E.ON Energie Deutschland GmbH · Arnulfstraße 203 · 80634 München

Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 8
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

E.ON Energie Deutschland GmbH
Arnulfstraße 203
80634 München

Ansprechpartnerin:
[redacted]

E.ON Energy Markets GmbH
Brüsseler Platz 1
45131 Essen

Ansprechpartner:
[redacted]

E.ON Energy Infrastructure Solutions GmbH
[redacted]

Stellungnahme der E.ON Customer Solutions Einheiten zum AgNeS Optionenpapier Entgeltkomponenten

München, 16.01.25

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Namen der E.ON Customer Solutions Gesellschaften (E.ON Energie Deutschland GmbH, E.ON Energy Infrastructure Solutions GmbH und E.ON Energy Markets GmbH) bedanken wir uns für die Möglichkeit, zu den von Ihnen veröffentlichten Orientierungspunkten zum Thema Netzentgeltkomponenten Stellung zu nehmen. Wir vereinen dabei die Sichtweise aus Strombelieferung für Industrie-, Gewerbe- und Haushaltskunden, dem Vertrieb integrierter Energiewendeprodukte, dem Speicherbetrieb und der Strombeschaffung.

Die historisch gewachsene Netzentgeltsystematik bildet die Energiewelt von heute nicht mehr sinnvoll ab und birgt zunehmen die Gefahr einer einseitigen Netzkostenverteilung. Wir begrüßen daher ausdrücklich die Initiative der Bundesnetzagentur, die Netzentgeltsystematik weiterzuentwickeln.

Unsere allgemeinen Anforderungen an ein Entgeltsystem

- **Einfachheit & Verständlichkeit:** Die Gesamtsystematik muss für alle Marktteilnehmer und insbesondere die betroffenen Endkunden nachvollziehbar und transparent sein.
- **Kostengerechtigkeit & Anreizwirkung:** Die Netzentgelte sollten verursachungsgerecht verteilt werden und Anreize für netzdienliches Verhalten setzen, sodass die Netzkosten insgesamt gedämpft und zukünftig auch die Bezahlbarkeit des Systems gewährleistet werden kann.
- **Umsetzbarkeit & Vorlaufzeiten:** Für Lieferanten und den Stromhandel ist eine massengeschäftstaugliche, automatisierbare und rechtssichere Abwicklung essenziell. Ganzheitliche Regelungen, anstatt eines regulatorischen Flickenteppichs, eine deutliche Verbesserung der Messwertqualität sowie ausreichende Vorlaufzeiten, insbesondere zu den Anpassungen in der Marktkommunikation (MaKo), und bei bestehenden Stromlieferverträgen sind dafür unerlässlich.

Während insbesondere die Zielgrößen der Einfachheit und Anreizwirkung auf den ersten Blick gegensätzlich erscheinen mögen, spiegelt dies die heterogenen Bedürfnisse unserer Kunden wider: Während ein Teil der Industriekunden und Haushaltskunden, ihre Flexibilitäten im Sinne des Gesamtsystems zur Verfügung stellen möchten und auch ein gewisses Maß an Komplexität händeln können, sollten Stromtarife, inkl. Netzentgelte für ein Großteil der Endkunden wenig komplex und leicht verständlich sein. Eine repräsentative Umfrage, die wir im Herbst gemeinsam mit Statista bei 2000 Haushalten

durchgeführt haben[1] unterstützt unseren vertrieblichen Wunsch, Netzentgelte für die breite Masse möglichst einfach zu halten, während Kunden mit Flexibilitätspotential die Möglichkeit gegeben werden sollte, ihren Verbrauch netz- und systemdienlich zu verschieben und somit aktiv an der Energiewende zu partizipieren.

Im Folgenden finden Sie unsere konkreten Anmerkungen, zu denen von Ihnen vorgestellten Optionen, verbunden mit der Bitte unsere Bedenken in den weiteren Reformüberlegungen zu berücksichtigen.

Bewertung BNetzA Vorschläge Entgeltkomponenten für Kunden >100.000 kWh

Kapazitätsnetzentgelte Kunde ab MS, bzw. NS >100.000 kWh: Wir bewerten es als sehr positiv, dass ein Kapazitätsnetzentgelt für Kunden ab Mittelspannungsebenen ein zentraler Bestandteil des zukünftigen Netzentgeltsystem sein soll und den Leistungspreis ersetzen wird. Insbesondere unterstützen wir ausdrücklich, dass das Entgelt nicht an der technischen Netzanschlussleistung bzw. der tatsächlichen (einmaligen) Netzhöchstlast, sondern an einer bestellten Kapazität bemessen werden soll. Für eine erfolgreiche Einführung eines Kapazitätsnetzentgelts sind aus unserer Sicht folgende Aspekte wichtig:

- Klarstellung zu Marktrollen (Netz und Vertrieb), wer welche Informationen wann an wen über die MaKo meldet
- Regelung, welcher Default Wert als Kapazität angesetzt wird, falls Kunden versäumen, ihre Kapazität aktiv zu bestellen
- Klarstellung zu Buchungsdauer: Unterjährige Veränderungen in der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur, die aus der Abkehr von fossilen Energieträgern resultieren, dürfen nicht dazu führen, dass Unternehmen aufgrund zu niedrig angesetzter Kapazitätsbestellungen unverhältnismäßig hohe Netzentgelte tragen müssen. Planungsverschiebungen sowie die lange Realisierungsdauer komplexer elektrischer Anlagen (z. B. Wärmepumpen, Batteriespeicher, Power-to-Heat-Systeme) können dazu führen, dass nicht zusätzlich bestellte oder zu früh bestellte Kapazitäten die wirtschaftliche Umsetzung von Dekarbonisierungsmaßnahmen erheblich erschweren und müssen in Einklang gebracht werden. Die zunehmende Elektrifizierung der Industrie ist bei der Festlegung der Fristen für Kapazitätsbestellungen verbindlich zu berücksichtigen.

Zweistufiger Arbeitspreis für Kunde ab MS, bzw. NS >100.000 kWh:

Einen zweistufigen Arbeitspreis, der perspektivisch durch eine dritte, dynamische Arbeitspreiskomponenten ergänzt wird, bewerten wir auf Grund dessen Komplexität sehr kritisch. Insbesondere für unsere mittelständigen Industriekunden, die sich nicht dezidiert mit dem Energieeinkauf beschäftigen können, ist die Wechselwirkung aus Leistung und Arbeitspreis kaum planbar und dessen Anreizwirkung schwer verständlich.

[1] In einer repräsentativen, Deutschlandweiten Umfrage haben wir 2000 Haushaltskunden gefragt, was Ihnen mit Blick auf die Netzentgelte wichtig ist: 92% der Befragten antwortetet, dass für sie sowohl die Höhe der Netzentgelte als auch deren Verständlichkeit zentrale Anforderungen an Netzentgelte seien. Der Wunsch nach Einfachheit und Komplexität war dabei bei Haushalten ohne Energiewende Assets (Wärmepumpe, PV, Speicher etc.) dabei ausgeprägter als für Kunden mit mindestens einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung. Letztere Kundengruppe bewertetet die Anreizsetzung der Netzentgelte als fast genau so wichtig, wie deren Verständlichkeit. So gaben 86% der Haushalte mit mind. einem Energiewendeasset an, dass Netzentgelte Anreize geben sollten, Verbrauchsverhalten anzupassen – genau so viele (86%) dieser Kunden, wären auch bereit, ihre eigenen Stromverbräuche zeitlich zu verschieben, wenn sie ein entsprechendes Preissignale erhalten würden.

Da der AP2 nicht als Pönale ausgestaltet werden soll, sondern Teil der Optimierung des Netzkunden ist und anregt, die gewählte Kapazität zu überschreiten, können Netzbetreiber Netzausbau nicht erkennbar reduzieren. Wir befürchten somit, dass die Komplexität des Netzentgeltsystem deutlich erhöht würde, ohne dabei die Kosten der Netzausbaus für alle Netzkunden zu dämpfen.

Bewertung BNetzA Vorschläge Entgeltkomponenten für Kunden auf NS <100.000 kWh

Einen pauschalen erhöhten Grundpreis für Prosumer („Prosumerentgelt) lehnen wir ab. Die pauschale „Pönalisierung“ von Prosumern ist nicht zwangsläufig verursachergereicht, gibt keinerlei Anreize für marktdienliches Verhalten und behindert die Energiewende. Während der Mehrwert eines solchen Entgelt mit Blick auf die Netzentgeltentwicklung relativ gering ist, ist die praktische Umsetzung durchaus komplex: Stromlieferanten haben Stand heute keine Kenntnis über die Erzeugerseite. Ob ein Kunde Prosumer ist oder nicht, ist dem Stromlieferanten somit nicht bekannt. Selbst wenn der Netzbetreiber einen Prosumer über das Marktstammdatenregister zukünftig identifiziert würde, erscheint ein Matching von Erzeuger MaLo und Verbraucher MaLo fehleranfällig und insbesondere in Mieterstrommodellen und Energiegemeinschaften aufwändig und komplex. Zudem würde es zu Fehlanreizen führen, PV Aufdach Anlagen und Balkonkraftwerke zukünftig nicht mehr im Marktstammdatenregister zu hinterlegen.

Aus Lieferantensicht stellt sich zudem das Problem, dass diese Daten bei Angebotsstellung bei Neukunden nicht vorliegen. Eine Echtzeitabfrage, die es Lieferanten ermöglicht Stammdaten bei Angebotsstellung abzurufen wäre hierfür erforderlich, scheint kurzfristig in der Umsetzung allerdings auf Grund zahlreicher zu klärender Datenschutzthemen aber unrealistisch. Zudem würde ein Prosumerengelt Endkundeverträge deutlich verkomplizieren, da sich die Netzentgelte eines Endkunden bei Anmeldung einer PV Anlage innerhalb der Vertragslaufzeit ändern könnten. All-inclusive Stromverträge mit Preisgarantien wären in Zukunft somit nur noch schwer vorstellbar.

Wenngleich ein saisonaler Arbeitspreis auf den ersten Blick einfacher in der Umsetzung scheint, da nicht explizit nach Kunden mit Kundenanlage differenziert werden muss, ist auch dieser aus unserer Sicht nicht sinnvoll. Die saisonale Ausgestaltung würde, bis alle Endkunden mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, manuelle Zwischenablesungen der Zähler bedingen und somit zu enormen Aufwand bei allen Markakteuren führen. Integrierte Verträge mit Preisgarantien wären auch in dieser Ausgestalltungsform nur noch schwer vorstellbar. Mit Blick auf die skizzierten Kundenbedürfnisse nach Einfachheit lehnen wir dies ebenfalls ab.

Stattdessen sollte auch Kunden auf der Niederspannung die Möglichkeit gegeben werden, in ein kapazitätsbasiertes Netzentgeltsystem zu wechseln. Damit ein Wechsel auch in der Praxis vollzogen wird, ist die Parametrierung der Kapazitätspreise entscheidend. Voraussetzung für solch einen Wechseln in eine Kapazitätsbasiertes Netzentgeltsystem sollte dabei nicht an Verbrauchsgrößen oder Assets, wie Speichern, PV-Anlagen usw. geknüpft sein, sondern allen mit intelligentem Messsystem ermöglicht werden. Einen verpflichtenden Kapazitätspreis lehnen wir in der Ausgestaltung mit einem zweitstufigen Arbeitspreise kurz- und mittelfristig ab. Gründe hierfür sind neben der hohen Komplexität und damit einhergehenden Kosten auf Aufwenden in der Kundenkommunikation, auch die mangelnde Messwertqualität bei intelligenten Messystemen und der enorme Anstieg der Datenmengen bei allen Marktakteuren.

Grundsätzlich Anmerkungen und Verbesserungsvorschläge

Die Trennung in Kunden kleiner und größer 100.000 kWh erscheint grundsätzlich denkbar, führt aber insbesondere im Zusammenspiel mit der angedachten, sukzessiven Dynamisierung der Netzentgelte über die Spannungsebenen zu einer Vielzahl von Fallkonstellationen abhängig von Spannungsebene, Verbrauch und dem Vorhandensein eines Speichers. Dies führt für Lieferanten zu einem diffusen Flickenteppich aus Einzelfallkonstellationen, den es zu vermeiden gilt. Gleichzeitig erschwert es die Optimierung und Planung bei der Strombeschaffung. Eine Differenzierung nach Spannungsebenen unabhängig von Verbrauch und Speicher könnte die Komplexität hier zumindest leicht reduzieren. So würden alle Kunden auf höheren Spannungsebene per se in ein kapazitätsbasiertes Netzentgelte System fallen, währen Kunden auf der Niederspannung mit intelligentem Messsystem bzw. RLM-Messung, unabhängig vom Verbrauch auf Wunsch in das kapazitätsbasierte Netzentgeltsystem wechseln könnten.

Anstelle des zweistufigen Arbeitspreises, der perspektivisch um eine dritte, dynamische Komponenten ergänzt werden soll, favorisieren wir einen Kapazitätspreis, der in vorab vom Netzbetreiber definierten Zeitfenstern eine kostenfreie oder kostengünstige Überschreitung der bestellten Kapazität ermöglicht (siehe u.a. BDEW. Modell). Während eine solche zeitvariable Ausgestaltung des Kapazitätspreis initial mit einem höheren Erkläungs- und Umstellungsaufwand verbunden wäre, würde die weitere Dynamisierung der Arbeitspreise entfallen. So ließe sich mittel- und langfristig die Komplexität ggü. dem BNetzA Vorschlag reduzieren, Marktsignale ungehindert wirken, Flexibilitäten heben und Planbarkeit für alle Markakteure erhöhen.

Für die Einführung eines Kapazitätsbasierten System auch auf der Niederspannung, sollten für Kunden jährliche Leistungsspitzen bereits vor Einführung in das System nachgehalten und dem Kunden als Information zur Verfügung gestellt werden. So erfolgt auch ein Kundenseite eine erste Befassung mit dem Thema Kapazität und historische Leistungswerte könnten für die Kapazitätsbestellung als Bestellgröße herangezogen werden. Um Kapazitätsnetzentgelte auch im Massengeschäft auf der Niederspannung abzubilden, ist zudem wichtig, dass bei allen Kunden eine Default Kapazität (bsw. in Anlehnung an die tatsächliche Jahreshöchstlast der letzten Jahre) hinterlegt wird und nur Kunden, die sich aktiv mit der Optimierung ihrer Lasten beschäftigen mochten, ihre Kapazitätsbestellung anpassen müssen.

Die Fristen für Kapazitätsbestellungen sollten so ausgestaltet werden, dass unterjährige Veränderungen durch Elektrifizierung und Projektverschiebungen nicht zu unverhältnismäßig hohen Netzentgelten führen. In begründeten Fällen, wie Asset Zubau oder Umzug, muss daher eine unterjährige Anpassung der bestellten Kapazität möglich sein.

Anforderungen an Verträge, Marktkommunikation und Datenschutz für Anschlussnutzer auf Niederspannung

Sowohl für die Prüfung und Weiterverrechnung eines möglichen Prosumerentgeltes als auch bei einer Kapazitätsbestellung sind Ergänzungen auf Ebene des Lieferantenrahmenvertrages und auf Ebene der EDIFACT-Formate erforderlich. MaKo-seitig sind an den bestehenden GPKE-Prozessen vrs. keine grundlegenden Änderungen erforderlich. Die vorliegenden Tarifanwendungsfälle scheinen zur Übermittlung der erforderlichen Messwerte ausreichend, solange die Übermittlung der Lastgangdaten ex-post erfolgen kann und nicht in Echtzeit erfolgen muss. Anspruchsvoll erscheint in einzelnen Konstellationen die Bereitstellung der relevanten Stammdatenlage durch den

Netzbetreiber. Darüber hinaus ist eine gesetzliche Grundlage nötig, damit Stammdaten datenschutzkonform zur Abwicklung der Netzentgelte genutzt werden dürfen.

Prosumerentgelt: Lieferanten wissen bei Angebotsstellung nicht, welche Kunden eine PV-Anlage nutzen und somit als Prosumer zu bepreisen sind. Bei Lieferbeginn erhalten Lieferanten entsprechende Stammdaten im UTILMD Format, insb. Stammdaten der Malo, Melo, Tranche und Energieflussrichtung werden bei Anmeldung kommuniziert. Allerdings sind diese Daten nur dann ausreichend, wenn Besitzer einer PV-Anlage und Stromkunde in der Kundenanlage personenidentisch sind, wovon nicht immer auszugehen ist. Somit ist nur eine Meldung über die Lokationsbündelstruktur (vrs. UTILMD PrüfID 55175) denkbar.

Auf Grund der Datenschutzvorgaben ist jedoch unklar, ob Lieferanten die entsprechenden Informationen zur Abrechnung der Netzentgelte nutzen dürfen. Eine rechtliche Klarstellung ist, sofern es zu einer entsprechenden Festlegung der BNetzA kommt, dringend erforderlich.

Bestellte Kapazität: Für Anschlussnutzer auf der Niederspannung, die keinen separaten Netznutzungsvertrag mit einem Netzbetreiber abgeschlossen haben, könnte eine mögliche Kapazitätsbestellung im Rahmen momentan gültiger Vertragsverhältnisse und MaKo-Regeln auf der Entnahmeseite theoretisch über den Lieferanten im Rahmen des Lieferantenrahmenvertrag und der 1:1-Marktkommunikation zwischen Markpartnern abgewickelt werden.

MaKo-seitig wäre es folgerichtig, wenn der Lieferant bei Neukunden die Information über bestehende Kapazitätsbuchungen über die Übermittlung der Abrechnungsdaten zur Netznutzungsabrechnung erhielte (*vgl. GPKE 2, Kap. 3.1.1, BK6-24-174*). Sollte der Lieferant bei Bestandskunden erstmalig eine bestimmte Kapazitätshöhe bestellen oder eine bestehende Kapazitätshöhe auf Kundenwusch ändern wollen, müsste er eine Änderung der Abrechnungsdaten beim zuständigen Netzbetreiber bestellen (*vgl. GPKE 2, Kap. 3.1.3, BK6-24-174*).

Die Höhe der in Anspruch genommenen Kapazität können der Anschlussnutzer und sein Lieferant anhand der 15-Minuten-Lastgangdaten (ermittelt aus dem Zählerstandsgang des iMSyS TAF 7) ableiten. Heute stehen dem Lieferanten die 15-Minuten-Lastgangdaten über die MaKo nur ex-post zur Verfügung (vgl. WiM 2, Kap. 2.5.5, BK6-24-174), sodass eine volldynamische, bzw. Echtzeitbereitstellung der Lastgangdaten für Kunden auf Niederspannung über Lieferanten nicht möglich ist.

Fazit

Wir sprechen uns für eine Reform der Netzentgeltsystematik aus, die Einfachheit, Transparenz und verursachungsgerechte Kostenverteilung in den Mittelpunkt stellt. Das kapazitätsbasierte Netzentgeltmodell mit optionaler Zusatzkapazität erfüllt diese Anforderungen und ist unseres Erachtens dem Kapazitätspreis mit zweistufigem, dynamischem Arbeitspreis überlegen. Bei entsprechender Ausgestaltung, würde auch die Erhebung eines Prosumerentgelts entfallen, weil PV Besitzer entsprechende ihrer bestellten Kapazität unabhängig vom Netzbezug bepreist und somit verursachergerecht an den Netzentgelten beteiligt würden.

Alle Anpassungen erfordern substanzielle Änderungen der Verträge und Marktkommunikationsprozesse. Ausreichend Vorlaufzeiten zur Einführung der Änderungen sowie eine frühzeitige Kommunikation der Änderungen durch die Bundesnetzagentur sind entsprechen zu berücksichtigen.

Anlagen

Excelliste mit Antworten zu den dezidierten Fragen des Sachstandspapier