

Stellungnahme

Festlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom: Vollständiger Festlegungsentwurfs der BNetzA

Stellungnahme des bne zum Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)

Berlin, 18.09.2026: Der bne begrüßt, dass die Bundesnetzagentur die Netzentgeltsystematik grundlegend reformiert. Das heutige System setzt Fehlanreize, behindert Flexibilität und bildet zeitliche sowie regionale Netzsituationen nur unzureichend ab. Das Zielbild muss daher kostenreflexive, marktliche und zunehmend dynamische Netzentgelte sein, die eine effiziente Nutzung der Netze ermöglichen und unnötigen Netzausbau vermeiden.

Der Festlegungsentwurf übernimmt mit dem KP/AP1/AP2-Modell, dem Verzicht auf Arbeitsentgelte für netzgekoppelte Speicher und der grundsätzlichen Einführung vorzeichengerechter dynamischer Entgelte wichtige richtige Ansätze. In zentralen Punkten besteht jedoch Änderungsbedarf. Dies betrifft insbesondere die Grund- und Prosumerpreise in der Niederspannung, die Belastung wetterabhängiger Erzeugungsanlagen, die Berücksichtigung flexibler Netzanschlussvereinbarungen und den Vertrauensschutz für Speicher.

Eine abschließende Bewertung der Gesamtbelastung wird zudem deutlich dadurch erschwert, dass die Methodik der Netzengpassmanagement-Instrumenten in gesonderte Verfahren verschoben wird. Die Instrumente umfassen insbesondere



Baukostenzuschuss, dynamische Netzentgelte, Flexible Connection Agreements (FCAs), einen etwaiger Redispatchvorbehalt für kapazitätslimitierte Netzabschnitte, eine Priorisierung von Anlagenanschlüssen zulasten von Erneuerbare-Energien-Anlagen, Spitzenkappung, Referenzertragsmodell, statische Finanzierungsentgelte und schließlich die Nachfolgeregelung für Industrienetzentgelte. Da diese Instrumente von der BNetzA nicht gesamthaft in einem Verfahren betrachtet werden, entfalten sie in der Praxis ggf. kumulativ dieselbe Steuerungswirkung oder wirken sich entgegen. Dieses Vorgehen übersteuert nicht nur Investitionen in den Anlagenbau, sondern erschwert darüber hinaus die Bereitstellung von marktlicher Flexibilität. Anstatt die Ausgestaltung dieser Instrumente in gesonderte Verfahren zu verschieben, sollte die BNetzA die Instrumente gesamthaft betrachten. Damit Netzbetreiber einen Anreiz haben, die Instrumente auch in der Praxis zu nutzen, müssen zudem Wechselwirkungen mit der Anreizregulierung (RAMEN Strom) analysiert werden.

Zudem fehlen Regelungen und ein verbindlicher Gesamtfahrplan zur Methodenfestlegung für dynamische Netzentgelte, Preisbildungsregeln, Datenanforderungen und Marktprozesse, damit die Festlegung ab dem 1. Januar 2029 angewendet werden kann. Neue Zahlungspflichten dürfen nicht wirksam werden, bevor Preise und Abrechnungsprozesse belastbar feststehen.

Einspeiseentgelte

Die Einbeziehung von Erzeugungsanlagen >30 kW in die Netzentgeltsystematik ist grundsätzlich sachgerecht, birgt aber eine Reihe von Risiken, die die Energiewende verzögern können. Hierzu zählen eine zusätzliche finanzielle Belastung von wetterabhängigen Anlagen (Wind/PV), eine Gefährdung des Vertrauensschutzes und eine Hemmung von Investitionsentscheidungen insbesondere für Speicheranlagen. Daher plädiert der bne dafür, neue Belastungen in Form von Einspeiseentgelten, wenn überhaupt, ausschließlich für Neuanlagen und mit einem angemessenen zeitlichen Vorlauf einzuführen. Diese sollten zudem diskriminierungsfrei eingeführt werden, also auch für Kohle- oder Gaskraftwerke gelten.

Einspeiseentgelten gefährden langfristige Planungssicherheit

Banken und Investoren benötigen klar definierte Laufzeiten und konstante oder nach einer langfristig stabilen Logik begrenzte Zahlungen. Die Berechnungsgrundlage des Einspeiseentgelts über den rollierenden Fünfjahresmittelwert schwächt zwar kurzfristige Preissprünge, stellt aber keine über die Finanzierungsdauer endgültig verlässliche Entscheidungsgrundlage dar. Daher fordert der bne eine zugehörige belastbare Obergrenze, einen langfristiger Anpassungspfad und den Schutz vor nachträglichen Änderungen. Alternativ sollte ein einmaliger oder in feste Raten aufgeteilter Finanzierungsbeitrag geprüft werden. Die Höhe der Einspeiseentgelte sollte spätestens zum Zeitpunkt der endgültigen Investitionsentscheidung (FID) projektbezogen festgelegt werden.

Statische Einspeiseentgelte für wetterabhängige Erzeugungsanlagen vermeiden

Statische Einspeiseentgelte für rein wetterabhängige Wind- und Photovoltaikanlagen sind kritisch, da sie den Zeitpunkt ihrer Erzeugung nicht verlagern können. Zudem können die zusätzlichen Kosten im grenzkostenbasierten Strommarkt regelmäßig nicht weitergeben werden wie zum Beispiel bei einem Überangebot an erneuerbarer Stromerzeugung. Statt die gewünschte Steuerungswirkung zu entfalten, würden die Einspeiseentgelte zu höheren Förderbedarfen für die EE führen, indem bislang marktfinanzierte Anlagen in Förderregime rutschen, Förderbedarfe erhöht würden und Investitionen vermindert würden.

Doppelbelastung der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung durch das Kriterium der Personenidentität

Bei der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung (GGV) nach § 42b EnWG fallen der Grundpreisaufschlag und das Einspeiseentgelt gleichzeitig an. Den Grundpreisaufschlag tragen die teilnehmenden Letztverbraucher, das Einspeiseentgelt trägt der Anlagenbetreiber. Der Befreiungstatbestand greift nicht, da er eine Personenidentität zwischen Grundpreisaufschlagszahler und Anlagenbetreiber voraussetzt, die bei der GGV nicht gegeben ist. In Einfamilienhäusern und Mehrparteienhäusern mit Mieterstrom greift die Befreiung hingegen, da dort dieselben Personen Aufschlagszahler und Anlagenbetreiber sind. Das Merkmal der Personenidentität wird an unterschiedlichen Stellen widersprüchlich behandelt: Für die Begründung der Prosumereigenschaft (Rn. 298) erklärt die Kammer die Personenidentität ausdrücklich für unerheblich und zieht die an der GGV teilnehmenden Letztverbraucher somit in den Grundpreisaufschlag hinein. Für die



Befreiung von der Doppelbelastung (9.1 Satz 2) dagegen macht sie dieselbe Personenidentität zur Voraussetzung und verwehrt dem Anlagenbetreiber somit die Entlastung. Das Kriterium wirkt damit bei Anlagen über 30 kW stets zulasten der GGV.

Der vom bne zu Tenorziffer 8.2 vorgeschlagene Mechanismus löst dieses Problem, ohne dass eine Änderung der Befreiungsvorschrift erforderlich ist. Wird der Grundpreisaufschlag einmal je Netzanschluss an der dem Anlagenbetreiber zuzurechnenden Marktlotation (im Regelfall der Allgemeinstrom) erhoben, ist der Anlagenbetreiber dort selbst Aufschlagszahler und somit vom Einspeiseentgelt befreit.

Bestandsschutz für Erzeugungsanlagen einschließlich Repowering

Der bne begrüßt, dass der Entwurf Vertrauensschutz für bereits in Betrieb befindliche und endgültig investitionsentschiedene Erzeugungsanlagen vorsieht. Die Begrenzung auf 20 Jahre ab Inbetriebnahme reicht jedoch nicht aus. Sie führt dazu, dass ältere Bestandsanlagen bereits mit Beginn des neuen Systems belastet werden, obwohl diese Kosten weder in Investitions- noch Finanzierungsentscheidungen berücksichtigt werden konnten. Auch für repowerte Anlagen sollte der Bestandsschutz gelten, sofern diese nicht erweitert werden und deren Kapazität somit unverändert bleibt.

Neue Einspeiseentgelte sollten ausschließlich für Neuanlagen und auch dort mit angemessenem zeitlichem Vorlauf gelten. Ein umfassender Bestandsschutz ist nicht nur für die Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen, sondern auch für die Finanzierungskosten künftiger Projekte relevant. Nachträgliche Eingriffe erhöhen den wahrgenommenen Regulierungs- und Risikoaufschlag für den gesamten EE-Ausbau.

Verbrauchernetzentgelte

Der bne begrüßt den Ersatz des bisherigen Jahreshöchstleistungspreises durch einen Kapazitätspreis auf eine bestellte Kapazität für große Verbraucher. Die Anwendung sollte jedoch auch Kunden unterhalb von 100.000 kWh bzw. in der Niederspannung als freiwillige Alternative zum Grundmodell mit pauschalem Prosumer-Aufschlag ermöglicht werden. Darüber hinaus ist die starre Grenze von 100.000 kWh nicht sachgerecht. Maßgeblich sollte die Verfügbarkeit geeigneter Leistungswerte sein, nicht der Jahresverbrauch.

Kein hoher Grundpreis zulasten verbrauchsabhängiger Anreize (Tenorziffer 8.2)

Der vorgesehene Erlöskorridor von 20 bis 40 Prozent für Grundpreise einschließlich der Prosu-
meraufschläge ist zu weit gefasst. Ein Grundpreis kann kostenreflexiv nur solche Kosten abbilden, die unabhängig von Verbrauch und bereitgestellter Kapazität je Anschluss bzw. Entnahmestelle entstehen. Diese Kosten sind vergleichsweise gering. Ein hoher Grundpreis ist somit nicht gerechtfertigt, da er wie eine Kopfpauschale wirkt und Kunden mit geringem Verbrauch überproportional belastet. Ein Erlösanteil von bis zu 40 Prozent aus dem Grundpreis schwächt die verbrauchsabhängige Anreizwirkung des Arbeitspreises und belastet zudem Haushalte mit geringem Stromverbrauch relativ stärker. Wir regen an, die Obergrenze für Verbraucher ohne Erzeugungsanlage separat auszuweisen und abzusenken.

Prosumer angemessen über freiwilliges Kapazitätsmodell an Netzkosten beteiligen

Auch der pauschale Prosumeraufschlag von 70 bis 90 Prozent ist als langfristiges verpflichtendes Modell abzulehnen. Eine faire Beteiligung von Prosumern an den Netzkosten ist richtig, kann aber kostenreflexiver über eine Kapazitätskomponente erfolgen. Der pauschale Aufschlag bildet die tatsächliche Netzinanspruchnahme nicht ab und setzt Fehlanreize, Anlagen unterhalb von Schwellenwerten zu dimensionieren oder nicht ordnungsgemäß anzumelden. Gerade bei Prosumern stehen regelmäßig intelligente Messsysteme und damit bessere Bemessungsgrundlagen zur Verfügung. Als Alternative zum Prosumeraufschlag kann ein kapazitätsorientiertes Entgelt - ähnlich dem der Verbraucher oberhalb der Niederspannung nach den Tenorziffern 8.4 und 8.5 - eingeführt werden, das Verbraucher mit iMSys-Ausstattung alternativ wählen können. Zudem sollte die BNetzA die Belastungs- und Verteilungswirkungen des Grundpreises und des Prosumer-Aufschlags belastbar untersuchen und später evaluieren.

Kapazitätspreis an der netzdimensionierenden Kapazität ausrichten

Als Basisgröße zur Berechnung des Kapazitätspreises sollte die Kapazität in Betracht gezogen werden, die für die Netzdimensionierung bei der Planung des Netzes herangezogen wurde. Diese Werte sind grundsätzlich bei den Netzbetreibern bekannt. In diesem Kapazitäts-Wert wurden die Gleichzeitigkeiten der Netznutzung bereits berücksichtigt. Der Wert, den der Netzbetreiber für die Netzdimensionierung berücksichtigt, ist zudem künftig nicht mehr starr. Denn wenn neue Verbraucher oder Erzeuger eine Netzverträglichkeitsprüfung auslösen, könnte der Netzbetreiber einen neuen und der Situation angepassten Wert nutzen und kommunizieren. Ein an dieser Kapazität orientierter Preis würde damit die Netzkosten widerspiegeln, welche für die angeschlossenen Kundengruppen entstanden sind.

Für Kunden ohne geeignete Leistungsmessung kann eine anhand standardisierter Planungs- und Gleichzeitigkeitswerte bestimmte Kapazität als Bemessungsgrundlage dienen. Dieses Verfahren ist vom Modell der individuell bestellten Kapazität zu unterscheiden. Die Werte müssen transparent, nachvollziehbar und überprüfbar sein. Überschreitungen einer Bestellkapazität sollen weiterhin möglich bleiben und dürfen nicht durch prohibitive Entgelte verhindert werden.

Das Verhältnis zwischen einer Kapazitätskomponenten und einer oder mehreren Arbeitskomponenten einheitlich regeln

Die Netzentgeltsystematik ist von herausragender Bedeutung für alle Verbraucher. Es ist deshalb notwendig, dass Netzbetreiber nur geringe Spielräume bei der Berechnung der Entgelte erhalten, denn nur so kann eine bundesweite Gleichbehandlung der Verbraucher sichergestellt werden. Dies bedeutet nicht, dass es einen bundesweit einheitlichen Preis gibt, sondern lediglich, dass die Netzentgelte nach denselben Vorschriften gebildet werden. Hier ist ganz besonders das Verhältnis zwischen einer Kapazitätskomponente und einer oder mehreren Arbeitskomponenten einheitlich zu regeln. Grundlagen dafür müssen die tatsächlichen Kosten des Netzes und die tatsächliche Leistung des Netzes sein.

Die von der BNetzA vorgesehenen Bandbreiten sind aktuell zu groß. Ein AP1-Erlösanteil von 30 bis 60 Prozent und ein AP2 von 200 bis 350 Prozent des AP1 können je nach Netzgebiet zu sehr unterschiedlichen und teilweise pönalisierenden Ergebnissen führen. Der Kapazitätspreis muss einen hinreichend hohen Anteil der Finanzierung übernehmen, während AP2 eine Überschreitung weiterhin wirtschaftlich ermöglichen muss. Darüber hinaus sollten vor der endgültigen



Festlegung Belastungsrechnungen für typische Verbrauchergruppen veröffentlicht werden, insbesondere für flexible Industrie- und Gewerbekunden, Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen und Kunden mit Eigenerzeugung.

Einheitliche Kapazitätsbestellung und transparente Verfahren sicherstellen

Die Kapazitätsbestellung ist ein Verhältnis zwischen Anschlussnutzer und Netzbetreiber. Der Anschlussnutzer kennt seine geplante Nutzung, während der Netzbetreiber über Anschlussdaten und Preisblatt verfügt. Der Entwurf berücksichtigt bislang jedoch nicht, dass der Lieferant die kundenseitig benötigte Kapazität regelmäßig nicht beurteilen kann und daher weder für die Bestellung noch für eine fehlerhafte Dimensionierung verantwortlich gemacht werden kann.

Die Bestellung der Kapazität sollte mit massengeschäftstauglichen Schnittstellen über die Internetplattform nach § 20 b EnWG erfolgen. Ohne eine einheitliche Erklärung könnten Netzbetreiber unterschiedliche Verfahren, Fristen und Formulare entwickeln. Allerdings bedarf es einer Übergangslösung für die Zeit, in der die Plattform noch nicht verfügbar ist. Der Anschlussnutzer muss vom VNB mitgeteilt bekommen, wie mit der Bestelleistung umgegangen wird.

Bestellte Kapazität flexibel an veränderte Nutzungssituationen anpassen

Die aktuelle Regelung, dass die bestellte Kapazität nach Aussage der BNetzA mindestens 10 Prozent der Vorjahreshöchstlast und höchstens 100 Prozent der vertraglich vereinbarten Netzananschlusskapazität betragen, birgt im operativen Betrieb für die Anschlussnutzer erhebliche Nachteile. Diese treten dann auf, wenn sich beispielsweise Verbrauchsverhalten über den Jahreswechsel stark verändert (Bsp.: von Leerstand auf Vollbetrieb, Kapazitätserweiterung oder -reduzierung der Produktion). Ändert ein Netzbetreiber sein Preisblatt nach der regulären Bestellfrist, muss der Anschlussnutzer seine Entscheidung überprüfen und bis zum 31. Januar anpassen können. Für solche Fälle sind transparente Anpassungs- und Ersatzregeln erforderlich. Zudem sind eine kundenindividuelle Abwicklung und Preisdifferenzierung bei bestimmten bestehenden All-inclusive-Verhältnissen praktisch momentan nicht realisierbar.

Massengeschäftstaugliche Marktprozesse müssen der Standard sein

Lieferanten müssen bereits vor Vertragsschluss korrekte Preisinformationen erhalten und Kunden reibungslos abrechnen können. Das Zweivertragsmodell sollte als allgemein verfügbare Option gestärkt werden, während All-inclusive-Verträge auch weiterhin möglich bleiben sollen. Erstes bietet den Vorteil, dass die beiden Preissignale - auf der einen Seite der Börsenstrompreis, und auf der anderen das Netzentgelt - getrennt von Kunden wahrgenommen werden können. Darüber hinaus braucht es eine praktikable Sonderregel oder eine eindeutige Zuordnung zum einfacheren Entgeltregime für Ersatzversorgung, Belieferung nach § 37 EnWG und weitere standardisierte B2B-Verhältnisse, in denen eine kundenindividuelle Kapazitätsbewirtschaftung nicht möglich ist.

Prosumeraufschlag: Keine Lieferantenhaftung für fehlerhafte VNB-Prozesse (Tenorziffer 17.8)

Der bne lehnt den Prosumeraufschlag als dauerhaftes Zielmodell ab. Sollte er kurzfristig dennoch beibehalten werden, müssen Identifikation, Datenübermittlung und Abrechnung



rechtzeitig in massengeschäftstauglichen Marktprozessen geregelt und umfassend getestet werden. Lieferanten benötigen die Information des Netzbetreibers bereits im vorvertraglichen Prozess, um korrekte und transparente Angebote erstellen zu können.

Die Feststellung der Prosumereigenschaft muss in der Verantwortung des Netzbetreibers liegen. Nur der Netzbetreiber verfügt über die für diese Einordnung erforderlichen Anschluss-, Anlagen- und Stammdaten. Lieferanten können die Prosumereigenschaft insbesondere bei komplexen Lokationsbündeln nicht verlässlich selbst ermitteln und dürfen nicht zu einer eigenen rechtlichen oder technischen Bewertung verpflichtet werden.

Des Weiteren muss die Mitteilung der Prosumereigenschaft über einen bundesweit einheitlichen Marktprozess erfolgen und Beginn, Ende sowie den maßgeblichen Netzanschluss eindeutig bezeichnen. Die Lieferantenpflicht zur Ausweisung und Abrechnung darf erst einsetzen, wenn eine vollständige und fristgerechte Meldung des Netzbetreibers vorliegt. Dasselbe gilt spiegelbildlich, wenn die Prosumereigenschaft endet.

Die Verantwortlichkeit für fehlerhafte oder verspätete Stammdaten muss eindeutig geregelt werden. Lieferanten dürfen nicht für Fehler haften, die aus einer unzutreffenden Identifikation oder Meldung durch Netz- oder Messstellenbetreiber entstehen. Unterjährige Änderungen und Korrekturen müssen ohne manuelle Massenprozesse verarbeitet werden können.

Unterbleibt die Meldung oder geht sie verspätet ein, darf der Netzbetreiber den Prosumeraufschlag weder gegenüber dem Lieferanten rückwirkend abrechnen noch eine rückwirkende Korrektur der Kundenrechnung verlangen. Das wirtschaftliche Risiko einer nicht ordnungsgemäßen Netzbetreibermeldung muss beim verursachenden Netzbetreiber verbleiben. Eine nachträgliche Belastung des Lieferanten wäre schon deshalb nicht sachgerecht, weil dieser den Betrag gegenüber dem Kunden häufig nicht mehr rechtssicher weitergeben kann.

Zudem ist sicherzustellen, dass regulatorisch veranlasste Kostenänderungen in Bestandsverträgen sachgerecht weitergegeben werden können.

Zusammenfassend stellt sich dar, dass es essenziell ist, dass für die Umsetzung insb. VNB ihren Pflichten bzgl. Datenqualität und Prozessqualität (Meldungen) gerecht werden müssen. Die Erfahrungen der letzten vergleichbaren Regulierungsvorgaben (§14a-Einführung, LFW24, Lokationsbündel etc.) lassen uns erheblich zweifeln. Die aktuelle Stamm-Datenqualität der Marktpartner zu MaLo, TR, Lokationsbündelstrukturen, Berechnungsformeln etc. ist im Markt in unzureichender Qualität für Vollautomatisierung. Dadurch entstehen erhebliche Clearingaufwände für Lieferanten und Marktpartner. Unabdingbar für das Gelingen ist daher eine Qualitätssicherung der VNB- und Lieferanten Abwicklung durch die Regulierung.

Ausweisung der Prosumereigenschaft: Meldefristen und Abrechnungsbeginn abstimmen (Tenorziffer 8.3)

Die Ausweisung auf der Energierechnung sollte erst mit der tatsächlichen Abrechnung des Aufschlags beginnen. Die Bundesnetzagentur sollte deshalb die Fristen der Tenorziffern 8.3 und 17.8 aufeinander abstimmen, klare Stichtags- und Korrekturregeln festlegen und die notwendigen Datenformate rechtzeitig vor dem Produktivstart verbindlich vorgeben und testen. Siehe hierzu weitere Ausführungen in Tenorziffer 17.8.

Dynamische Netzentgelte

Der bne begrüßt die Einführung dynamischer Netzentgelte. Dynamische Netzentgelte sind das zentrale Instrument, um die Flexibilität von Speichern, steuerbaren Verbrauchern und steuerbarer Erzeugung für den Netzbetrieb nutzbar zu machen. Ein zeitlich und räumlich differenziertes, vorzeichengerechtes Entgelt kann Flexibilität für das Netz erschließen, Redispatchkosten senken und unnötigen Netzausbau vermeiden.

Freiwillige Teilnahme an dynamischen Netzentgelten (Tenorziffer 12.2 – 12.5)

Netznutzer, die Flexibilität bereitstellen können, haben schon aus wirtschaftlichem Eigeninteresse einen hohen Anreiz, ihre Flexibilität an dynamischen Entgelten auszurichten und tragen dadurch letztlich dazu bei, die Netzkosten für alle Netznutzer zu begrenzen. Daher erscheint eine freiwillige Beteiligung als die sachgerechtere Lösung. Eine Verpflichtung wetterabhängiger (unflexibler) Wind- und PV-Anlagen zur Teilnahme an dynamischen Netzentgelten ist nicht zielführend, da sie ihre Erzeugung ohne den Einsatz von Speichern nicht zeitlich verlagern können.

Für netzgekoppelte Stromspeicher ist eine differenzierte Übergangsregelung vorzusehen. Speicher, die nach dem 4. August 2029 in Betrieb genommen werden, können verpflichtend in dynamische Netzentgelte einbezogen werden, sofern Methodik und erwartbare Belastungen rechtzeitig feststehen. Für bis zu diesem Stichtag in Betrieb genommene Speicher soll die Teilnahme bis 2035 freiwillig bleiben; erst anschließend sollte eine Verpflichtung greifen. Die Anwendung auf Netzbezug und Einspeisung ist ausdrücklich abzugrenzen.

Eine freiwillige Teilnahme ermöglicht zugleich einen fairen Umgang mit der schleppenden Digitalisierung der Verteilnetzbetreiber. Im Falle einer Verpflichtung könnten zudem nur solche Netznutzer einbezogen werden, bei denen die erforderlichen messtechnischen Voraussetzungen bereits vorliegen und funktionieren. Da über die Ausstattung mit Messtechnik im Zweifel der grundzuständige Messstellenbetreiber entscheidet, würde die Beteiligung an den dynamischen Entgelten letztlich von der Ausstattung und Entscheidung des Netzbetreibers als Messstellenbetreiber abhängen. Bei einer freiwilligen Beteiligung hingegen könnte ein interessierter Netznutzer die Ausstattung mit der entsprechenden Messtechnik selbst veranlassen, beispielsweise bei einem wettbewerblichen MSB.

Der vollständige vorläufige Ausschluss dynamischer Netzentgelte für Letztverbraucher greift zu weit. Gerade flexible Verbraucher können Strombezug in netz- und systemgünstige Zeiten verlagern und damit Netzkosten senken. Dies ist ein gewöhnliches Geschäftsmodell, ein einfacher variabler Stromtarif, in dem auch dynamische Netzentgelte beachtet werden. Die BNetzA sollte diese deshalb mit klarem Zeitplan und möglichst frühzeitig einführen. So kann Endverbrauchern zumindest die freiwillige Teilnahme ermöglicht werden, sobald die Mess- und Kommunikationsvoraussetzungen vorliegen.

Zielmodell auf unteren Netzebenen ausweiten

Gerade in unteren Netzebenen ist eine Auslegung des Netzes auf selten hohe Leistungsspitzen nicht wirtschaftlich. Da die BNetzA den Verteilnetzbetreibern offenbar mehr Zeit für die Umsetzung einer Engpassbewirtschaftung mittels Entgelten geben möchte, sollten zumindest klare



Meilensteine für die Umsetzung definiert und festgelegt werden. Dabei ist ein enger zeitlicher Horizont vorzugeben. Schon heute ist für jeden VNB (eigentlich) ein variables Netzentgelt nach §14a Modul 3 EnWG in der Niederspannung anzubieten. Eine Ergänzung um ein dynamisches Netzentgelt stellt nur eine Weiterentwicklung dar. Außerdem besteht der Ausbaubedarf in den Verteilnetzen unmittelbar in den nächsten Jahren und kann nur dann begrenzt werden, wenn die entsprechenden Instrumente (z.B. dynamische Netzentgelte) rechtzeitig zur Verfügung stehen. Die Umsetzung von §14a EnWG sollte dabei nicht als konkurrierendes, sondern als ergänzendes Instrument herangezogen werden, da es vor allem eine Schutzfunktion auf einer Netzebene abbildet, wo sonst kaum Eingriffsmöglichkeiten für Netzbetreiber bestehen. § 14a EnWG ist als Notbremse für Netzbetreiber begründet und konzipiert worden, nicht als Normalfall der Steuerung. Die Steuerung übernimmt der Markt, der auch Preissignale aus dem Netz erhalten soll. Beiträge zur regulären Engpassbewirtschaftung sollten hingegen durch die dynamischen Entgelte erfolgen.

Klare Anforderungen und Umsetzungsschritte für dynamische Netzentgelte festlegen

Die späteren Methodenfestlegungen müssen zudem eine viertelstündliche Granularität, eine verbindliche Veröffentlichung vor Schließung des Day-Ahead-Marktes, ausreichende räumliche Differenzierung sowie die Anwendung auf die gesamten Entnahme- bzw. Einspeisemengen sicherstellen. Das Zielmodell solle zudem die Kaskadierung der Signale über alle betroffenen Netzebenen implementieren. Das Entgelt muss gleichermaßen echte positive und negative Preissignale ermöglichen. Für Speicher sollte auch ein negativer Jahressaldo bzw. eine Auszahlung zulässig sein. Hilfsweise müssen positive Salden jahresübergreifend vorgetragen werden können. Eine Mindestzahlung, welche die Belohnung netzdienlichen Verhaltens begrenzt, würde den Anreiz abschwächen. Für die zentrale Plattform ist ein klarer und ambitionierter Entwicklungs- und Inbetriebnahmeplan festzulegen. Schlussendlich sollte die Begrenzung unnötigen Netzzubaus als Ziel eines dynamischen Netzentgelts als klare mittelfristige Perspektive mit entsprechenden Zwischenschritten in einer Festlegung aufgenommen werden.

Speicherentgelte

Stromspeicheranlagen können von den Netzentgelten nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG freigestellt werden, wenn die endgültige Investitionsentscheidung zur Errichtung vor der Bekanntgabe der Agnes Festlegung getroffen wurde. Der Entwurf sieht vor, die endgültige Investitionsentscheidung daran festzumachen, dass bereits mindestens 50 % des Investitionsvolumens verbindlich bestellt wurden.

Verlust- bzw. Wirkungsgradbezogene Bemessung für Speicher sicherstellen

Der bne begrüßt ausdrücklich, dass der Festlegungsentwurf auf sämtliche statischen Arbeitspreise für netzgekoppelte Speicher verzichtet. Auch eine Beschränkung des Arbeitspreises auf Speicherverluste hätte die Zyklen- und Einsatzentscheidung verzerrt und damit Markt-, System- und Netzdienlichkeit reduziert.

Ein reiner Kapazitätspreis ist grundsätzlich geeignet, einen planbaren Finanzierungsbeitrag zu erheben. Die Gleichstellung mit dem Erzeugerentgelt wurde vom bne als mögliche Alternative benannt. Vorzugswürdig bleibt jedoch eine verlust- bzw. Wirkungsgradbezogene Bemessung, bei



der nur der den Wirkungsgradverlusten entsprechende Anteil der Anschlussleistung belastet wird. In jedem Fall muss die Höhe investitionsvertraglich bleiben und die kumulierte Belastung durch BKZ und dynamische Entgelte berücksichtigen.

Vertrauensschutz für Speicher sicherstellen

Die Übergangsregelung für Speicher ist zu eng. § 118 Abs. 6 EnWG hat das berechtigte Vertrauen begründet, dass bis zum 4. August 2029 in Betrieb genommene Speicher für 20 Jahre von Netzentgelten befreit bleiben. Die Beschränkung auf eine endgültige Investitionsentscheidung vor Bekanntgabe der Festlegung greift in bereits laufende Projektentwicklungen ein und droht einen Fadenriss beim Speicherausbau auszulösen.

Der bne fordert die Fortführung der Befreiung für alle Speicher, die bis zum 4. August 2029 in Betrieb genommen werden. Zusätzlich müssen Projekte geschützt werden, die bis zur Bekanntgabe der Festlegung einen Netzanschluss- oder Anschlusserrichtungsvertrag mit vorgesehener Inbetriebnahme bis zu diesem Stichtag abgeschlossen haben. Solche Verträge, bereits geleistete BKZ sowie verbindliche Netzanschlussinvestitionen sind als schutzwürdige Projektbindung anzuerkennen; die Definition der endgültigen Investitionsentscheidung über Komponentenbestellungen von mindestens 50 Prozent des Investitionsvolumens ist hierfür zu eng.

Für geschützte Speicher dürfen bis 2035 keine statischen Finanzierungsentgelte gelten. Dynamische Entgelte sind bis dahin als freiwilliges Opt-in vorzusehen. Um Investitionen während der verbleibenden Unsicherheitsphase zu ermöglichen, sollte für Anlagen mit Inbetriebnahme bis Ende 2030 zusätzlich ein degressiver Abschlag auf neue Entgelte vorgesehen werden.

FID-Anforderung an die Realitäten von Projektentwicklung und Investitionen anpassen

Die zusätzliche Anforderung einer bereits vor Bekanntgabe der Festlegung nachgewiesenen finalen Investitionsentscheidung (FID) erscheint nicht erforderlich. Aufgrund der langen Entwicklungs-, Genehmigungs- und Netzanschlussprozesse kann regelmäßig davon ausgegangen werden, dass die grundsätzliche Investitionsentscheidung bereits deutlich vor der Inbetriebnahme getroffen wurde. Zudem ist das FID-Kriterium insbesondere für Batteriespeicher problematisch. Technologische Entwicklungen und sich verändernde regulatorische Rahmenbedingungen erfordern Flexibilität bei der Auswahl von Lieferanten und Komponenten. Eine frühzeitige Verpflichtung zu verbindlichen Bestellungen könnte Investitionen erschweren, Kosten erhöhen und Projektentwickler in eine nachteilige Verhandlungsposition gegenüber Herstellern bringen.

Klare und praxistaugliche Anforderungen an den FID-Nachweis festlegen

Falls die Bundesnetzagentur dennoch an einem FID-Nachweis festhält, sollte dieser möglichst unbürokratisch, rechtssicher und praxisnah ausgestaltet werden. Als Nachweis sollten insbesondere verbindliche Investitions- und Finanzierungsentscheidungen, gesicherte Grundstücksrechte, EPC-Verträge, Herstellerverträge oder Bestellungen mit erheblichen wirtschaftlichen Rücktrittskosten anerkannt werden. Entscheidend sollte sein, dass eine ernsthafte und nach außen dokumentierte Investitionsentscheidung vorliegt. Die derzeit diskutierten Schwellenwerte



und Schadensquoten erscheinen dagegen teilweise praxisfern und bergen erhebliche Rechtsunsicherheiten.

Darüber hinaus besteht Klarstellungsbedarf bei den Anforderungen an die Nachweisführung. Der Entwurf enthält bislang keine ausreichenden Vorgaben dazu, welche Dokumente vorzulegen sind, wie mehrstufige Beschaffungsprozesse zu bewerten sind oder welcher Zeitpunkt für die Erfüllung der Voraussetzungen maßgeblich ist. Um Investitions- und Finanzierungssicherheit zu schaffen, sollten die materiellen Kriterien, Schwellenwerte und anerkannten Nachweisformen unmittelbar im Tenor oder zumindest in der Begründung präzisiert werden.

Unbeabsichtigte Regelungslücke schließen

Für Speicher mit einer endgültigen Investitionsentscheidung droht nach Bekanntgabe der Festlegung eine unbeabsichtigte Regelungslücke: Tenorziffer 17.5 wirkt bereits ab Bekanntgabe, während die neue Entlastung für zwischengespeicherte Strommengen nach Tenorziffer 10.2 Satz 3 erst ab dem 1. Januar 2029 greift. Es ist daher ausdrücklich sicherzustellen, dass § 118 Absatz 6 EnWG bis Ende 2028 fortgilt oder Tenorziffer 17.5 erst zusammen mit dem neuen Entgeltsystem zum 1. Januar 2029 materielle Wirkung entfaltet.

Das Inbetriebnahme-Kriterium spezifizieren

Weiterer Klärungsbedarf ergibt sich beim Kriterium der Inbetriebnahme. Zwar trifft der Entwurf hierzu Regelungen für Erzeugungsanlagen, für Stromspeicher fehlt jedoch ein ausdrücklicher Verweis auf § 118 Abs. 6 EnWG. Unklar bleibt zudem, was unter „Probetrieb“ konkret zu verstehen ist. Um Rechtsunsicherheiten von vornherein auszuschließen, sollte der Entwurf klarstellen, dass bereits der erstmalige Bezug elektrischer Energie über den Netzverknüpfungspunkt als Inbetriebnahme gilt und damit dem gebotenen Vertrauensschutz Rechnung trägt.

Netzdienliche Beiträge von Speichern bei der Entgeltbemessung anerkennen

Die BNetzA nimmt den BKZ bewusst aus der Festlegung aus. Dadurch bleibt jedoch die kumulative Kostenwirkung unberücksichtigt. Das Kapazitätsentgelt nach Tenorziffer 10.1 wird unabhängig davon erhoben, ob der Speicherbetreiber zusätzlich BKZ gezahlt hat oder durch eine FCA in seiner Fahrweise eingeschränkt ist, beispielsweise durch eine Rampenbegrenzung oder eine Kapazitätsbegrenzung für Netzdienstleistungen. Dadurch kann eine finanzielle Doppelbelastung für Speicher entstehen, die deren tatsächliche Netzkostenbelastung nicht angemessen widerspiegelt. Die BNetzA sollte daher eine konkrete Ausgestaltungsmethodik entwickeln, mit der eine solche Doppelbelastung vermieden wird. Der bne präferiert bei einem vom Netzbetreiber vorgegebenen FCA eine Reduktion auf null; hilfsweise ist eine standardisierte, von der Bundesnetzagentur vorgegebene Quotenmethodik erforderlich.

Darüber hinaus fehlt im aktuellen Tenorentwurf eine Öffnungsklausel, die eine Anerkennung nachgewiesener Netzdienlichkeit bereits vor 2030–2033 ermöglicht. Eine solche Regelung sollte vorsehen, dass nachgewiesene netzdienliche Beiträge bei der Entgeltbemessung berücksichtigt werden können, sofern diese anhand einer vorab definierten und investitionssicheren Baseline nachgewiesen werden. Die konkrete Ausgestaltung von Messung, Nachweisführung und Baseline-Bildung kann dabei einem späteren Festlegungsverfahren vorbehalten bleiben.

Strukturelle Benachteiligung von Co-Location-, Überbauungs- und Hybridprojekte im Vergleich zu Einzelanlagen angehen

Während ein netzgekoppelter Stand-alone-Speicher lediglich einmal mit einem Kapazitätsentgelt belastet wird (Tenorziffer 10.2 Satz 2), können anlagengekoppelte Speicher an einem bestehenden Netzverknüpfungspunkt höheren Entgelten unterliegen. Aktuell fehlt für netzgekoppelte Speicher nach Tenorziffer 10.1 eine vergleichbare Klarstellung, die eine Doppelbelastung vermeidet. Wird an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt beispielsweise eine Erzeugungsanlage mit einem anlagengekoppelten Speicher kombiniert, können nach aktuellem Verständnis sowohl einspeiseseitige als auch entnahmeseitige Kapazitätsentgelte parallel anfallen. Dies setzt Investitionsanreize zugunsten separater Netzanschlüsse und damit zulasten einer effizienten Nutzung knapper Netzanschlusspunkte und -kapazitäten. Daher sollte sichergestellt werden, dass Co-Location-, Hybrid- und Überbauungskonzepte bei nachweislich begrenzter Austauschleistung am gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt nicht höher belastet werden als vergleichbare Stand-alone-Speicher. Bei Standorten mit Erzeugung, Verbrauch und Speicher hinter einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt darf die Bemessung nur die tatsächliche Netzwirkung abbilden. Liegt eine gemessene oder belastbar modellierte zeitgleiche Austauschleistung vor, sollte sie als zusätzliche Bemessungsgröße zugelassen werden. Die vertragliche Netzanschlusskapazität bleibt die Obergrenze. Einspeise- und Entnahmekapazitäten dürfen nicht addiert werden, wenn diese Leistung physikalisch nicht gleichzeitig am Netzverknüpfungspunkt auftreten kann.

Rechtssicherheit durch eindeutige Mess- und Abgrenzungsregeln schaffen

Die vorgesehene Befreiung von Arbeitspreisen schafft nur dann Rechtssicherheit, wenn die erforderlichen Mess- und Abgrenzungsanforderungen eindeutig geregelt sind. Der derzeitige Vorbehalt der „messtechnischen Möglichkeit“ macht den Umfang der Entlastung für Investoren und Finanzierer im Vorfeld nicht verlässlich kalkulierbar. Deshalb sollten die erforderlichen messtechnischen Nachweisanforderungen verbindlich definiert oder alternativ pauschalisierte Abgrenzungsregelungen vorgesehen werden, wenn eine exakte Einzelmessung technisch nicht möglich ist.

Keine messtechnischen Hürden für die Befreiung anlagengekoppelter Speicher (Tenorziffer 10.1)

Der bne begrüßt die gemeinsame Betrachtung anlagengekoppelter Speicher mit der gekoppelten Verbrauchs- oder Erzeugungsanlage und insbesondere die Befreiung von Strommengen, die aus dem Netz bezogen, zwischengespeichert und anschließend wieder eingespeist werden, von den Arbeitspreisen nach Tenorziffer 10.2 Satz 3. Damit wird eine sachwidrige Doppelbelastung vermieden und die Mehrfachnutzung von Speichern (Multi-Use) ermöglicht. Dies entspricht der Erwägung in Rn. 415, wonach der Einsatz anlagengekoppelter Speicher zu Arbitrage- und Systemdienstleistungszwecken für das Energieversorgungssystem nützlich ist und entsprechende Fehlanreize vermieden werden müssen.

Die praktische Inanspruchnahme der Befreiung darf jedoch nicht an unverhältnismäßigen messtechnischen Anforderungen scheitern. Der Vorbehalt, dass die Abgrenzung der befreiten Mengen messtechnisch möglich sein muss, entwertet die Regelung insbesondere für anlagengekoppelte Speicher in der Niederspannung. Für Heimspeicher kann dies faktisch eine zusätzliche



Messeinrichtung erfordern, deren Kosten den Vorteil der Befreiung übersteigen können. Damit entstünde gerade der Fehlanreiz, den die Beschlusskammer vermeiden will.

Der bne bittet deswegen darum klarzustellen, dass die Abgrenzung der befreiten Mengen auch rechnerisch bzw. pauschaliert auf Grundlage vorhandener Messwerte erfolgen kann und hierfür keine gesonderte Messeinrichtung erforderlich ist. Die Bundesnetzagentur sollte hierfür standardisierte, massengeschäftstaugliche Mess- und Abrechnungsprozesse sicherstellen, die unabhängig von Netzebene, Anlagenkonstellation und individuellen Vorgaben einzelner Netzbetreiber nutzbar sind (analog zur MiSpeL).

MiSpeL und AgNes: Vereinfachte Saldierung auch ab 2029 ermöglichen

Das Verhältnis zu Tenorziffer 17.5 sollte ausdrücklich geklärt werden. Dies gilt insbesondere für Letztverbraucher, die Modul 3 nach § 14a EnWG nutzen. Da Einspeicherung und Ausspeisung typischerweise unterschiedlichen Tarifstufen unterliegen, ist unklar, wie die Befreiung nach Tenorziffer 10.2 Satz 3 praktisch umzusetzen ist. Es sollte daher eine rechtssichere Verknüpfung zwischen MiSpeL und AgNes geschaffen werden, die eine vereinfachte bzw. pauschalierte Saldierung zwischengespeicherter Strommengen auch unter der AgNes-Systematik ab 2029 dauerhaft ermöglicht. Die mit MiSpeL entwickelten vereinfachten Verfahren dürfen durch die neue Systematik nicht faktisch entfallen. Die Berechnungsmethode sollte so rechtzeitig geregelt werden, dass sie zusammen mit der Klarstellung zur rechnerischen Abgrenzung wirksam wird.

Für die konkrete Berechnung schlägt der bne einen mengengewichteten Mittelwert der Netzentgelte vor, der in der jeweiligen Abrechnungsperiode nur auf die jeweils eingespeicherten Mengen angewendet wird. Dieser bildet die tatsächlich entrichteten Netzentgelte unabhängig von der Fahrweise des Speichers möglichst genau ab und vermeidet sowohl eine Benachteiligung des Speichereinsatzes in Hochtarifzeiten als auch eine künstliche Begünstigung in Niedertarifzeiten.

Begriffe in Tenorziffer 10.2 klarstellen

Die Regelungen in Tenorziffer 10.2 sind hinsichtlich der zugrunde gelegten Begriffe und der Entgeltlogik nicht hinreichend klar. Insbesondere werden die Begriffe Stromspeichieranlage, Erzeugungsanlage, Letztverbrauchsanlage und Entnahmestelle nicht trennscharf verwendet. Dadurch bleibt unklar, welches konkrete Abrechnungsobjekt bei der gemeinsamen Betrachtung mehrerer Anlagen an einem Netzanschlusspunkt maßgeblich ist.



Die Regelung sollte daher auf eindeutig definierte Begriffe gestützt und die Methodik der gemeinsamen Entgeltermittlung vollständig beschrieben werden.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)

Mit über 80 Mitgliedsunternehmen ist der bne die Top-Adresse der neuen Energiewirtschaft. Dazu zählen Ökostromanbieter, Entwickler von PV-Freiflächenanlagen sowie Unternehmen aus den Geschäftsbereichen Smart Metering, Flexibilisierung und Großspeicher.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) ist im Lobbyregister des Deutschen Bundestags unter der Registrierungsnummer R001011 eingetragen.