Stellungnahme 1KOMMA5° zu den Niederspannungs-Netzentgeltkomponenten; GBK-25-01-1#3

Grundsätzliches

1KOMMA5° begrüßt ausdrücklich, dass die Bundesnetzagentur mit den Orientierungspunkten einen klar strukturierten Rahmen für die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik vorlegt und die Debatte über die künftige Ausgestaltung der Entgeltkomponenten proaktiv und innovativ öffnet. Besonders positiv hervorzuheben ist, dass das Papier die Anreizkomponente als eigenständiges Reformelement adressiert und damit die Rolle von kostenreflexiven Signalen (insbesondere zur zeitlichen und ggf. regionalen Steuerung der Netznutzung) sichtbar macht.

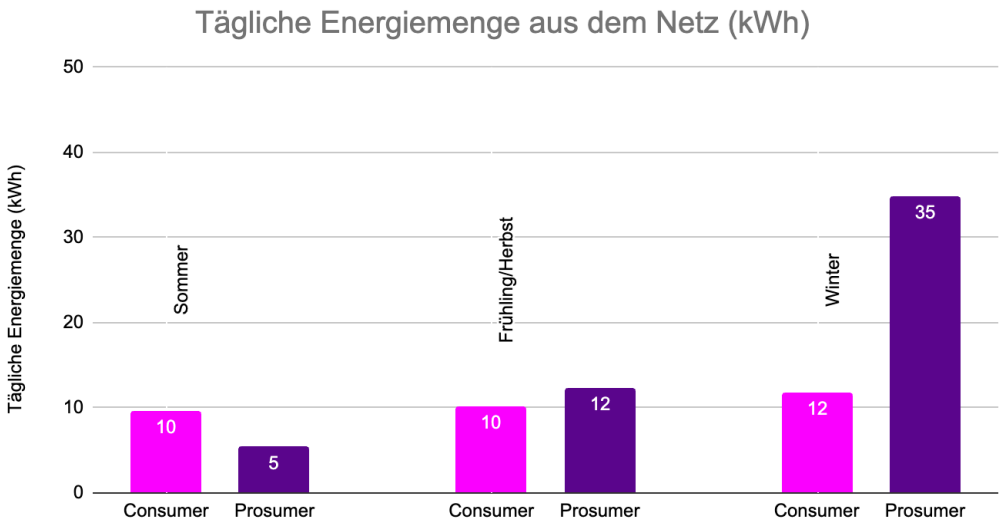
1. Ab MS/NS-Ebene und NS-Kunden>100.000 kWh

- beantwortet, wo relevant, in der vorangegangenen 1KOMMA5° Stellungnahme -

2. Kunden in der Niederspannung <100.000 kWh

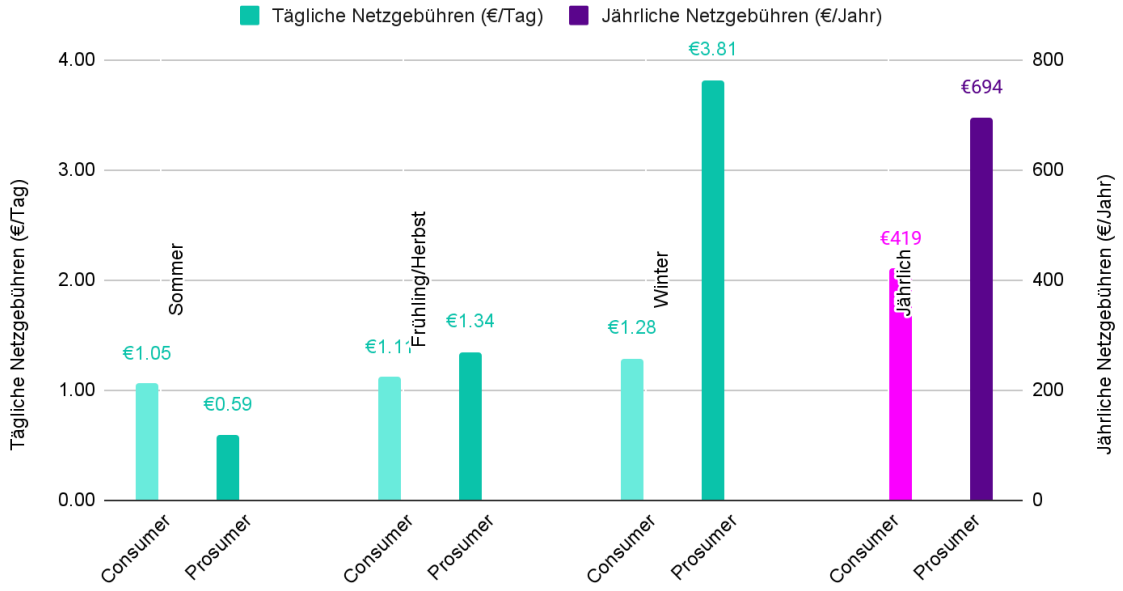
Welches Modell ist aus Ihrer Sicht geeignet, um Prosumer an der Netzfinanzierung adäquat zu beteiligen, ohne dabei neue Nachteile zu schaffen?

Die Diskussion um eine mögliche „Entsolidarisierung" durch Prosumer sollte aus unserer Sicht sachlich an den tatsächlichen Netzkosten und der realen Netznutzung ausgerichtet werden: Viele Prosumer reduzieren zwar ihren Sommerbezug, bleiben jedoch insbesondere im Winter weiterhin relevante Netznutzer und tragen damit zur Finanzierung bei. Unsere Auswertungen zeigen zudem, dass PV-Kundinnen und -Kunden überdurchschnittlich häufig zusätzlich in Elektromobilität und Wärmepumpen investieren, was den Eigenverbrauch erhöht und die Gesamtkosten senken kann. Bei diesen „vollelektrifizierten Prosumern" bleibt der jährliche Strombezug aus dem öffentlichen Netz insgesamt auf hohem Niveau und ist stark saisonal geprägt – deutlich geringer im Sommer, dafür substantiell höher im Winter. In der Jahresbetrachtung leisten sie damit weiterhin einen relevanten Beitrag zum Netzentgeltaufkommen; der Netto-Strombezug liegt im Durchschnitt sogar über klassischen Haushaltsprofilen.



Daten: 1KOMMA5°, basierend auf einer fünfstelligen Kundensample; Die Grafik zeigt die durchschnittliche tägliche importierte Energiemenge (in kWh) über verschiedene Jahreszeiten hinweg, jeweils berechnet als Mittelwert über alle Haushalte der betrachteten Gruppen; Verbraucher (*Consumer*) ohne PV-Anlage, Batterie oder zusätzliche elektrische Geräte wie Wärmepumpe oder E-Auto; Die lila Balken repräsentieren Prosumer-Haushalte (*Prosumer*) mit PV-Anlage, Batteriespeicher und mindestens einem weiteren elektrifizierten Gerät (z.B. Wärmepumpe und/oder Elektroauto).

Netzfinanzierung von Prosumern und klassischen Verbrauchern im Vergleich



Daten: 1KOMMA5°, basierend auf einer fünfstelligen Kundensample; Preisblatt Netzentgelte Avacon (Niederspannung, 2025, statische Netzentgelte); "*Prosumer*": PV & Speicher mit mindestens einem flexiblen Verbraucher (EV oder Wärmepumpe); "*Consumer*": keine PV oder weitere Verbraucher.

Aus regulatorischer Sicht sollte daher vermieden werden, Prosumer als Kundengruppe pauschal zu bepreisen. Stattdessen erscheint eine verursachungsgerechte Netzentgeltsystematik sachgerecht, die physikalisch relevante Parameter der

Netznutzung abbildet – insbesondere Arbeit (kWh), Zeitbezug (und notfalls auch Kapazitätsinanspruchnahme) und damit Anreize zur netzdienlichen Nutzung setzt, ohne willkürliche Kundensegmentierung. Aus obigen Gründen hält 1KOMMA5° saisonale Preisaufschläge oder Grundpreisaufschläge für Prosumer für die falsche Herangehensweise:

Wir sprechen uns **gegen saisonale Arbeitspreise** speziell für Prosumer aus, weil sie insbesondere den Winterstrombezug verteuern und damit genau jene Anwendungen unattraktiver machen, die aus systemischer Sicht erwünscht sind – allen voran Wärmepumpen. Da Wärmepumpen ihren höchsten Strombedarf typischerweise in der Heizperiode haben, würde ein höherer Winter-Arbeitspreis die Wirtschaftlichkeit der Elektrifizierung von Wärme verschlechtern und Investitionsanreize dämpfen. Damit droht ein Zielkonflikt: Eine Maßnahme, die primär Verteilungsfragen adressieren soll, würde zugleich die sektorübergreifende Dekarbonisierung bremsen. Quantitativ gesprochen: Eine Erhöhung des Strompreises um 1 ct/kWh verlängert bei einer typischen Wärmepumpe im Einfamilienhaus die Amortisationszeit um etwas weniger als 1 Jahr im Vergleich zur Gas-Heizung.

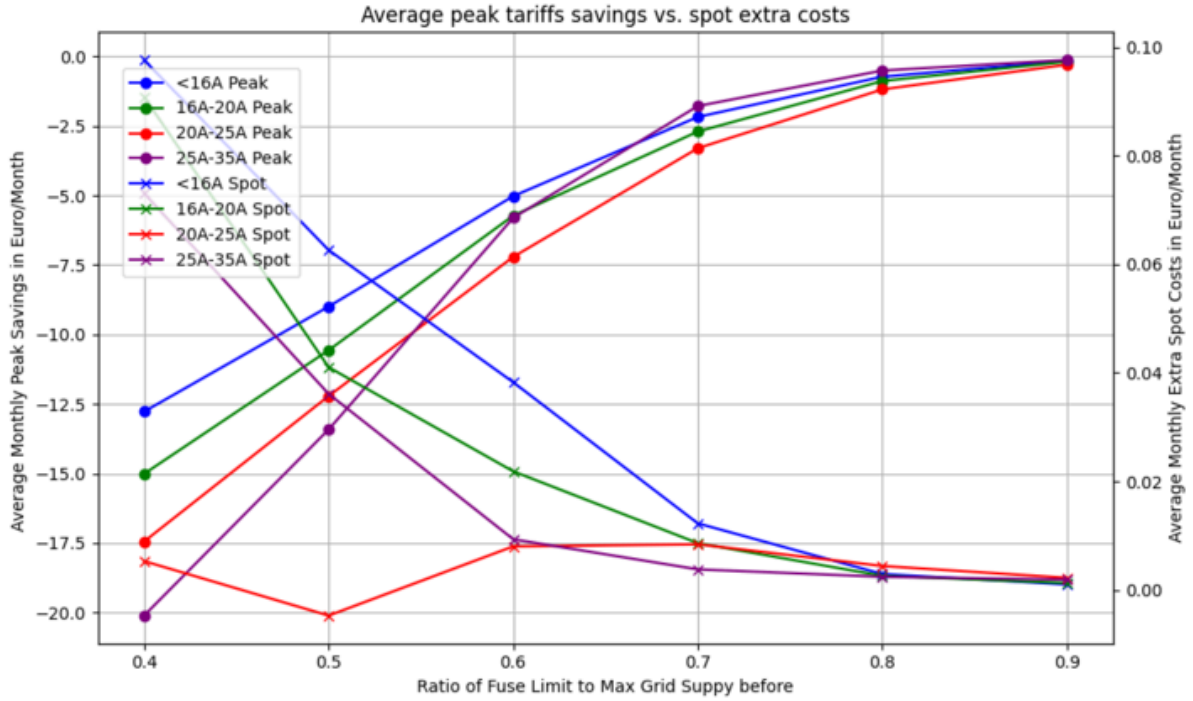
Grundpreisaufschläge, die gezielt an die Kategorie „Prosumer" anknüpfen, halten wir für wenig zielführend, weil sie politisch-administrative Gruppenzuordnungen bepreisen statt die tatsächliche Netznutzung. Sonst landet man schnell bei absurden Abgrenzungen – mit derselben Logik könnte man (zugespitzt) auch fragen, ob man den knapp 900.000 organisierten Kleingärtnerinnen und Kleingärtnern in Deutschland einen anderen Grundpreis geben müsste, nur weil ihr Netzbezug saisonal anders ausfällt.

Entscheidend ist also eine **verursachungsgerechte Bepreisung physikalischer Parameter (Arbeit, Zeit)** – unabhängig vom Label der Kundengruppe. Dies wäre durch durch zwei Optionen zu gewährleisten:

- **Option 1**: Über eine konsequente Nutzung dynamischer Netzentgelte in der Anreizkomponente wird netzdienliches Verhalten hinreichend hergestellt, weil sich der Netznutzer an der tatsächlichen Netzsituation (zeit- und ortsabhängig) orientiert. Der Grundpreis bleibt dabei unverändert, da die verursachungsgerechte Kostenbeteiligung bereits über die dynamische Komponente erfolgt. Operativ ist dies zugleich die einfachste Lösung, weil sie ohne neue, gruppenspezifische Kategorisierungen auskommt und und auf dem bewährten Modell aufsetzt.
- **Option 2:** Prosumer können freiwillig in das Grundmodell optieren, sofern die technische Voraussetzung eines Smart Meters erfüllt ist. Wichtig ist, dass der Smart Meter nicht automatisch die Teilnahme am Grundmodell auslöst – andernfalls würden auch Kundinnen und Kunden, die mit den zusätzlichen Wahl- und Steuerungsanforderungen überfordert wären (sinngemäß „Oma Erna"), unbeabsichtigt erfasst. Daher sollte die Einbeziehung ausdrücklich als Opt-in-Option ausgestaltet werden**.**

Parametrisierung im Grundmodell: Verhältnis von Bestellleistung und Arbeitspreis am Beispiel Schweden

Für die Wirksamkeit eines Kapazitäts-/Leistungsmodells ist die Parametrisierung zwischen Kapazitätspreis und Arbeitspreis entscheidend. Das Beispiel Schweden zeigt, wie eine zu starke Gewichtung der Kapazitätskomponente die Signale „kippen" lässt: Die kW wird, je nach Netzbetreiber, mit etwa 7 Euro im Monat bepreist. In der Folge haben Prosumer ein starkes finanzielles Interesse, Flexibilität primär zur Peak-Vermeidung einzusetzen (um Anschluss-/Bestellleistungskosten zu senken) – und genau diese Einsparpotenziale können so groß sein, dass eine Strommarktoptimierung (z. B. Arbitrage) relativ unattraktiver wird. Die nachfolgende Grafik illustriert dies anhand unserer Kundenanalyse: starke Reduktion der „Bestellleistung" senkt Netzentgelte deutlich, geht aber mit merklich geringerer Erlös-/Sparwirkung aus Strommarktoptimierung einher.



Daten: Grafik & Optimierung 1KOMMA5° Schweden; Die Analyse basiert auf Daten des schwedischen Netzbetreibers Ellivio, der ein Kapazitätspreismodell implementiert hat. Kunden zahlen monatlich etwa 7 Euro pro kW für den Durchschnitt ihrer drei höchsten Lastspitzen. Bei diesem Preisniveau wird die Day-Ahead-Optimierung wirtschaftlich vernachlässigbar, da das preisliche Signal der Kapazitätspreise alle anderen Optimierungsanreize dominiert. Die Abbildung zeigt die ökonomischen Auswirkungen einer künstlichen Drosselung der maximalen Lastspitze im Verhältnis zur installierten Sicherungsgröße (Fuse Size - X-Achse). Dargestellt sind die monatlichen Einsparungen durch reduzierte Kapazitätspreise (Punkte, linke Y-Achse) sowie entgangene Einsparungen aufgrund eingeschränkter Day-Ahead-Optimierung (Kreuze, rechte Y-Achse). Die Farben entsprechen Haushalten mit verschiedenen Leistungsklassen. Am Beispiel eines 20-Ampere-Anschlusses wird deutlich: Eine Drosselung auf 50% der Fuse Size führt zu Einsparungen von etwa 11 Euro pro Monat, während die entgangen Einnahmen durch suboptimale Day-Ahead-Optimierung lediglich 0,25 Euro pro Monat (Achtung: nicht pro kWh) betragen.

Welche Auswirkungen auf den Wettbewerb im Haushaltskundenbereich sind zu erwarten?

Ein Modell mit erhöhten, prosumerspezifischen Grundpreisen setzt zwar kaum Anreize zur Veränderung des konkreten Nutzungsverhaltens, entfaltet aber erhebliche Lenkungswirkungen auf Investitionsentscheidungen, die im Kleinanlagensegment vielfach durch den Eigenverbrauchsvorteil getragen werden. Eine (teilweise) Nivellierung dieses Vorteils würde die Wirtschaftlichkeit kleiner PV-Anlagen spürbar verschlechtern und damit einen deutlichen Nachfragerückgang riskieren – besonders dann, wenn sich gleichzeitig politische Signale oder Anpassungen bei Förderbedingungen bzw. -höhen in dieselbe Richtung auswirken. Zusätzlich besteht die Unsicherheit, dass künftig noch Einspeisenetzentgelte hinzukommen könnten, die von der Bundesnetzagentur bislang nicht konkret spezifiziert sind; in Kombination würden solche zusätzlichen Entgeltbestandteile die Wirtschaftlichkeit weiter drücken und die Marktsituation merklich belasten, weshalb eine konsistente Gesamtbetrachtung aller Komponenten zwingend ist.

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

Nein.

Welche Einführungsdauer wird gesehen, wenn alle Fragen geklärt sind?

Unabhängig davon, ob Option 1 (verpflichtend dynamische Netzentgelte) oder Option 2 (Grundmodell auch für Prosumer) gewählt wird, ist die Einführung bei Endkundinnen und Endkunden grundsätzlich machbar; kritisch sind vor allem Standardisierung und Implementierungsdauer der Preissignale sowie die Prozesse/IT der Netzbetreiber. Bei Option 2 kann der Rollout im Gleichklang mit Großverbrauchern erfolgen (auch >100.000-kWh-Kunden können in der Niederspannung angeschlossen sein), sodass kein separater Zeitplan nötig ist; vertriebsseitig erwarten wir keine wesentlichen Hürden. Ein Umsetzungshorizont bis Ende der Dekade erscheint in beiden Fällen realistisch.

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

Wir lehnen prosumerspezifische Grundpreiserhöhungen als Instrument ab. Gleichwohl nehmen wir zur grundsätzlichen Dimensionierung des Verhältnisses zwischen Arbeits- und Kapazitätselement Stellung:

Nein. Der Verteilnetzbetreiber sollte das Verhältnis von Kapazitäts-/Grund- und Arbeitspreis nicht weitgehend frei festlegen dürfen, lediglich begrenzt durch unbestimmte Maßstäbe wie Angemessenheit und Diskriminierungsfreiheit. Gerade weil

die Parametrisierung starke Lenkungswirkungen entfalten kann, braucht es einen klaren regulatorischen Rahmen mit engen Leitplanken (z. B. Bandbreiten und Prüfkriterien) sowie eine vorsichtige, gering dimensionierte Ausgestaltung des Kapazitätselements. Der Kapazitätspreis sollte insgesamt nur einen kleinen Anteil am Gesamtentgelt ausmachen, um Fehlanreize und die Verdrängung sinnvoller Strommarkt- bzw. Flexibilitätsoptimierung zu vermeiden.

Braucht es hier Leitlinien für die Netzbetreiber?

Ja. Zur Dimensionierung des Verhältnisses zwischen Kapazitätselement und Arbeitspreiselement bieten sich zwei regulatorische Leitplanken an: (1) eine Erlösleitplanke, wonach die Kapazitätskomponente in der Einführungsphase z. B. max. 10% des Entgeltaufkommens der jeweiligen Kundengruppe ausmachen darf (mit späterer Anpassung nach Evaluation), und (2) eine Stabilitätsleitplanke, die sicherstellt, dass die Parametrisierung nicht dazu führt, dass Flexibilität primär zur Senkung von Kapazitäts-/Leistungskosten eingesetzt wird und dadurch Strommarkt- bzw. netzdienliche Optimierung verdrängt – wobei diese Stabilitätsprüfung konzeptionell sinnvoll, in der Praxis aber eher ein theoretisches Konstrukt ist, weil die relevanten Schwellenwerte stark kundenindividuell ausfallen.

3. Anreize für Nutzungsverhalten

- wird in der anstehenden Konsultation beantwortet -

4. Anreize für Investitionsentscheidungen

- 1KOMMA5° wird hierzu keine Aussagen treffen -