgestaltung möglicher dynamischer Netzentgelte. Diese Stellungnahme spiegelt den aktuellen Diskussions- und Wissenstand wider. Wir behalten uns vor, nach einer neuen Informationslage ergänzende Einschätzungen und Anmerkungen vorzubringen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass bislang eine rein qualitative Bewertung der genannten Optionen möglich ist. Eine Beurteilung der Vorschläge und der Wechselwirkung der jeweiligen Preiskomponenten wird ohne eine vertiefte und für die am Prozess beteiligten Stakeholder zugängliche Datenbasis nicht möglich sein. Daher bitten wir erneut, diese seitens der BNetzA erarbeiten zu lassen und zur Verfügung zu stellen und somit zur Bewertung der Ausgestaltungsoptionen notwendige Kosten-Nutzen-Analysen zu ermöglichen.

Es ist ausdrücklich zu begrüßen, dass die Bundesnetzagentur den AgNes-Prozess mit mehr als zweieinhalb Jahren Vorlauf gestartet hat. Dies ermöglicht im besten Fall, auch in einem sehr komplexen Themenfeld und mit einem breit angelegten Beteiligungsprozess die Arbeiten an einer weiterentwickelten Stromnetzentgeltsystematik rechtzeitig vor der Umstellung abzuschließen und damit den beteiligten Akteuren ausreichend Vorlauf und Vorbereitungszeit zu verschaffen.

Grundsätzliche Einordnung

Aus Sicht des ZVEI sollten bei der Neugestaltung der Netzentgeltsystematik folgende grundlegende Überlegungen Berücksichtigung finden:

- Zunächst sollte es – ausgehend von einem noch zu definierenden Zielsystem – darum gehen, die Grundregeln einer neuen Netzentgeltsystematik zu entwickeln. Erst darauf aufsetzend sind begründbare, klar abgegrenzte Ausnahmetatbestände und zeitlich befristete Sonderregelungen zu prüfen und in die entwickelte Systematik zu überführen.

- Hierzu erscheint es sinnvoll, von Beginn an die Perspektive zu ändern und zunächst die Frage zu stellen, wie die Grundlinien einer Entgeltsystematik im Jahr 2045 ausgestaltet sein sollten, um den Aufbau und Betrieb der Stromnetzinfrastruktur in einem neu aufgestellten Energiesystem adäquat abzubilden (2045 als Zieljahr der Klimaneutralität; ein klimaneutrales Stromsystem wird bereits für 2035 angestrebt). Ausgehend von diesem Zielsystem kann der Umsetzungspfad mit notwendigen Übergangszuständen, Zwischenlösungen und befristeten Sonderregelungen abgeleitet werden. Ein solche Klarstellung hinsichtlich des weiteren Vorgehens erscheint insbesondere bei der Diskussion über die Ausgestaltung und Einführung möglicher dynamischer Netzentgeltkomponenten notwendig. Diese bedürfen für eine zweckmäßige Ausgestaltung (und Wirkung) zwingend einer digitalisierten Netzinfrastruktur, die in möglichst hoher zeitlicher Auflösung die Erhebung und Auswertung von Netzzustandsdaten sowie die Übermittlung von Preis- und Steuerungssignalen ermöglicht.

- Das Diskussionspapier zum AgNes-Prozess und das vorliegende Orientierungspapier betonen die Dimension der Kostenorientierung, hier insbesondere die Deckung der tatsächlichen Netzkosten und die Finanzierungsfunktion der Entgelte. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Netzentgeltsystematik und

darauf basierend die jeweils zu entrichtenden Entgelte ein wichtiger Faktor für Entscheidungen über und die Ausgestaltung von Investitionen heutiger und künftiger Netznutzer sind. Es muss jedoch vermieden werden, dass Netzentgelte zwar ihre Finanzierungsfunktion erfüllen, jedoch aufgrund ihrer Ausgestaltung investitionshemmend und damit ggf. letztlich gesamtsystemkostensteigernd wirken.

Anmerkungen des ZVEI zu den Orientierungspunkten

Der Vorschlag, Netzentgeltsbestandteile in solche mit einer Finanzierungs- und solche mit einer Anreizfunktion zu unterteilen kann helfen, die weitere Diskussion und Ausgestaltung dieser besser zu strukturieren. Die Logik, dass die Finanzierungsfunktion den Finanzierungsbedarf der Netzbetreiber nahezu vollständig deckt, während die Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion gezielt Investitions- und Einsatzentscheidungen zur Internalisierung „weiterer" Netzkosten adressiert, ist nachvollziehbar.

- Insbesondere die Einführung einer dynamischen Entgeltkomponente, die mit ihrer Anreizwirkung geeignet ist, Netzengpässe zu reduzieren, Flexibilitätspotentiale nutzbar zu machen und damit zur Netzstabilität und letztlich Systemstabilität inkl. einer Reduzierung der Netz- wie auch Systemkosten beizutragen, begrüßt der ZVEI ausdrücklich.

  Siehe hierzu aus den Orientierungspunkten der BNetzA:
  „*Netzentgeltkomponenten mit Anreizfunktion dienen dem Ziel, dass die Netznutzer bei ihren Investitions- und/oder Nutzungsentscheidungen die hiermit verbundenen Auswirkungen auf die Netzkosten möglichst treffgenau berücksichtigen. Eine solche Internalisierung von Netzkostenwirkungen kann bei geeigneter Gestaltung dazu beitragen, dass nicht nur das Netz selbst, sondern das Stromversorgungssystem insgesamt effizient genutzt und weiterentwickelt wird.*"

  Der Effekt einer Reduzierung des Systemkosten wird hier also mittel- bis langfristig auch von der BNetzA gesehen, jedoch eher als Nebenprodukt betrachtet. Dabei liegt genau hierin der Mehrwert dynamischer Netzentgeltkomponenten – der kosteneffizienten Nutzbarmachung der einem elektrifizierten Energiesystem inhärenten Flexibilitätsoptionen (Nachfrage, Einspeisung, Speicher – hier insbesondere stand alone) und damit einer Systemkostensenkung.

- Aus Sicht des ZVEI ist darauf zu achten, dass in letzter Konsequenz dynamische Arbeitspreise mit tatsächlicher Steuerungswirkung eingeführt werden. Erst darüber können das Lastverhalten industrieller Prozesse, Ladezyklen von E-Fahrzeugen, der Betrieb von Wärmepumpen etc. im Rahmen ihrer organisatorischen und funktionalen Grenzen neben der Reaktion auf Marktprozesse kosteneffizient netzdienlich gestaltet und betrieben werden. Die Abrechnung kann einer dynamischen Netzentgeltkomponente kann selbstverständlich nur gegenüber Netznutzern erfolgen, die über eine Lastgangmessung oder ein intelligentes Messsystem verfügen.

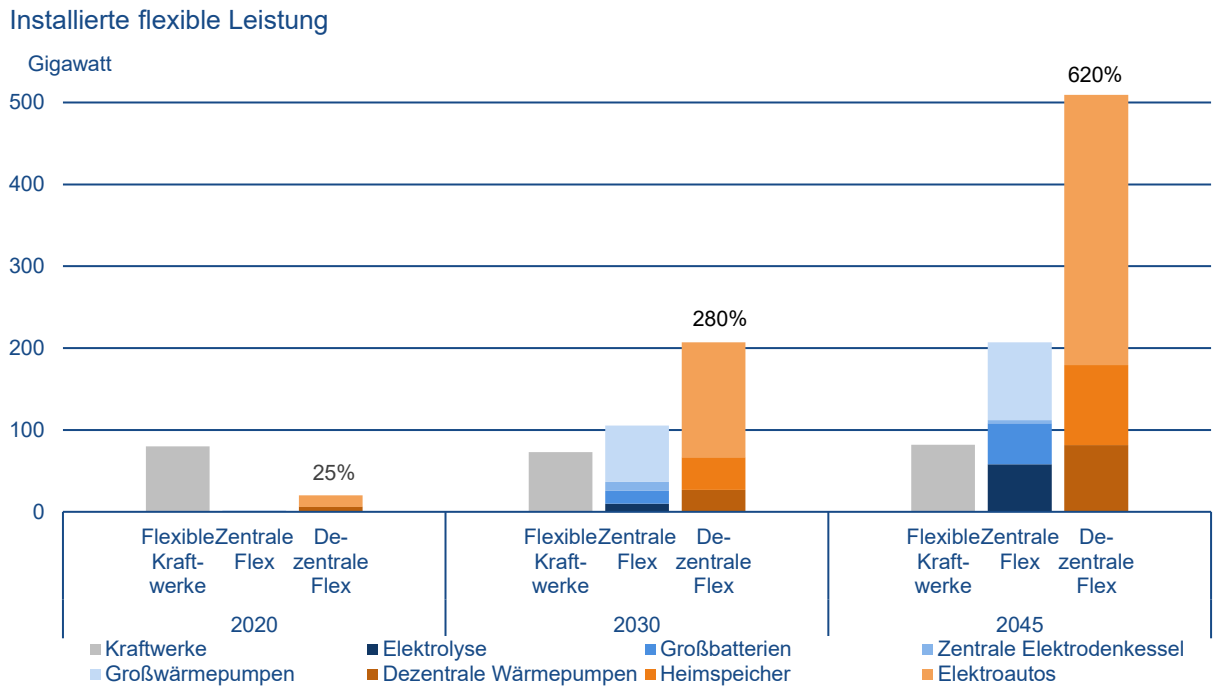
- Die jeweilige Wirkungsweise der Preiskomponenten und der Wechselwirkungen zwischen diesen sind jedoch von der konkreten Ausgestaltung abhängig. Abschließende Aussagen sind daher zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht möglich. So erscheint die grundlegende Systematik das vorgeschlagene Modell aus Arbeitspries 1 (AP1), Arbeitspreis 2 (AP2) und Kapazitätspreis (zusammengenommen Finanzierungsfunktion) um eine dynamische Preiskomponente eines Arbeitspreis 3 (AP3) zu ergänzen, plausibel. Insbesondere die Herleitung warum ein Arbeitspreis 3 an Stelle eines theoretisch ebenfalls denkbaren dynamischen Kapazitätspreises vorgeschlagen wird, ist nachvollziehbar. Jenseits aller zunächst theoretischen Überlegungen, ist es derzeit jedoch nicht möglich, die Steuerungswirkung der dynamischen Netzentgeltkomponente AP3 abzuschätzen. Derzeit fehlt noch ein klares und allgemeingültiges Bild hinsichtlich der Ausgestaltung AP 1 und AP2 sowie der Bemessung des Kapazitätspreises.

- Die zunächst gewählte Verengung auf den Redispatch, ausgelöst in den höchsten Netzebenen 1-3, ergibt sich aus der Verfügbarkeit von Netzzustandsdaten und der möglichen räumlichen Verortung von Netzengpässen. Die vorgeschlagene Systematik diesen über einen symmetrisch gestalteten AP3 auf beiden Seiten des Netzengpasses mit einer Anreizwirkung zu begegnen, ist grundsätzlich geeignet, Anpassungen des Einspeise- und Nachfrageverhaltens auszulösen. Die kaskadierende Weitergabe über die nachgelagerten Netzebenen an Netzanschlussnehmer mit dynamischer Netzentgeltkomponente ist sachlogisch. Der hier adressierte Redispatch-Bedarf aus den Netzebenen 1-3 könnte jedoch über die dynamische Netzentgeltkomponente dazu führen, dass bestehende Netznutzer aufgrund ihrer geographischen Verortung im Netz dauerhaft und unverschuldet belastet werden. Was für auf das Stromsystem ausgerichtete Einheiten wie netzgebundene Stromspeicher ein sinnvolles Ansiedlungskriterium

wäre, könnte bspw. für bestehende industrielle Strukturen als dauerhafter struktureller Standortvor- oder -nachteil wirken. Solche regionalen Verteilungswirkungen – „Stromzonenteilung durch die Hintertür“ – sind dringend zu prüfen.
Zentral bleibt daher, den hier adressierten Redispatch-Bedarf durch einen weiter beschleunigten Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur weiter zu senken.

- Die Einführung einer dynamischen Netzentgeltkomponente ausgelöst aus und orientiert an einer Netzzustandserfassung in den unteren Netzebenen wird von der BetzA derzeit zurückgestellt. Das mag vor dem Hintergrund noch begrenzt verfügbarer (Netzzustands-) Daten im sogenannten Verteilnetz nachvollziehbar sein.
  Aber: Die Annahme, dass der Ausbaudruck entgegen der bekannten Überalterung der Netzinfrastruktur[1] und der räumlich z.T. stark begrenzten Netz- und Netzanschlusskapazitäten in unteren Netzebenen geringer ist, teilt der ZVEI nicht. Auch wird nicht ausreichend gewürdigt, dass die weitere Elektrifizierung in allen Sektoren mit einer zunehmenden Anschlussleistung insbesondere in den Netzebenen unterhalb der von der BNetzA betrachteten Ebenen 1-3 stattfinden wird.

  Die Einbindung von Nachfrageflexibilitäten, ob in Industrie, Gewerbe oder in privaten Haushalten, und ihr möglicher Beitrag zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit (Deckung der Stromnachfrage) und Systemsicherheit (Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems) dürfen mit Blick auf die enormen technischen und finanziellen Herausforderungen nicht verschenkt werden. Allein die Anschlussleistung von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern in Haushalten wird sich schätzungsweise innerhalb eines Jahrzehnts verzehnfachen: von etwa 20 GW 2020 auf über 200 GW im Jahr 2030. 2045 werden knapp 500 GW dieser dezentralen flexiblen Verbraucher angeschlossen sein. Während die Anschlussleistung von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern 2020 nur etwa einem Viertel der Erzeugungskapazität flexibler Kraftwerke entspricht, dürfte sie damit bereits im Jahr 2030 die Kraftwerksleistung fast um den Faktor drei übersteigen und bis 2045 auf mehr als das Sechsfache anwachsen.[2] Die Einbindung dieser dezentralen Flexibilitäten kann bereits heute zu erheblichen Einsparpotenzialen für das Stromsystem führen – und das bei konservativen Annahmen hinsichtlich der Anlagenkonfiguration.



Quelle: Neon Neue Energieökonomik, im Auftrag des ZVEI (2024): Kurzstudie Mehrwert dezentraler Flexibilität

Der ZVEI erachtet daher eine weitere Diskussion und im Rahmen der Festlegung klare Rahmensetzung über die Einführung und Umsetzung dynamischer Netzentgeltkomponenten in den unteren Netzebenen für

[1] Verweis aus Studie im Auftrag von BDEW und ZVEI zu den Technologiebedarfen für de Stromnetze bis 2045 - Für ein zukunftsfähiges Stromnetz: BDEW und ZVEI ermitteln Technologiebedarfe fürs Stromnetz bis 2045
[2] Siehe Kurzstudie "Mehrwert dezentraler Flexibilität" im Auftrag des ZVEI.
Ähnlich: Agora Energiewende: Haushaltnahe Flexibilitäten nutzen, 2024

notwendig. Hier sei noch einmal auf die grundsätzliche Einordnung des Prozesses verwiesen: Ausgangslage sollte die Erarbeitung der Grundregeln der künftigen Netzentgeltsystematik sein. Also ist die Frage zu beantworten, wie zukünftig dynamische Netzentgelte in den jeweiligen Netzebenen ausgelöst und ermittelt werden – inklusive möglicher Wechselwirkungen aus einer Kaskadierung und ggf. gegenläufiger Signalwirkung.

- Derzeit sind IT-Systeme für Abrechnung und Marktkommunikation – insbesondere in unteren Netzebenen - noch nicht bzw. noch nicht in der Breite für eine hochauflösende Dynamik ausgelegt. **Die Digitalisierung der Stromnetzinfrastruktur ist hier jedoch nicht das Hemmnis, sondern der Schlüssel für die weitere Entwicklung.** Technologien zur Steuerung dieser Einheiten sind grundsätzlich bereits vorhanden, nun müssen die regulatorischen Signale folgen. Analog zu den im ersten Schritt von der BNetzA vorgesehenen Einführung einer dynamischen Netzentgeltkomponente aus den Netzebenen 1-3 ist auch für die nachgelagerten Netzebenen eine hohe zeitliche Auflösung anzustreben. Ein pragmatischer Einstieg kann hier zunächst über statische und ggf. saisonal variierende Zeitfenster erfolgen. Grundlage ist hier die Umsetzung von § 14a EnWG, wobei insbesondere die Anwendung und Abrechnung von Modul 3 breitere Anwendung finden muss. Die Marktkommunikation muss aber in der Breite schneller aufgebaut und effizienter umgesetzt werden.

- Noch unklar ist, wie die Anforderung einer Einführung dynamischer Netzentgeltkomponenten und ihrer intendierten Kostenwirkung mit dem ebenfalls in AgNes integrierten Prozess zur Überarbeitung Industrienetzentgelte gekoppelt wird.

Kontakt
[redacted] • Bereichsleiter Elektrifizierung und Klima
E-Mail: [redacted]

ZVEI e. V. • Verband der Elektro- und Digitalindustrie • Charlottenstraße 35/36 • 10117 Berlin
Lobbyregisternr.: R002101 • EU Transparenzregister ID: 94770746469-09 • www.zvei.org
Datum: 27.02.2026