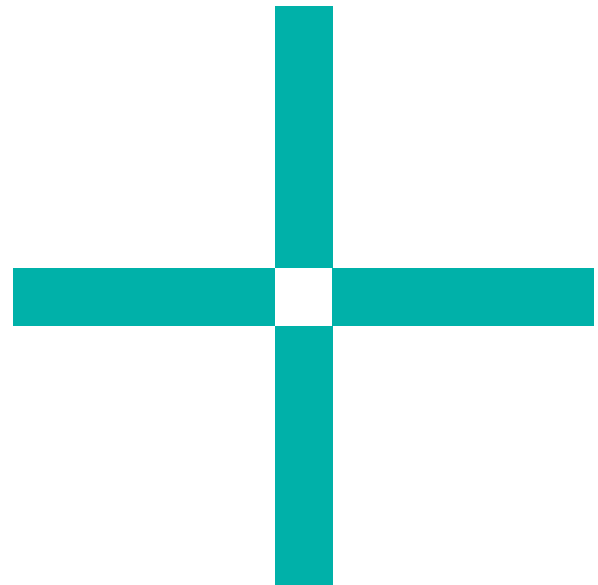


STELLUNGNAHME

ZU DEN ORIENTIERUNGSPUNKTEN DER
BUNDESNETZAGENTUR ZU DEN NETZENTGELT-
KOMPONENTEN IM RAHMEN VOM FEST-
LEGUNGSVERFAHREN AGNES (GBK-25-01-1#3)

16. JANUAR 2026



INHALT

1. Einführung	3
2. Allgemeines	5
2.1 Problembeschreibung	5
2.2 Notwendige Ziele aus Sicht der Speicherbranche	5
2.3 Trennung von Finanzierungs- und Anreizfunktion	5
2.4 Bilanzielle Trennung von Speichern im Mischbetrieb	6
2.5 Ersatz für Atypik	6
3. Einzelheiten zu Vorschlägen für Kunden über 100.000 kWh	7
3.1 Arbeitspreis	7
3.2 Kapazitätspreis	7
3.3 Arbeitspreisaufschlag (AP2)	8
3.4 Wechsel in KP/AP-Modell	8
3.5 Fragen der BNetzA	8
4. Einzelheiten zu Vorschlägen für Kunden in Niederspannung	10
4.1 Allgemeines	10
4.2 Vorschläge der BNetzA zur Neuregelung	10
4.2.1 Höherer Grundpreis für Prosumer	10
4.2.2 Saisonaler Arbeitspreis	10
4.2.3 Kapazitätspreis für alle Kunden in der Niederspannung	11
4.3 Fragen der BNetzA	11
4.4 Unser Vorschlag	12
5. Einzelheiten zu Anreizen für Investitionsentscheidungen	13
5.1 Ersatz für Bemessungsgrundlage	13
5.2 Freiwilligkeit des BKZ	13
5.3 Fragen der BNetzA	14

1. EINFÜHRUNG

Als Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. (BVES) repräsentieren wir die Speicherbranche in ihrer technologischen Breite und entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Mit über 430 Mitgliedern verzeichnen wir aktuell ein starkes Wachstum und decken die große Bandbreite der 4. Säule des Energiesystems, d.h. der Energiespeicherung, ab: vom Haushaltsspeicher über die verschiedenen Strom- und Wärmespeichertechnologien für industrielle Anwendungen bis zum Pumpspeicher. Auch zählen wir die gesamte Wertschöpfungskette vom Forschungsinstitut über Technologieanbieter, Projektierer, Finanzierer, Versicherer bis zu auf Energierecht spezialisierten Kanzleien zu unserer Mitgliedschaft.

Wir begrüßen die Strukturiertheit und Planung des AgNes-Prozesses und danken für die Möglichkeit, dazu Stellung nehmen zu können.

Eine modernere Netzentgeltsystematik kann die bundesweite Elektrifizierung anreizen und Investitionssicherheit stärken. Aufgrund der Vielschichtigkeit der betroffenen Akteure sind alle Blickwinkel auf Vorschläge für eine neue Systematik wichtig. In dieser Stellungnahme nehmen wir ausdrücklich nur Bezug auf Energiespeicheranwendungen, welche bei Endkunden etwa zur Optimierung von Verbrauch und Bezug dienen oder beispielsweise reine Grünstromspeicher an erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Für alles, was die Energiespeicherung an sich betrifft und Stand-alone-Speicher, wird im Rahmen der Stellungnahme zu den Speicherentgelten verwiesen.

Wir bitten um Klarstellung der Bundesnetzagentur, inwiefern Energiespeicheranlagen behandelt werden sollen, die sowohl Anwendungen für die Anschlussnehmer vor Ort erbringen (behind-the-meter) als auch anteilig oder gänzlich als Energiespeicheranlage am Energiemarkt bzw. auf den Systemdienstleistungsmärkten agieren. Ohne eine Aussage hierzu ist es nicht möglich, eine umfängliche Bewertung und Stellungnahme im Hinblick auf Energiespeicheranlagen vorzunehmen. Wir hoffen darauf, dass die Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur zu den Speicherentgelten diese Lücke schließt und etwaige Verknüpfungen darlegt. Falls nicht, braucht es hierzu eine separate Klarstellung.

Zu Festlegungen oberhalb der Niederspannung:

Grundsätzlich begrüßen wir jeden Abbau von Flexibilitätshemmnissen des derzeitigen Netzentgeltsystems. Eine Abkehr vom Leistungspreis als entscheidende Netzentgeltkomponente für RLP-Kunden mit Verbrauch über 100.000 kWh/a begrüßen wir sehr. Ein Kapazitätspreis hat entscheidende Vorteile im Gegensatz zur Bepreisung der Leistungsspitze: eine vorteilhafte Leistungsspitze wird nicht unnötig verhindert, Leistungsbepreisung findet weiterhin statt und Unternehmen optimieren nicht mehr auf die eine jährliche Leistungsspitze, sondern einen geringeren durchschnittlichen Verbrauch.

Wir mahnen zudem an, eine Nachfolgeregelung für die atypische Netznutzung vorzusehen. Unternehmen ermöglicht die bisherige Rabatthöhe durch § 19 Abs. 2 StromNEV signifikante Investitionen in

Flexibilisierungstechnologien und Speicher vorzunehmen. Dieses Investitionspotenzial sollte gestärkt werden, indem die Effekte für das Stromnetz durch Präzisierung des Instruments erhöht werden.

Zu Festlegungen für die Niederspannung:

Für Kunden in Niederspannung bietet die derzeitige Systematik einen Anreiz zur Eigenerzeugung. Dies muss auch in einer künftigen Systematik erhalten bleiben. Ohne preislichen Anreiz verlässt sich der Letztverbraucher ausschließlich auf die Versorgungsleistung des Netzes, was grundsätzlich den Netzausbau nötiger macht als mit gut angereizter Eigenerzeugung. Aber auch hier braucht es weniger arbeitsbezogene Komponenten als jetzt. Ein pauschaler Prosumeraufschlag ist aus unserer Sicht mehr als unangebracht, da dieser keinen Anreiz für echte Verbesserungen bietet. Wir plädieren stattdessen für die Bepreisung der konkreten Probleme, d.h. die Bepreisung der Stunden, in denen Prosumer durch hohen Leistungsbezug zu Zeiten hoher Gleichzeitigkeit Netzausbau triggern. Hier wäre das KP/AP-Modell vorteilhaft einzuführen. Nur wenn das Prosumerverhalten wirklich kostenreflexiv bepreist wird, kann die dezentrale Energiewende voranschreiten und weiter private Investitionen in Energiewendetechnologie getätigt werden.

2. ALLGEMEINES

2.1 PROBLEMBESCHREIBUNG

Ein Hindernis für Unternehmen zu flexibilisieren, ist die fehlende Belohnung für erhöhten Verbrauch in Zeiten hoher Stromerzeugung. Eine Leistungsspitze zu Zeiten geringer Netzauslastung kostet über das ganze Jahr über die derzeitige Netzentgeltsystematik überproportional zum Nutzen. Auch günstige Strompreise in diesen Zeiten können dies nicht ausgleichen. Deswegen wird bei leistungsbemessenen Netznutzern zur Vermeidung von Leistungsspitzen oder Hochlastzeitfenstern optimiert. Die Folge ist, dass die Flexibilität nicht genügend fürs Netz und den Markt eingesetzt wird. Statt sich am Marktsignal zu orientieren, gibt es derzeit noch eine einengende Netzentgeltsystematik. Dies zu beseitigen, sollte oberste Priorität haben. Bei besserer Anreizung kann die Flexibilität noch mehr volkswirtschaftlichen Nutzen schaffen. Mit einem Kapazitätspreis/Arbeitspreis-Modell wird zumindest dieses Hindernis genommen.

2.2 NOTWENDIGE ZIELE AUS SICHT DER SPEICHERBRANCHE

Das Stromsystem auf die Herausforderungen von hoher erneuerbarer Energieerzeugung vorzubereiten ist derzeit Leitmotiv für alle Akteure. Aus unserer Sicht wird damit noch mehr Flexibilität nötig als derzeit vorhanden ist. Akteure sollten die Marktlage bzw. Stromgestehungskosten deutlicher spüren und danach ausgerichtet handeln. Hohe Erzeugung sollte Verbrauch anreizen und hohe Last sollte die Einsparung oder Vermeidung anreizen. Nur so kann den Akteuren ein Anreiz zur Vorbereitung gesetzt werden. Es braucht für jeden Netznutzer das richtige Maß an Spürbarkeit von Strommarktpreisen. Verbrauchsgebundene Netzentgeltkomponenten reduzieren das Signal als zusätzliche Belastung.

2.3 TRENNUNG VON FINANZIERUNGS- UND ANREIZFUNKTION

Wir verstehen die Trennung in Finanzierungs- und Anreizfunktion. Sie ist grundsätzlich sinnvoll. Wesentlicher Punkt ist aus unserer Sicht das Verhältnis, in welchem die Komponenten mit Finanzierungs- und Anreizfunktion zueinanderstehen. Ein Netzentgeltsystem sollte die Kosten der Zukunft nicht aus den Augen verlieren. Die Anreizfunktion sollte somit neben den Kosten für das Engpassmanagement auch die vermiedenen Netzausbaukosten für die Zukunft zu dem Anteil berücksichtigen, zu welchem eine Reduktion etwa durch den Einsatz von Flexibilität möglich ist. Nur wenn an dieser Stelle langfristig gedacht wird, ist eine derartige Reduktion der Netzausbaukosten auch tatsächlich möglich. Eine Limitation allein auf gegenwärtige Kosten für das Engpassmanagement ist aus unserer Sicht deutlich zu kurz gedacht.

Jeder vermiedene Netzausbau reduziert die „finanzierungsbedürftige“ Menge deutlich. Ohne diese Anreize ist ein Stromsystem der Zukunft kaum noch bezahlbar.

Wir bitten hier um eine Aussage der Bundesnetzagentur bezüglich der Einbeziehung dieser Kosten und dem Verhältnis zwischen Anreiz- und Finanzierungsbestandteilen sowie der detaillierteren Einschätzung der Höhe der einzelnen Komponenten. Nur so lassen sich tatsächliche Auswirkungen auf Kunden und den Anlagenbetrieb von unserer Seite im Detail darlegen.

2.4 BILANZIELLE TRENNUNG VON SPEICHERN IM MISCHBETRIEB

Nach bisheriger Lesart der Orientierungspunkte der BNetzA droht eine Gleichbehandlung von Energiespeicherung nach EnWG hinter dem NVP (behind-the-meter-Speicher) mit ihrem verknüpften Zweck als ausschließlich Letztverbraucher oder Erzeuger. Ein Speicher, der auch für netzrelevante Tätigkeiten wie Regelleistung und Arbitrage neben einem Verbraucher oder einer Erzeugungsanlage am gleichen NVP eingesetzt wird, muss aus unserer Sicht mit dem Messkonzept von MiSpeL¹ bilanziell getrennt werden können. Wie auch die jüngste EnWG-Änderung vorsieht, muss Energiespeicherung anders als reiner Verbrauch und Erzeugung behandelt werden.

Würde dies nicht garantiert werden, droht der Vorteil dieser Speicher im Mischbetrieb zu agieren, komplett zu entfallen. Gerade die verbrauchernahen Speicher würden mit einer KP/AP-Modell-Belastung keine Zukunft erleben können.

2.5 ERSATZ FÜR ATYPIK

Bisher fehlt aus unserer Sicht eine passende Nachfolgeregelung für die in § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV geregelte Atypik für Speicheranwendungen.

Die Atypik setzt derzeit einen hohen Anreiz zur Verlagerung der Last in lastschwache Zeiten. Die Netznutzer werden entsprechend belohnt. Weder mit dynamischen Netzentgelten noch sonst wird für eine solche Netznutzung ein entsprechender Rabatt ermöglicht. Mit anderen Worten, die Investitionen in Flexibilität, die aufgrund von § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV getätigt wurden, werden mit bloßer Berücksichtigung von dynamischen Netzentgelten schlechter gestellt. Dies sollte geändert werden. Insbesondere Überlegungen zur schrittweisen Einführung reduzieren auch Vorteile von Bestands- und Neuanlagen in Behind-the-meter-Anwendungen deutlich.

Reduzierungen von bis zu 80 % der Netzentgelte sind aus unserer Sicht mit keiner Anwendung der bisher vorgestellten Netzentgeltkomponenten möglich. Insbesondere bei Überlegungen Speicher behind-the-meter jeweils als Verbraucher oder Erzeuger einzuordnen, machen Zusatzerlöse über Beteiligung am Stromhandel unwahrscheinlicher. Mehr hierzu dann in unserer Stellungnahme zu den Speicherentgelten.

¹ BNetzA, Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL), Az.: 618-25-02, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/st art.html.

3. EINZELHEITEN ZU VORSCHLÄGEN FÜR KUNDEN ÜBER 100.000 KWH

3.1 ARBEITSPREIS

Je nach Verbraucherklasse und -größe hat der Arbeitspreis eine andere Wirkung. Für größere Verbraucher verschiebt sich das Verhältnis der Bepreisung von Arbeitspreis und Leistungspreis weiter Richtung Leistungspreis. Ein dadurch niedrigerer Arbeitspreis für Großverbraucher reizt höheren Verbrauch zusätzlich an. Eine niedrige Bepreisung der Arbeit pro kWh ist generell wünschenswert. Ein hoher Arbeitspreis wirkt prohibitiv zum Elektrifizierungsinteresse. Wir empfehlen daher in der ganzen Systematik einen niedrigeren Arbeitspreis als bisher. Ziel sollte ein möglichst geringer Arbeitspreis (AP1) in der Mittelspannung und höher von generell unter 1 ct/kWh sein. Hierzu sollten entsprechende Vorgaben zur Parametrierung gemacht werden.

Es könnte für Kunden oberhalb der Niederspannung sogar von Vorteil sein, das Modell nur zu einem KP/AP2-Modell zu machen. Ein kWh-bezogener Preis (AP1) setzt wenig Flexibilitätsanreize. So würde es zusätzlich eine Belohnung geben, innerhalb der bestellten Kapazität zu bleiben.

3.2 KAPAZITÄTSPREIS

Der Kapazitätspreis soll den Leistungspreis ersetzen. Aus unserer Sicht wird dadurch der generelle Anreiz Leistungsspitzen zu vermeiden abgeschwächt. Das begrüßen wir. Leistungsanpassungen zum richtigen Zeitpunkt werden im künftigen Stromsystem nötig. Auch begrüßen wir, dass die Optimierung aufgrund der Leistungsspitzen dadurch abnimmt. Die Strommarktsignale werden deutlicher wirken können, wenn man den Kapazitätspreis stärker als den Arbeitspreis gewichtet. Mit Einführung des Kapazitätspreises wird eine Optimierung anhand dieses System anfangen. Dies wird zu einem durchschnittlich geringeren Leistungsbezug führen, was zumeist auch die Gleichzeitigkeit reduzieren könnte. Die durchschnittliche Netzdienlichkeit von Letztverbrauchern könnte steigen. Hierfür wird Flexibilität eingesetzt werden können, wenn die restlichen Anreize stimmen.

Die zu bepreisende, bestellte Kapazität muss grundsätzlich von der Netzanschlusskapazität (NAK) abweichen können. Ohne Abweichung ist keine oder eine sehr reduzierte Optimierung möglich und der Kapazitätspreis ähnlich zu einem Grundpreis. Grundsätzlich sollte die bestellbare Kapazität frei wählbar sein, um auch große Optimierungsentwicklungen möglich zu machen und nicht durch Begrenzungen wie die Kapazität zwischen den Jahren variieren dürfen eingeschränkt zu werden. Falls in den Erwägungen ein Minimum für die bestellte Kapazität festgelegt werden sollte, plädieren wir für max. 20 % der Netzanschlusskapazität. Die bestellbare Kapazität nicht an die NAK zu knüpfen, entspricht auch der Stoßrichtung eines bisher erhobenen BKZ, der konkrete Netzausbaukosten an den Letztverbraucher weiterreichen soll.

3.3 ARBEITSPREISAUFSCHLAG (AP2)

Derzeit werden Speicher in Industrie und Gewerbe insbesondere zur Eigenverbrauchsoptimierung und Lastspitzenkappung genutzt. Mit einem KP/AP-Modell würde neben die Eigenverbrauchsoptimierung die durchschnittliche Lastsenkung sowie perspektivisch die Verschiebung des Bezugs benötigter Energiemengen treten. Je niedriger der Arbeitspreis und ein Arbeitspreisaufschlag (AP2), desto sinnvoller ist Flexibilisierung des eigenen Strombezugs. Ein AP2 darf den gewollten zusätzlichen Verbrauch zu stromerzeugungsstarken und lastschwachen Zeiten nicht verhindern. Das Marktsignal muss beim Verbraucher ankommen können. Auch hier plädieren wir für eine grundsätzlich niedrige kWh-bezogene Belastung. Das reduziert den Eigenerzeugungsvorteil und fördert die Marktsignaldurchlässigkeit.

Die finanziellen Vorteile zur Vermeidung der Lastspitzenkappung fallen mit Änderung zum KP/AP-Modell weg. Die Optimierungsvorteile des KP/AP-Modell sollten mindestens die gleichen finanziellen Vorteile bieten. Andersfalls droht eine verringerte Flexibilisierung der größeren Letztverbraucher.

3.4 WECHSEL IN KP/AP-MODELL

Das KP/AP-Modell sollte grundsätzlich für alle mit Leistungsmessung und iMSys offenstehen. Gerade im Bereich der Verbraucher in der NS können die vom KP/AP-Modell gesetzten Anreize zu einer Reduzierung der Spitzen- und Durchschnittslast führen. Diese Optimierungseffekte sollten möglich gemacht werden und Netzbetreiber verpflichtet sein, dies anzubieten. Dies würde auch eine Einführung von dynamischen Netzentgelten in der Niederspannung für Netzbetreiber anreizen.

3.5 FRAGEN DER BNETZA

GIBT ES EINE GEEIGNETERE MÖGLICHKEIT, ÜBERSCHREITUNGEN DER BESTELLTEN KAPAZITÄT ZUZULASSEN?

Wir halten die vorgeschlagene Methode für geeignet. Denn sie enthält mit AP2 eine Komponente, die bedarfsgerecht angepasst werden kann. Somit bietet sie Planungssicherheit für Netzbetreiber in mindestens zwei Hinsichten: dass grundsätzlich mit einer Standardkapazität geplant werden kann und auch, dass sinnvolle Bezugsspitzen nicht verhindert werden. Falls eine andere Methode gewählt wird, sollte sie ebenso wenig Leistungsspitzen bepreisen.

WIE SOLLTE DIE PARAMETRIERUNG AUSGESTALTET WERDEN? WIE KANN DER ERLÖSANTEIL AUS KAPAZITÄTSBESTELLUNG BEGRÜNDET WERDEN?

Der Arbeitspreis sollte den geringeren Teil für Kunden ab der MS ausmachen. Ein Arbeitspreis von maximal 1 ct/kWh sollte das Zielbild darstellen. Im Rahmen der Kapazitätsbepreisung sollte der Arbeitspreisaufschlag (AP2) den geringeren Teil ausmachen. Je weniger kWh-bezogene Komponenten anfallen, desto mehr wirken die Marktsignale beim Kunden.

WELCHE VERBINDLICHEN VORGABEN IN DER FESTLEGUNG WERDEN FÜR SO EIN MODELL GEBRAUCHT - WO DARF ES SPIELRÄUME GEBEN?

Es sollte wenige Vorgaben für die Kapazitätsbestellung geben. Eine Kapazitätsbestellung, die immer 100 % der NAK entspricht ist ein (gestaffelter) Grundpreis. Hier ist keine Optimierung möglich und es werden keine Anreize geschaffen. Die Kapazitätsbestellung muss grundsätzlich variabel wählbar sein. Unternehmen brauchen weiterhin die Möglichkeit, auf die wirtschaftliche Lage zu reagieren und dürfen bei geringerer Nachfrage ihrer Produkte nicht an die Kosten ihres physikalischen Netzanschlusses gekettet sein.

Eine Mindestkapazität wäre ebenfalls „Grundpreis-ähnlich“. So eine Komponente kennt das System auch jetzt schon nicht. So sollte es bleiben. Falls es Erwägungen zu einer Mindestkapazität gibt, sollte sie so niedrig wie möglich bleiben. Mehr als 20 % Mindestkapazität behindern die Optimierung anhand des KP/AP-Modell deutlich. Bei richtiger Ausgestaltung, d.h. Bepreisung, kann ein Kapazitätspreis Anschlussnehmer anreizen, die vorhandene physikalische Anschlussleistung stärker auszunutzen. Statt starrer Vorgaben für die zu bestellende Leistung sollte die Attraktivität der Lösung stärker im Fokus stehen.

Im Prozess sollte stark auf die Akzeptanz bei industriellen Anschlussnehmern geachtet werden, um den Prozess konstruktiv vorantreiben zu können: entweder die Vorteile herausstellen oder die unvermeidliche Notwendigkeit bestimmter Preiskomponenten hervorheben. Der Eindruck, dass Netzbetreiber lediglich möglichst hohe fixe Einnahmen regulatorisch garantiert bekommen möchten, darf nicht entstehen. Leider entsteht der Eindruck bisweilen in der Diskussion. Wir empfehlen Ihnen, diesem entgegenzuwirken.

BRAUCHT ES IN DIESEM MODELL VORGABEN ZUR BESTELLUNG EINER MINDESTKAPAZITÄT, UM BEI ALLEN ADRESSIERTEN VERBRAUCHERN AUCH EINE BETEILIGUNG ÜBER DIE KAPAZITÄTSPREISKOMPONENTE SICHERZUSTELLEN?

Eine Mindestkapazität sollte es grundsätzlich nicht geben. Ebenso wie jetzt, gibt es für Kunden ohne Verbrauch keine/kaum Zahlungen. Mit einer Mindestkapazität gäbe es eine grundpreisähnliche Struktur. Dies sollte vermieden werden. Eine Mindestkapazität ist somit grundsätzlich abzulehnen. Es braucht hingegen Vorgaben, was Netzbetreiber als bestellte Kapazität nutzen werden, falls ein Kunde keine Bestellung abgeben würde. Dies könnte entweder die Leistungsspitze des letzten Jahres sein oder 100 % NAK, um eine aktive Rückmeldung anzureizen. Je mehr Kunden sich aktiv im KP/AP-Modell aktiv optimieren, desto eindeutiger und sicherer können Netzbetreiber Prognosen für Verbrauch in Zukunft abgeben. Ein Kunde, der sich immer im Rahmen seiner Kapazität bewegt und nur bei Positivanreizen eine Überkapazität nutzt, wäre perfekt zu prognostizieren.

WÄRE EINE ANDERE ALS DIE HIER VORGESCHLAGENE MENGENBEZOGENE ABGRENZUNG (100.000 KWH) FÜR DIE ANWENDUNG DIESES MODELLS SACHGERECHTER?

Ein Opt-In für iMSys-Kunden unter 100.000 kWh/a wäre sinnvoll und würde Anreize weit in die Niederspannung weiter reichen. Dafür braucht es eine Verpflichtung des Netzbetreibers allen Kunden unter 100.000 kWh im Jahr dies zu ermöglichen. Der Anreiz des KP/AP-Modell kann ebenfalls Vorteile in der NS bieten.

4. EINZELHEITEN ZU VORSCHLÄGEN FÜR KUNDEN IN NIEDERSPANNUNG

4.1 ALLGEMEINES

Wir erkennen an, dass in der Niederspannung in Teilen eine andere Bepreisung als die nach KP/AP-Modell vorgenommen werden muss. Wir sehen aber erhebliches Optimierungspotenzial auch im Niederspannungsbereich und plädieren für ein Opt-In von intelligenten, mit iMSys ausgestatteten Letztverbrauchern in das KP/AP-Modell.

4.2 VORSCHLÄGE DER BNETZA ZUR NEUREGELUNG

Die BNetzA macht folgende Vorschläge für eine Änderung des bestehenden Systems aus Arbeitspreis und (möglichem) Grundpreis.

4.2.1 HÖHERER GRUNDPREIS FÜR PROSUMER

Ein höherer Grundpreis für Prosumer wäre nach Ansicht der BNetzA derzeit das interessanteste Modell, da es die „Unsolidarität“ der Prosumer wieder ausgleicht. Doch leider leisten derzeit ausschließlich Prosumer mit privaten Mitteln einen enormen Beitrag für Energiewende, dies derart offen zu bestrafen scheint eine Fehlleitung volkswirtschaftlicher Effizienz. Es braucht für Prosumer Anreize sich auch im Winter zu größeren Teilen mit Eigenversorgung netzunabhängiger zu werden und keine Sanktion für ihren Beitrag zur Energiewende. Es wäre auch als politisches Signal nicht vertretbar. Deswegen lehnen wir diesen Vorschlag entschieden ab und so sollte es auch die BNetzA tun.

Der derzeitige „Netzentgelttrabatt“ aufgrund ihrer Eigenerzeugung ist Belohnung und Anreiz für Gesamtsystem-förderliches Verhalten. Diesen Anreiz sollte es weiterhin geben, wenn unbedingt gewollt sehen wir in einer Verschiebung des KP/AP-Verhältnis eine Möglichkeit die relative Beteiligung von Prosumern trotzdem zu erhöhen.

4.2.2 SAISONALER ARBEITSPREIS

Eine Ausgestaltung mit saisonalem Arbeitspreis ist ebenfalls abzulehnen. Sie ist zu pauschal und setzt wenig Anreiz ohne, dass es den Aufwand wert wäre. Gerade in windstarken Wintertagen ein verbrauchsreduzierendes Netzentgeltsignal zu setzen, reizt wiederum neues pauschales Fehlverhalten an. AgNes ist eine Neuregelung der Netzentgelte, die den Anspruch hat, über mehr als 20 Jahre zu gelten, insofern sind solch pauschalen Vorschläge nicht sinnvoll.

4.2.3 KAPAZITÄTSPREIS FÜR ALLE KUNDEN IN DER NIEDERSpannung

Das KP/AP-Modell für Kunden oberhalb der Niederspannung auch in die Niederspannung einzuführen sehen wir als Zielbild. So könnte jeder kostenreflexive Netzentgelte zahlen und Flexibilität zur Verfügung stellen. Als Notwendigkeit sehen wir an, das Modell zumindest für alle mit iMSys anzubieten. Es kann für Letztverbraucher dann auch nur optional sein, für Netzbetreiber dies für iMSys-Kunden anzubieten sollte verpflichtend werden.

Um eine Zerstückelung der Netzentgeltmodelle zu vermeiden könnte man das KP/AP-Modell in pauschalierter Weise auch in der Niederspannung anwenden. Dies hätte den Vorteil, dass eine Umstellung in Zukunft einfacher und verständlicher wird, da sich nur wenig ändern würde.

Der Kapazitätspreis müsste jedoch gestaffelt und pauschaliert werden. Pauschalierte Kapazitätspreise könnten am (vergangenen/geplanten) Jahresverbrauch gestaffelt sein und sollten die meisten Letztverbraucher (bis 5.000 oder bis 10.000 kWh/a) in einer pauschalierten Kundengruppe zusammenführen.

4.3 FRAGEN DER BNETZA

WELCHES MODELL IST AUS IHRER SICHT GEEIGNET, UM PROSUMER AN DER NETZFINANZIERUNG ADÄQUAT ZU BETEILIGEN OHNE DABEI NEUE NACHTEILE ZU SCHAFFEN?

Prosumer sind zumeist auch schon iMSys-Kunden. Sie könnten mit einem KP/AP-Modell kostenreflexiv beteiligt werden. Für alle anderen würde bereits eine Erhöhung des Anteils der fixen Komponenten (Grundpreis/pauschalierter Kapazitätspreis) eine angemessene Beteiligung sichern. Prosumer leisten einen Beitrag, der netzausbaumindernd wirkt. So müssen sie auch finanzielle Vorteile genießen. Hier eine explizite „Bestrafung“ einzuführen, steigert die politischen Signale gegen die Energiewende und sollte dringendst vermieden werden.

WELCHE AUSWIRKUNGEN AUF DEN WETTBEWERB IM HAUSHALTSKUNDENBEREICH SIND ZU ERWARTEN?

Mit einer Erhöhung der Beteiligung allein der Prosumer mittels „Prosumeraufschlag“ würde das private Elektrifizierungsinteresse enorm abnehmen. Die finanziellen Vorteile würden nicht mehr ausreichen, um eine private Investition zu rechtfertigen. Gepaart mit vermutlich fehlender oder sinkender Erzeugungsvergütung nach einer kommenden EEG-Reform im Kleinanlagenbereich würde kaum ein Letztverbraucher zum Eigenerzeuger werden wollen.

Bei Erhöhung der nichtarbeitsbezogenen Komponenten könnte der Marktpreis eine stärkere Rolle als bisher einnehmen. Nicht nur könnten Letztverbraucher, sondern auch Versorger stärker eine Optimierung anhand des Marktes vornehmen. Dieses Ideal sollte Zielbild für Änderungen der BNetzA sein.

SOLL DER VERTEILNETZBETREIBER DAS VERHÄLTNISS VON GRUND- UND ARBEITSPREIS ABGESEHEN VON GENERELLEN, ABER UNBESTIMMTEN ANFORDERUNGEN DER ANGEMESSENHEIT UND DER DISKRIMINIERUNGSFREIHEIT FREI BESTIMMEN DÜRFEN?

Grundsätzlich sollte das Verhältnis in einem engeren Spielraum als bisher festgelegt werden. Der prozentuale Anteil vom Grundpreis sollte erhöht werden und zumindest zur Einheitlichkeit beim Minimum eine Vorgabe gemacht werden.

4.4 UNSER VORSCHLAG

Wir sehen den Prosumeraufschlag als besonders schlecht geeignet an. Die „Entsolidarisierung“ wie in den Orientierungspunkten genannt, ist kommunikativ und politisch nicht vermittelbar. Dezentrale Erzeugungsanlagen und Speicher sind zentrale Bausteine der privaten Energiewende. Insbesondere Prosumer mit Speichern sind ideal dazu in der Lage, die Netzkosten zu senken. Mit Anreizung über ein dynamisches Preissignal können sie sich zu Lastspitzenzeiten anders als gewöhnliche Letztverbraucher verhalten.

Wer Prosumer ist, scheint sehr aufwendig zu ermitteln. Ein Prosumeraufschlag senkt zudem das private Elektrifizierungsinteresse erheblich. Die private Energiewende würde drastisch an Vorteilen verlieren. Es muss weiterhin ein Preisvorteil bestehen bleiben, sonst verliert man die kleinen für den Ausbau notwendiger Erzeugungskapazitäten. Deswegen plädieren wir für entweder eine Ausweitung des KP/AP-Modells für Kunden mit iMSys sowie gar in pauschalierter Art auch für Kunden ohne iMSys, und oder ausschließlich eine Grundpreisverpflichtung und -erhöhung in geringem Umfang.

Mit einer Verpflichtung zu Erhebung eines Grundpreises von mind. 5 €/Monat würde grundsätzlich die relative Beteiligung auch der Prosumer deutlich steigen. Die geringere Beteiligung über kWh-bezogene Komponenten fördert das Durchschlagen von Marktsignalen. Mit Staffelung des Grundpreises (oder pauschalierten Kapazitätspreises) für Kunden nach Jahresbezugsmenge könnte auch eine sozialadäquate Ausgestaltung gesichert werden.

Aber ein Opt-In für iMSys-Kunden in das KP/AP-Modell sehen wir als die kostenreflexivste und langfristig netzkostensenkendste Variante. Eine dynamische Netzentgeltkomponente sollte so schnell wie möglich das KP/AP-Modell in der Niederspannung ergänzen.

5. EINZELHEITEN ZU ANREIZEN FÜR INVESTITIONSENTSCHEIDUNGEN

Da bisher kein eigener Austausch zu Netzentgelten mit Anreizen für Investitionsentscheidungen geplant ist, wollen wir bereits jetzt eine Branchenmeinung kundtun. Weiteres wird in unserer Stellungnahme zu Speicherentgelte enthalten sein. Diese Einordnung bezieht sich generell auf Netzentgelte mit Anreiz für Investitionsentscheidungen und nicht nur auf mögliche Effekte für Stand-Alone-Speicher.

Der BKZ wird im Orientierungspapier als Entgeltkomponente mit Anreizfunktion und zu kleinem Anteil auch als Komponente mit Finanzierungsfunktion eingeordnet. Aus unserer Sicht stellt der BKZ ohne weitere Reduktionsmöglichkeiten für Speicher vor allem auf die Finanzierungsfunktion ab. Eine Klarstellung erhoffen uns aus dem Positionspapier für die Speicherentgelte oder gesondert im weiteren Verlauf.

5.1 ERSATZ FÜR BEMESSUNGSGRUNDLAGE

Die derzeitige Orientierung des BKZ anhand der jährlich steigenden Leistungspreise setzt Druck für schnellere Realisation. Eine Zahlung noch vor Jahreswechsel ist zumeist wesentlich günstiger als im Folgejahr. Mit steigender Elektrifizierung und steigendem Netzausbau ist zwingend eine Steigerung des Finanzierungsbeitrags geboten. Dabei steigt mit dem BKZ der Anreiz von Jahr zu Jahr keine neue strombasierte Anlage ans Netz zu schließen. Hier braucht es, wenn der BKZ weiterhin eine Finanzierungsfunktion übernehmen soll eine Pauschalierung, die auch jahresübergreifend noch funktioniert. Das kann auch anhand der Kapazitätspreise erfolgen.

Wir plädieren aber dafür, die räumliche Allokationssteuerung nicht zu überschätzen. Insbesondere mit Einführung von dynamischen Netzentgelten wird der BKZ unwesentlicher für künftige räumliche Allokation. Bei Einführung eines BKZ auch für Erzeugungsanlagen sollte die Doppelbelastung von Speichern vorausgedacht werden und entsprechend angegangen werden.

Anders als normale Verbraucher verhalten sich Speicher deutlich anders in ihrer Ein- und Ausspeisung. Sachlich fundierte Reduktionsmöglichkeiten anhand der Betriebsweise und in Hinblick auf die Doppelrolle sollten daher diskutiert werden.

5.2 FREIWILLIGKEIT DES BKZ

Netzbetreiber können den BKZ derzeit freiwillig erheben. Faktisch verlangen sie ihn von Speichern ab der MS verpflichtend. Hier klare Regeln einzuführen und möglicherweise auch konkrete Rabatte vorzuschreiben, macht aus unserer Sicht die Verhandlungen einfacher. Auch könnte man über Rabatte für Erzeuger und Verbraucher nachdenken, die einen Speicher ergänzen und somit flexibler auf Netzzustände reagieren könnten.

5.3 FRAGEN DER BNETZA

SOLLTE DEN NETZBETREIBERN DIE ERHEBUNG VON BAUKOSTENZUSCHÜSSEN FREIGESTELLT BLEIBEN ODER SOLLTE DIE ERHEBUNG VON BKZ VERPFLICHTEND WERDEN?

Eine Erhebung sollte nicht aktiv in den Wettbewerb eingreifen. Eine weitgehende Standardisierung der BKZ-Praxis ist aus unserer Sicht notwendig. Die bezieht sich auf den Zahlungszeitpunkt, die Höhe sowie die Reduktionsmöglichkeiten der Gesamtsumme. Eine Ausnahme von der Erhebung könnte in Einzelfällen zur Allokation oder ähnlichem vorgesehen werden.

Der Zahlungszeitpunkt ist unserer Auffassung nach bei Herstellung des Netzanschlusses. Die größte Unsicherheit im derzeitigen System ist die Unterschiedlichkeit von Höhe und Zeitpunkt der Forderung. Einheitlichkeit stärkt den Wettbewerb hier deutlich.

WIRD EINE ORIENTIERUNG UND BEMESSUNG AN IM EINZELFALL ZU ERMITTELNDEN NETZAUSBAUKOSTEN ODER EINE PAUSCHALE BEMESSUNG VON BAUKOSTENZUSCHÜSSEN BEVORZUGT?

Eine Erhebung konkret ermittelter Netzausbaukosten ist diskriminierend. Frühe Netzanschlussanfragen würden in diesem Fall möglicherweise gegenüber Späteren bevorzugt. Im konkreten Zeitpunkt liegt aber weder eine Gegenleistung des Netzanschlusspetenten vor noch eine besonders netzfreundliche Art der Netzbewirtschaftung. Auch könnte es ein „first come, small BKZ-payment“ anreizen. Wenn eine Weiterführung der bisherigen BKZ-Systematik gewollt ist, sollte ein BKZ auch schon Jahre früher in etwa abschätzbar sein. Dies würde die Investitionssicherheit erheblich steigern. Im Zweifel könnte bloß der Jahresdurchschnitt der letzten 8-10 Jahre herangezogen werden, um noch kleinere Steigerungen im Jahreswechsel zu erleben.