	Fragen	**Konsolidierter Beitrag E.ON Customer Solutions**
Finanzierungsfunktion: Ab MS/NS-Ebene und NS-Kunden>100.000 kWh	Gibt es eine geeignetere Möglichkeit, Überschreitungen der bestellten Kapazität zuzulassen?	Im Idealfall sollte ein Kunde für eine immer garantierte Kapazität zahlen, eine Überschreitung dieser gebuchten Kapazität sollte aber immer dann (kostengünstig oder kostenfrei) möglich sein, wenn entsprechende Netzkapazitäten verfügbar sind. In solchen vorher definierten Zeitfenster, könnten Kunden somit ungehindert auf das Börsenstrompreis signal reagieren und ihre Flexibilität dem Markt zur Verfügung stellen. Die zeitvariable Ausgestaltung („Flexbänder“) ermöglicht es, Zusatzkapazitäten in netzdienlichen Zeitfenstern bereitzustellen, ohne die Komplexität des Gesamtsystems unnötig zu erhöhen
	Welche verbindlichen Vorgaben in der Festlegung werden für so ein Modell gebraucht – wo darf es Spielräume geben?	Die Grundstruktur des Netzentgeltes inklusive aller Entgeltekomponenten (Grundpreis, Kapazitätspreis, Arbeitspreis) sollte bundesweit einheitlich sein und von der Regulierungsbehörde festgeltegt werden. Eine Regionalisierung der entsprechenden Netzentgelthöhe (und somit individueller Preisblätter) ist jedoch notwendig, um korrekte Signale für die Flexibiliätsbereitstellung aufbauend auf der lokalen Netzsituation zu geben und somit Gesamtsystkomsten zu reduzieren.Für Kunden muss gewährteistet werden, dass sie bei Elektrifizierungsprojekte die möglichkeit haben, ihre bestellte Kapazität auch unterjährig anzupassen.
	Wäre eine andere als die hier vorgeschlagene mengenbezogene Abgrenzung (100.000 kWh) für die Anwendung dieses Modells sachgerechter?	Die Abgrenzung nach 100.000 kWh ist grundsätzlich praktikabel und entspricht den aktuellen Messkonzepten. Allerdings ist mengenbezogene Abgrenzung ist eine Orientierungsgröße zum Wechsel des Bilanzierungssystems von SLP auf RLM. Vielmehr sollte daher perspektivisch eine Abgrenzung nach verbautem Messsystem und somit konkret abgrenzbaren Daten erfolgen. Inbs. durch die sukzessive Dynamisierung über verschiedene Spannungsebenene, würde eine mengenbezogenen Abgrenzung zu einer Vielzahl von Sonderfallkonestalltionen führen, die es zu verhindern gilt. Stattdessen könnte eine Differenzierung nach Spannungsebnene in Betracht gezogen werden in der alle Kunden auf höheren Spannungsebenen in das kapazitätsbasierte Netzentgeltsystem fallen, während Kunden auf Niederspannung, unabhängig von Verbrauch bei Vorhandensein eines intelligenten Messystem bzw RLM Messung ein Wechsel
Finanzierungsfunktion: 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?	Ein kapazitätsbasiertes, zeitlich variables Netzentgelt, welches auf der Niederspannung alle Netznutzer (Einspeiser und Verbraucher) umfasst, ist geeignet, da es die tatsächliche Netzbelastung widerspiegelt ohne dabei pauschalen Nachteile für Prosumer zu schaffen. Eine (Sonder-)Bepreisung singulärer Assets (bsp. Netzentgeltprivilegien für Speicher, Prosumernetglt) usw. führt zu enormen Aufwänden und ist für Kunden kaum verständlich. Ein Kapazitätsentgelt, welches alle Assets der Kunden umfasst, ihr hier eine einfache und (nach einem initialen Umstellungsaufwand) einfache Art, die Netzbealstung der Netznutzer verursachergerecht abzubilden.
	Welche Auswirkungen auf den Wettbewerb im Haushaltskundenbereich sind zu erwarten?	Damit die Kundenjourney beim Lieferantenwechsel nicht behindert ,müssten Lieferanten bei Angebotstellung bereits die Information in Echtzeit vorliegen, dass es sich bei einem Kunden um einen Prosumer hält. Ansonsten käme es zu einer Abweichung zwischen Stromangebot und Stromvertrag. Es ist davon auszugehen, dass sich solche Nachkorrekturennegativ auf die Wechselbereitschaft der Kunden auswirken würden, was den Wettbewerb im Haushaltskundengeschäft einschränken würde. Zudem würde das Prosumerentgelte den Hochlauf des PV Martks behindert und den entstehende Flexmarkt ausbremsen
	Wäre eine direkte Netzabrechnung mit Haushalten trotz des für die Netzbetreiber damit ver bundenen Zusatzaufwandes wünschenswert, damit die Regelungen auch bei den Haushalten ankommen?	Ja. Sowohl bei Prosumerentgelten als auch bei Kapazitätsentgelten haben Stromlieferanten keinen Einfluss auf die Höhe des Entgelts. Während eine Abwicklung der Netzentgelte für Lieferanten auf freiwilliger Basis weiterhin denkbar ist um für Niederspannungskunden weiterhin massentaugliche, einfach Stromtarife anbieten zu können, muss Lieferanten die Möglichkeit gegeben werden, Verträge desintegriert anzubieten. Denn bei integrierten Vertragsverhältnissen bestünde bei Stromlieferanten ein nicht unerhebliches Inkassorisiko, was insbesondere durch Nachkalkulation, wie den AP2 zu Stande käme.
	Welche Einführungsdauer wird gesehen, wenn alle Fragen geklärt sind?	Zwischen Finalisierung der MaKo und Inkrafttreten der Ändeurngen müssen mindestens 2 Jahre Zeit sein, um Änderungen (neue Mako Codes und Ids u.a. zu bestellte Kapazität, Prosumer ja/nein etc.) in allen Prozessen abzubilden. Darüber hinaus sollten Endkunden schnellstmöglich mit ihren Leistungswerten vertraut und somit schrittweise an Kapazitäten herangeführt werden.

Anreizfunktion: Anreize für das Nutzungsverhalten	Nach welchen Kriterien sollte über die gestaffelte Einführung von dynamischen Entgelten entschieden werden?	Gurndsätzlich gilt es zu klären, welche Kosten konkret durch eine Dynamisierung der Netzentgelte eingespart werden können (Redispatchkosten, Netzausbau, Erzeugungskosten) um dann zu entscheiden ob diese Einsparungen die Kosten für ein Hochkomplexes System rechtfertigen. Sollte dies nicht der Fall sein, würden dynamische Netzentgelte nur zu einer Umverteilung führen aber die Entgeltbelastung nicht reduzieren. Übersteigt der Nutzenm die Kosten, so können dynamische Netzentgelte ein Mittel sein netzdienliches Verhalten anzureizen. Eine Differenzierung nach Spannungsebenen scheint im ersten Schritt sinnvoll. Eine Differenzierung nach Assets ist jedoch abzulehnen und für Vertriebe kaum abbildbar. Es sollte nur auf die Wirkung am Netzanschlusspunkt ankommen und möglichst gleichzeitig bei Großverbrauchern Erzeugern und Speichern erfolgen. Bei Kunden auf höheren Spannungsebenen sind auch Wechselwirkung mit den künftig geplanten Sondernetzentgelten zu berücksichtigen.
	Stellen Speicher oder andere Gruppen auf höheren Spannungsebenen eine geeignete Nutzer gruppe zum Start dar?	Wir sehen bei einer schrittweisen Einführung - insbesondere ohne klarer Roadmap - das Risiko, dass die Reform ggfs "unterwegs versandet" und wir mit einem Flickenteppich von dynamischen und statischen Tarifen steckenbleiben. Außerdem ist die Differenzierung nach Assetklassen in der Praxis unpraktikabel, insbesondere wenn ein Standort zunehmend mehrere Assetklassen vereint (Colocation, Industriekunden, ...)
	Wie bewerten Sie Zwischenschritte mit geringerer Dynamik (z.B. Zeitfenster bezogen aufs gesamte Netzgebiet), wenn die Einführung mehr als 5 Jahre dauern sollte?	Ein statisch zeitvariable Ausprägung bzw. Weiterentwicklung der §14a Modul 3 Zeitfenster ist für Kunden auf Niederspannung sinnvoll, um eine Dynamisierung zu ermöglichen aber eine praktikable Umsetzbarkeit zur gewährleisten.
	Welche weiteren Nutzergruppen sollen zu welchem Zeitpunkt einbezogen werden (Erzeuger, Industrie, steuerbare Verbraucher? Was ist dabei zu beachten?	Die Einführung sollte möglichst zeitgleich innerhalb einer Spannungsebene erfolgen, insbesondere bei flexiblen Großverbrauchern, steuerbare Verbraucher und Batterien.
	Wie soll mit §14a-Modul 3 verfahren werden?	In dem von uns bevorzugten System mit Kapazitätspreisen mit optionalen, zeitvaribalen Zusatzfenstern, würde die Regleungen nach §14a, bzw. insb. Modul 3 entfallen. In einem System mit Arbeitpreisen jedoch, sollte bestehenden Regelungen als Basis genutzt und schrittweise weiterentwickelt werden. Eine zeitvariable Ausgestaltung der Netzentgelte (Modul 3) könnte stückweise dynamischer gestaltet werden. und ist einer volldynamischen, vierterlstundenscharfen Ausgestaltung mit Blick auf das Massengschäft der Niederspannung vorzuziehen.
Anreizfunktion: Anreize für Investitionsentscheidungen	Sollte den Netzbetreibern die Erhebung von Baukostenzuschüssen freigestellt bleiben oder sollte die Erhebung von BKZ verpflichtend werden?	Der BKZ sollte zumindest einheitlich geregelt werden, um keine Bevorzugung von Netzgebieten zu haben. Ein BKZ für Kunden auf Niederspannung ist auf Grund der Komplexität abzulehnen. Zudem sollte die Teilhabe an der Energiewende für Haushaltskunden nicht behindert werden.
	Wird eine Orientierung und Bemessung an im Einzelfall zu ermittelnden Netzausbaukosten oder eine pauschale Bemessung von Baukostenzuschüssen bevorzugt?	Eine pauschale, transparente Bemessung ist vorzuziehen, um den administrativen Aufwand zu begrenzen und Planungssicherheit zu schaffen.
	Nach welchen Maßstäben sollte eine Parametrierung erfolgen?	Die Parametrierung sollte sich an der regionalen Netzsituation orientieren.
	Sollten Baukostenzuschüsse (auch) zur Allokationssteuerung eingesetzt werden? Sollten dazu innerhalb eines Netzgebiet räumliche Differenzierungen von BKZ vorgesehen oder möglich werden?	Ja, regionale Differenzierung ist sinnvoll, um netzdienliche Standortwahl zu fördern. Die Ausgestaltung muss diskriminierungsfrei und transparent erfolgen.