Stellungnahme

Orientierungspunkte der BNetzA (GBK-25-01-1#3): Grundmodell innerhalb der Niederspannung

Berlin, 30. Januar 2026

Zusammenfassung und Allgemeine Bewertung

Zum Grundmodell in der Niederspannung

I. Die Unterteilung der Entgeltkomponenten in eine Finanzierungsfunktion und Anreizfunktion kann ein sinnvoller Ansatz sein. Der Schwerpunkt sollte dabei aber auf der Anreizfunktion liegen. Die Anreizfunktion sollte eine starke Variabilität des Arbeitspreises aufweisen, Marktteilnehmern eine Reduktion ihrer Netzentgeltkosten für netzdienliches Verhalten ermöglichen und muss für Anlagen auf allen Netzebenen verfügbar sein.

Die konzeptionelle Unterteilung in Entgeltkomponenten mit Anreiz- und Finanzierungsfunktion ist aus Planungssicht sinnvoll. So könnte mehr Flexibilität bei der Ausgestaltung der Anreizfunktion erreicht werden, da die Abbildung mehrere Funktionen in einer kombinierten Komponente komplex ist und die Parametrierung erschwert. Für eine funktionstüchtige Ausgestaltung des Modells muss die Anreizfunktion allerdings stark variieren können. Jegliche Reduktionen der Spreads von der dynamischen Komponente sowie Preisobergrenzen oder Preisuntergrenzen sind kategorisch abzulehnen. Die Parametrierung der Anreizfunktion muss so ausfallen, dass eine Anlage, die sich netzdienlich optimiert, ihre Gesamtkosten für die Netzentgelte reduzieren kann.

Etwaige Unterschiede, die im Rahmen der Anreizkomponente zwischen den Einnahmen und Ausgaben der Netzbetreiber entstehen, könnten rückwirkend über das Regulierungskonto

beglichen werden. Dadurch wird die ausreichende Finanzierung der Netzkosten auch im Rahmen der Anreizfunktion sichergestellt. Zudem muss die dynamische Anreizfunktion von Anfang an auf allen Netzebenen ermöglicht werden. Ist dies nicht der Fall, verfehlt diese dynamische Komponente ihr Ziel, netzdienliches Verhalten zu incentivieren.

II. Eine dynamische Arbeitspreiskomponente als Anreizfunktion ist in diesem Grundmodell das richtige Instrument, um mittels kurzfristiger Preissignale Engpasssituationen zu beheben.

Nur ein viertelstündlich dynamischer Arbeitspreis kann kurzfristige Engpasssituationen in einem Netz abbilden und Anreize für Flexibilität schaffen. Eine dynamische Komponente ist auch aus Gründen der Kostenreflexivität geeignet. Anschlussnutzer werden nur pönalisiert, wenn sie sich tatsächlich kurzfristig aus Netzsicht problematisch verhalten. In dieser Ausgestaltung werden auch die Anreize für die Elektrifizierung von Verbrauchsanlagen beibehalten und unter Umständen für netzdienliches Verhalten sogar verstärkt. Bevor pauschale Maßnahmen für eine höhere Kostenbeteiligung von Prosumern an der Netzkostendeckung geschaffen wird, muss eine dynamische Komponente implementiert werden.

III. Unterschiedliche Grundmodelle oberhalb der Niederspannung und eines Jahresverbrauchs von über 100.000 Kilowattstunden (kWh) stehen im Einklang mit dem aktuellen Rahmen, schaffen Sicherheit für getätigte Investitionen und Verständlichkeit seitens der Kunden. Anschlussnutzer mit intelligentem Messsystem (iMS) sollten optional in das Kapazitätspreismodell wechseln können.

Es ist weiterhin sinnvoll, an der Grenze von 100.000 kWh festzuhalten. Seitens der Netzkunden stärkt die Unterteilung auch die Verständlichkeit des Grundmodells, da es auf der bestehenden Grenze für die registrierende Leistungsmessung (RLM) aufbaut. Dies verzerrt auch nicht die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in Elektrifizierung in der Niederspannung, die mit Annahme eines Grenzwertes von 100.000 kWh getätigt wurden. Kunden in der Niederspannung mit iMS sollten aber die Möglichkeit erhalten, freiwillig in das Kapazitätspreismodell wechseln zu können.

Zu den Netzentgeltkomponenten in der Niederspannung

I. Eine Entsolidarisierung von den Netzkosten kann nicht pauschal für alle Haushalte, die Erzeugungsanlagen betreiben, angenommen werden. Insbesondere sind sogenannte „Flexumer“ im Vergleich zu den vordergründig auf Eigenverbrauchsoptimierung fokussierten Prosumern bereits jetzt trotz Eigenerzeugung stark an der Netzkostendeckung beteiligt. Flexumer verfügen über größere steuerbare Verbrauchseinrichtungen und nehmen durch flexiblen Verbrauch und Erzeugung aktiv am Strommarkt teil, was den Netzbezug deutlich erhöht. Im Rahmen des AgNes-Prozesses wird zudem auch eine mögliche Einspeisekomponente diskutiert. Auch diese muss im Lichte des aufkommenden Marktes von Flexumern kritisch betrachtet werden.

Flexumer betreiben zusätzlich zur PV-Anlage größere – also nicht länger nur anhand der Größe der PV-Anlagen dimensionierte – Speicher sowie große Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Ladepunkte samt angeschlossener Elektromobile (EVs), die perspektivisch als mobile Speicher im Rahmen des bidirektionalen Ladens über den Ladepunkt eingesetzt werden. Dies erhöht den Netzbezug des Flexumers deutlich. Der Verbrauch aus dem Netz und somit die Entgelte erhöhen sich noch weiter, wenn der Anschlussnutzer in ein virtuellen Kraftwerk (VPP) eingebunden ist und durch flexiblen Verbrauch und Erzeugung aktiv am Strommarkt teilnimmt (Direktvermarktung). **So verdoppelt sich in unserem Portfolio die Anzahl der gefahrenen Batteriezyklen im Vergleich zur reinen Eigenverbrauchsoptimierung des Prosumers**, wenn Anschlussnutzer Strom aktiv vermarkten.

Nicht zuletzt **erhöht sich** durch die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität der **Netzbezug besonders im Winter erheblich**, da die Eigenerzeugung über die Photovoltaik wegbricht. Der Beitrag von Prosumern wie von Flexumern zur Netzkostendeckung steigt damit noch einmal. In der Gesamtbetrachtung der größeren Dimensionierung von Verbrauchseinrichtungen im Rahmen der aktiveren Einbindung von Anschlussnutzern in den Strommarkt, der Elektrifizierung des Wärmesektors, die zu höherem Verbrauch im Winter bei gleichzeitiger Reduktion der Eigenerzeugung führt, tragen Argumente der

Entsolidarisierung immer weniger. Eine Erhöhung der Belastung explizit von Prosumern und insbesondere Flexumern ist daher kritisch zu betrachten.

II. Flexumer verhalten sich bereits jetzt netzdienlich, wenn über die Direktvermarktung und Netzentgelte ein entsprechender Rahmen geboten wird. Sind diese Bedingungen erfüllt, lassen sich der Netzausbau und die damit verbundenen Kosten, die durch Erzeugungsanlagen verursacht werden, reduzieren.

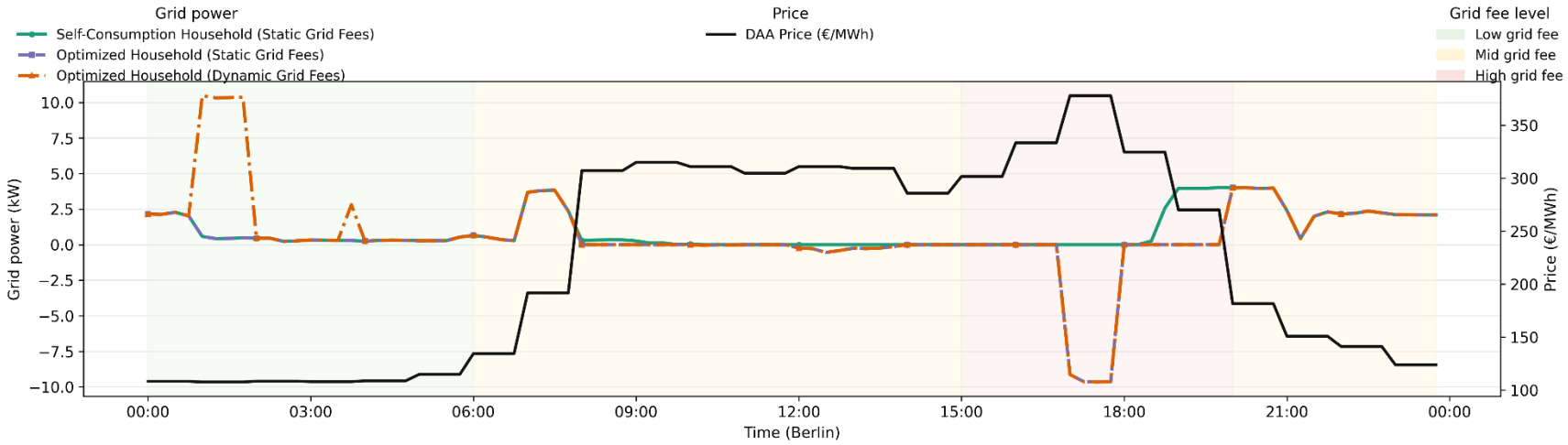
Das Verhalten von Anschlussnutzern mit Erzeugungsanlagen unterscheidet sich stark und demnach auch ihr Beitrag zum notwendigen Netzausbau. Anlagen, die in der festen Einspeisevergütung auf Selbstverbrauch mit statischen Entgelten optimieren, können aus Systemsicht problematisch sein. **Wenn Anlagen allerdings im Rahmen der Direktvermarktung entlang des Börsenstrompreise gesteuert werden, ändert sich das Bild grundsätzlich**. **Ein dynamisierter Arbeitspreis – derzeit in Form von Modul 3 nach § 14a EnWG – verstärkt diese netzdienlichen Effekte**.

Um dies zu darzustellen haben wir das Verhalten eines echten Kunden anhand unterschiedlicher Szenarien für ein Jahr simuliert (siehe Abbildung 1 weiter unten). Es handelt sich um einen Haushalt im Netzgebiet der Westnetz GmbH mit einer 10 Kilowatt-Peak (kWp) Photovoltaikanlage und einem 19,8 kWh Batteriespeicher. Wir vergleichen für diesen Haushalt den Netzbezug

- bei reiner Selbstverbrauchsoptimierung,
- bei Vermarktung über ein virtuelles Kraftwerk mit statischem Entgelt und
- bei Vermarktung über ein virtuelles Kraftwerk mit zeitvariablem Entgelt nach Modul 3 des § 14 a Modul 3.

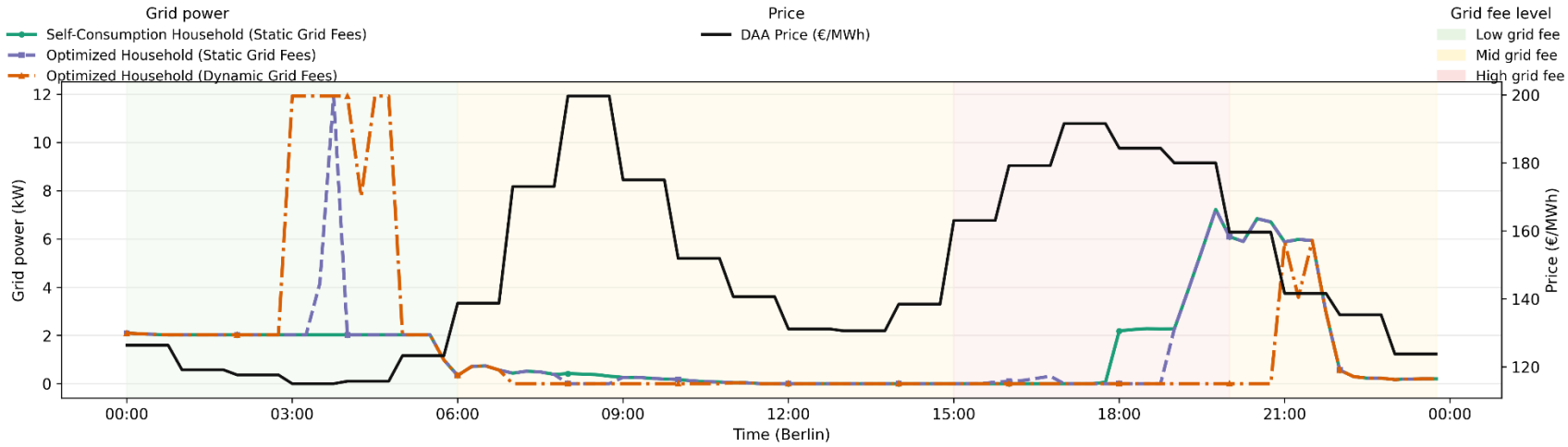
Aus diesem Zeitfenster haben wir exemplarisch zwei Tage gewählt, um gewisse Verhaltensmuster hervorzuheben.

Abbildung 1: Netzbezug Simulation für den 15.01.2025



Die marktorientierte Aussteuerung des Haushalts über das VPP führt sowohl bei statischen Entgelten (grau) als auch den zeitvariablen Netzentgelten nach Modul 3 (orange) zu einer **Einspeisung von Strom im Hochtariffenster** (15:00 bis 20:15 Uhr) während Zeiten hoher Börsenstrompreise (schwarz). Bei Modul 3 wird zudem der Ladevorgang des Batteriespeichers in den frühen Morgen verschoben. **Im Gegensatz dazu wird bei reiner Selbstverbrauchsoptimierung (grün) erheblich während des Zeitfensters des Hochlasttarifs Strom verbraucht – also „entgegen“ dem Netzsignal des Netzbetreibers gehandelt**.

Abbildung 2: Netzbezug Simulation für den 16.01.2025



In Abbildung 2 ist erneut erkennbar, wie die marktorientierte Optimierung (grau und orange) im größeren Stil die Hochlasttariffenster (15:00 bis 20:00 Uhr) vermeidet. Ferner zeigt sich, dass der Netzbezug noch stärker über das Zusammenspiel aus Börsenpreisen und Modul 3 in Zeiten des Niederlasttarifs (00:00 bis 06:00 Uhr) übergeht. Der Netzbezug am Morgen ermöglicht eine vollständige Überbrückung des Hochlasttarifs am Abend. **Das Signal der Westnetz kommt voll an: Der Anschlussnutzer schiebt seinen Netzbezug aus dem Zeitraum heraus, für den die Westnetz eine hohe Last für ihr Netz signalisiert.** Das Verhalten verbessert sich aus Netzsicht weiter, wenn die am Netzanschlusspunkt vorhandenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen entlang der zeitvariablen Netzentgelte des § 14a EnWG (Modul 3) optimiert werden. **Kunden sind in der Lage, auf diese Preissignale zu reagieren**.

Ähnliche Ergebnisse hinsichtlich der Netzdienlichkeit der Anlagen weist auch eine Studie der HTW Berlin auf, die zeigt, dass Prosumer über das marktorientierte Verhalten ihrer Speicher Systemkosten senken können. **Aktuell gibt es aber in der Praxis seitens zahlreicher Netzbetreiber noch erhebliche Probleme, die Voraussetzungen für netzdienliches Verhalten von Prosumern über die Direktvermarktung, die „Umbilanzierung" von iMSys und § 14a EnWG Modul 3 zu erfüllen. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) muss dringend sicherstellen, dass diese Prozesse konsequent, zeitnah und bundesweit umgesetzt werden – ganz im Sinne einer volkswirtschaftlich kosteneffizienten Netznutzung.**

Fragen zu den Netzentgelten in der Niederspannung

„Welches Modell ist aus Ihrer Sicht geeignet, um Prosumer an der Netzfinanzierung adäquat zu beteiligen, ohne dabei neue Nachteile zu schaffen?"

Wenn Betreibern aufgrund unzureichender Umsetzung der Direktvermarktung und von § 14a EnWG die Möglichkeit einer netzdienlichen Flexibilisierung (hin zum Flexumer) regelmäßig schon im aktuell geltenden Rahmen nicht ermöglicht wird, sind höhere Entgelte für selbige nicht sinnvoll und abzulehnen. **Zunächst müssen Verteilnetzbetreiber** die Prozesse für den Einstieg in die Direktvermarktung, die Änderung des Bilanzierungsverfahrens von Marktlokationen, deren Messlokationen vollständig mit iMS ausgestattet sind („Umbilanzierung") und die Abrechnung der Entgelte im Rahmen des § 14a EnWG konsequent, zeitnah und flächendeckend realisieren – mithin **den auf Grundlage bereits bestehender Regelungen vorhandenen Rahmen für netzdienliches Verhalten realisieren**.

Überdies ist zu beachten, dass gem. Artikel 21 Absatz 2 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (2018/2001) Eigenversorger ein Recht auf nicht-diskriminierende sowie kostenreflexive Netzentgelte haben. Von den im vorliegenden Grundmodell der BNetzA vorgestellten Modellen zur Kostenbeteiligung von Prosumern beziehungsweise Flexumern

an den Netzkosten wäre das **Modell der bestellten Kapazität** wohl noch am geeignetsten – vorausgesetzt, dass zunächst Prozesse im bereits bestehenden Rahmen, die es dem Anlagenbetreiber durch netzdienliches Verhalten schon jetzt ermöglichen würden, Kosten für das Netz zu senken, realisiert werden (siehe oben). Hier kommt es aber sehr auf die individuelle Ausgestaltung sowie auf die Höhe der jeweiligen Komponenten an. Besonders wichtig ist für das gewählte Modell, dass negative Auswirkungen auf Geschäftsmodelle für die netzdienliche Vermarktung von Flexibilitäten in der Niederspannung sowie den Ausbau neuer Anlagen minimiert werden. Da Hemmnisse sowie eine Unterdimensionierung von Flexibilität über den höheren Arbeitspreis 2 (AP 2) geschaffen werden können, müssen bei einer Beteiligung von Prosumern bzw. Flexumern an den Netzkosten über eine bestellte Kapazität Überschreitungen des bestellten Werts mit niedrigen Hürden verbunden sein und immer ermöglicht werden. Sonst würde das Modell Flexibilität ausbremsen und de facto einem Leistungspreis gleichen. Von der Gewichtung sollte ein höherer Anteil der Kosten auf die Kapazitätskomponente statt auf die Arbeitspreise entfallen. So würden Strompreise und Anreize für Flexibilität weniger verzerrt.

Ein **höherer Grundpreis bietet keinen Anreiz zur Flexibilisierung** und setzt alle Netznutzer mit Erzeugungsanlagen gleich, unabhängig von ihrem Verhalten und ihrem Beitrag zum Netzausbau und Kosten des Engpassmanagements. Ein höherer Grundpreis ist mithin unverhältnismäßig, diskriminierend und nicht kostenreflexiv.

Der **saisonale Arbeitspreis** ist von den vorgestellten Optionen die problematischste. Mehrbelastungen von Verbrauchern im Winter sind gerade mit Blick auf die Elektrifizierung des Wärmesektors hinderlich.

„Welche Auswirkungen auf den Wettbewerb im Haushaltskundenbereich sind zu erwarten?“

Auswirkungen auf den Wettbewerb im Haushaltskundenbereich hängen in erster Linie von der eingeführten Netzentgeltsystematik ab. **Starre Modelle sind weniger förderlich** für den Wettbewerb, da sie weniger Optimierungspotential bieten. Wenn der Grundpreis beispielsweise erhöht wird, verschlechtern sich die allgemeinen Rahmenbedingungen für

Investitionen in Elektrifizierung und somit das Geschäftsmodell für Installateure und Erstausstatter. Beim statischen saisonalen Arbeitspreis gilt das besonders für Wärmepumpen. Die Einführung **dynamischer Komponenten** ist hingegen sehr positiv zu bewerten, da sie die notwendigen **Rahmenbedingungen für einen innovationsgetriebenen Wettbewerb schafft**. Dynamische Komponenten incentivieren den Wettbewerb um die beste Softwarelösungen zur Optimierung, basierend auf den dynamischen Preissignalen der Anreizfunktion. Über dynamische Komponenten können auch neue Dienstleistungen und Stromtarife für Haushalte angereizt werden. Ähnliches gilt auch für das Modell der bestellten Kapazität. **Die zusätzliche Variabilität, die in diesem Rahmen eingeführt würde, würde mehr Raum für Wettbewerb und Innovation schaffen**.

„Wäre eine direkte Netzabrechnung mit Haushalten trotz des für die Netzbetreiber damit verbundenen Zusatzaufwandes wünschenswert, damit die Regelungen auch bei den Haushalten ankommen?“

Eine direkte Netzabrechnung mit den Haushalten ist wenig sinnvoll, erhöht die Komplexität und den Aufwand für Anschlussnutzer und bietet keinen zusätzlichen Mehrwert. Ohnehin ist es bereits jetzt schon möglich, einen separaten Netznutzungsvertrag abzuschließen. Der Lieferant bleibt der beste Partner für die Netznutzungsabrechnung. Insbesondere, wenn Lieferanten gleichzeitig als Aggregatoren fungieren, können Netzentgelte im Zusammenspiel mit dem Börsenstrompreis eine Optimierung von Erzeugung und Verbrauch ermöglichen. Der Lieferant kann somit auch direkt in seiner langfristigen Tarifplanung die Kosten der Netzentgelte einbeziehen. Änderungen der neuen Netzentgeltkomponenten und der Einfluss auf den Verbraucher können auch übersichtlich in der Stromrechnung vom Lieferanten gekennzeichnet werden. Eine klare und verständliche Kommunikation an den Anschlussnutzer ist auch wünschenswert, um sicherzustellen, dass das neue Grundmodell für Anschlussnutzer nachvollziehbar ist. Zugleich würden Netzabtreiber bei einer direkten Netzabrechnung mit weiteren Pflichten in einem ohnehin schon immer komplexeren Anforderungsvolumen belastet.

„Welche Einführungsdauer wird gesehen, wenn alle Fragen geklärt sind?“

Die Einführungsdauer hängt hauptsächlich von der Komplexität des gewählten Modells ab. Die BNetzA sollte beachten, dass ein Netzentgeltsystem für die nächsten Jahrzehnte, nicht nur für einen kurzfristigen Zeitrahmen geschaffen wird. Das neue Netzentgeltsystem muss langfristig zukunftsfähig sein. Höhere Komplexität geht in den vorliegenden Orientierungspunkten nach unserem Dafürhalten auch mit höherer Zukunftsfähigkeit einher. Insofern gilt es, bei aller berechtigter Sorge vor einer Überforderung einzelner Marktrollen, vor der Komplexität zugunsten der Zukunftsfähigkeit nicht im Übermaß zurückzuschrecken.

„Soll der Verteilnetzbetreiber das Verhältnis von Grund- und Arbeitspreis abgesehen von generellen, aber unbestimmten Anforderungen der Angemessenheit und der Diskriminierungsfreiheit frei bestimmen dürfen?“

Für das neue Grundmodell muss ein einheitlicher Rahmen geschaffen werden, der dem Verteilernetzbetreiber klare Vorgaben gibt, wie beispielsweise bei der Methodik der Berechnung, Höhe der Entgelte sowie dem Verhältnis der Komponenten zueinander zu verfahren ist. Der Spielraum für den Verteilnetzbetreiber sollte über eindeutige Leitplanken systematisch bestimmt werden. Dies gilt unabhängig davon, welches Modell schlussendlich eingeführt wird. Erhebliche Unterschiede in der Ausgestaltung sind besonders für Unternehmen problematisch, die deutschlandweit aktiv sind. Hier könnte auf dem Modell des Moduls 3 des § 14a EnWG aufgebaut werden. Die Vorgaben für Modul 3 definieren unter anderem die Höhe der Entgelte im Verhältnis zueinander sowie die minimale Dauer des Hochlastfensters. Allerdings zeigt sich bei Modul 3 auch die Notwendigkeit eines klaren, umfassenden und einheitlichen Rahmenwerks. Einige Verteilernetzbetreiber bieten pro Tag nur ein fünfzehnminütiges Zeitfenster für den Niederlasttarif an oder fixieren den Hochlasttarif auf dem Niveau des Standardlasttarifs. Daher müssen solche Ungenauigkeiten der Vorgaben vermieden werden, um zu gewährleisten, dass die Umsetzung zweckgerecht ist.

Zur Dynamisierung der Netzentgelte

Wie eingangs ausgeführt, **sollte der Schwerpunkt der künftigen Systematik auf einer dynamischen Anreizkomponente liegen**. Der Vorschlag der BNetzA zur Einführung einer Anreizfunktion in Form eines dynamischen Arbeitspreises ist sehr zu begrüßen. Der dynamische Arbeitspreis ist hierfür das richtige Format und sollte in allen Netzebenen Anfang 2029 eingeführt werden. Diese Anreizfunktion sollte erhebliche Variabilität aufweisen. Über eine symmetrische Ausgestaltung sollte sie es Anschlussnutzern ermöglichen, durch die netzdienliche Vermarktung ihrer Flexibilität die Kosten der Netzentgelte signifikant reduzieren zu können. Wegen der starken Flexibilitäts- und Lastverschiebungspotenziale könnten Betreiber von Erzeugungsanlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bei der Umsetzung priorisiert werden, grundsätzlich ist aber eine Ausweitung auf alle Marktteilnehmer sinnvoll. In der Stellungnahme zu den dynamischen Netzentgeltkomponenten wird eine detaillierte Auswertung zum skizzierten Modell sowie der vorgeschlagenen Ausgestaltung folgen. Zunächst sollen nur die Fragen beantwortet werden, die im Rahmen der ursprünglichen Orientierungspunkte veröffentlicht wurden.

Zur Anreizkomponente

„Nach welchen Kriterien sollte über die gestaffelte Einführung von dynamischen Entgelten entschieden werden?“

Eine gestaffelte Einführung sollte nicht mit Blick auf die Netzebenen stattfinden. Gemäß § 14a EnWG muss eine Beobachtbarkeit der Netzengpässe in der Niederspannung ohnehin für die präventive Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bis zum 01.01.2029 von Verteilnetzbetreibern ermöglicht werden. Die technischen Voraussetzungen für die Umsetzung dynamischer Entgelte in der Niederspannung werden somit Anfang 2029 im wesentlichen Umfang – zumindest mit Blick auf die Betreiber von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen – gegeben sein. Die Genauigkeit von Engpassprognosen sollte auch zukünftig mit der steigenden Anzahl installierter iMS in der Niederspannung erheblich zunehmen. Über ein dynamisches Entgelt könnte auch eine schnellere sowie netzdienliche

Inbetriebnahme von neuen Anlagen für die Mobilitäts- und Wärmewende gewährleistet werden.

Auch im internationalen Vergleich ist festzustellen, dass diese Modelle erfolgreich eingeführt werden können. In Großbritannien werden Day-Ahead- Auktionen durchgeführt, die im Rahmen von lokalen Flexibilitätsmarkten stattfinden, um Engpässe in der Niederspannung marktorientiert zu adressieren. Seit April 2024 werden im Netzgebiet von UKPN täglich Day-Ahead-Auktionen auf der Basis von Engpassprognosen in der Niederspannung ausgeschrieben.

„Wie schnell kann das Zielmodell auf weitere Netzebenen ausgerollt werden?“

Wie bereits erläutert, sollte es mit Blick auf die Beobachtbarkeit für eine präventive Steuerung über § 14a EnWG sowie auf die Erfahrungen aus anderen Ländern möglich sein, das Zielmodell auf die Netzebenen 6 bis 7 auszuweiten.

„Wie bewerten Sie Zwischenschritte mit geringerer Dynamik (z.B. Zeitfenster bezogen aufs gesamte Netzgebiet), wenn die Einführung mehr als 5 Jahre dauern sollte?“

Es besteht grundsätzlich nicht die Notwendigkeit weiterer Zwischenschritte, bevor die dynamischen Netzentgelte in der Niederspannung ausgerollt werden können.

„Welche weiteren Nutzergruppen sollen zu welchem Zeitpunkt einbezogen werden (Erzeuger, Industrie, steuerbare Verbraucher? Was ist dabei zu beachten?“

Grundsätzlich sind die Nutzergruppen mit den größten Flexibilitäts- oder Lastverschiebungspotentialen am naheliegendsten. Pro- beziehungsweise Flexumer sollten unmittelbar einbezogen werden. Sie bieten schon jetzt ein riesiges Flexibilitätspotential, das angesichts von etwa 13 Gigawatt (GW) installierter Leistung von Heimspeichern erheblich über den Kapazitäten von Großspeichern (2,6 GW) liegt. Auch

gewerbliche oder industrielle Standorte, die über Erzeugungsanlagen oder Speicher verfügen, kommen infrage.

Wie soll mit § 14a-Modul 3 verfahren werden?

Das Modul 3 des § 14a EnWG setzt die richtigen Anreize, den Verbrauch von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung in Zeiten geringerer Netzauslastung zu verlagern. **Unsere Datenauswertung (siehe oben) belegt, dass die Anlagen von Flexumern schon heute auf diese Preissignale reagieren**. In Anbetracht dieser Flexibilitäts- und Lastverschiebungspotenziale sollten ab Anfang 2029 alle für Modul 3 registrierten Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in ein dynamisches Netzentgelt übergehen können, um sowohl kurzfristige als auch langfristige Engpässe zu adressieren. Über die derzeit statischen Zeitfenster des Modul 3, die Year-Ahead festgelegt werden, können aktuell keine kurzfristigen Engpässe angegangen werden. Wenn das Modul 3 des § 14a EnWG in seiner jetzigen Form zunächst erhalten werden soll, sollten innovative Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit erhalten, vorzeitig ein dynamisches Entgelt einzuführen.

Kontakt:

Über Enpal:

Enpal bietet eine integrierte Gesamtlösung für dezentrale Energie – mit Solaranlage, Batteriespeicher, Wallbox, Smart Meter und Wärmepumpe. Herzstück ist die KI-gestützte Stromhandelsplattform Enpal.One+, die zehntausende Speicher zu einem virtuellen Kraftwerk vernetzt und Strombezug sowie -einspeisung am Strommarkt intelligent optimiert. Seit der Gründung 2017 in Berlin etablierte sich Enpal als Marktführer für Solaranlagen in Europa, als Marktführer für Wärmepumpen in Deutschland, sowie als größter wettbewerblicher Messstellenbetreiber für Smart Meter in Deutschland. Heute vertrauen mehr als 100.000 Kundinnen und Kunden mit über 300.000 dezentralen Energieanlagen auf Enpal. Weitere Informationen finden Sie unter corporate.enpal.com und auf LinkedIn.