Statkraft

Position zu den Orientierungspunkten der BNetzA zu Speichernetzentgelten

Statkraft bedankt für sich die Möglichkeit der Stellungnahme zum Thema Speicherentgelte im Rahmen des AgNes-Prozesses. Eine kluge Regulierung muss dafür sorgen, dass die Vorteile von Batteriespeichern – schnelle Umsetzbarkeit, vergleichsweise niedriges Invest und höherer Wirkungsgrad – für einen schnellen Zubau weiterer Speicherkapazitäten zur Markt-Integration der Erneuerbaren genutzt werden. Sie muss auch die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs von Pumpspeicherkraftwerken erhalten.

Wir begrüßen, dass die BNetzA die systemische Rolle von Speichern anerkennt und ihren Mehrwert im Energiesystem nicht behindern möchte. Das Bekenntnis, eine Doppelbelastung mit Entnahme- und möglichen Einspeiseentgelten nicht zu beabsichtigen, ist positiv hervorzuheben. Aus unserer Sicht steht die Einführung von Speichernetzentgelten dem jedoch grundsätzlich entgegen. Insbesondere Eingriffe in den Vertrauensschutz lehnt Statkraft eindeutig ab.

Grundsätzliches

Statkraft lehnt weiterhin die Einführung von Netzentgelten für Stromspeicher (BESS, Pumpspeicher) ab. Speicher sind die einzige Asset-Klasse, die ohne öffentliche Förderung realisiert werden kann. Sie leisten einen erheblichen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems und damit für eine stabile, kostengünstige und klimaneutrale Energieversorgung. Dies wird in allen aktuellen Szenarien, nicht zuletzt im Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2025, anerkannt. **Damit sie diese Rolle ausfüllen können, bedarf es tragfähiger Business Cases und hinreichender Investitionssicherheit. Diese ermöglichen die aktuell geltenden Regelungen**. Deren Wegfall würde nicht nur den weiteren Hochlauf gefährden, sondern auch bereits bestehende Assets massiv belasten.

Wir plädieren bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik die Systemdienlichkeit zum maßgeblichen Kriterium zu machen und nicht nur Netzdienlichkeit im engeren Sinne. Der Mehrwert von Speichern in Markt und System darf durch das Netzentgelt-Regime nicht zunichtegemacht werden. **Die BNetzA muss nachweisen, dass die von ihr angedachten Reformschritte keine ungewollten Kollateralschäden verursachen. Hierzu fehlt bislang die wissenschaftliche Grundlage.** Entscheidend ist eine belastbare Einschätzung darüber, wie hoch mögliche Netzentgeltkomponenten für die jeweiligen Netznutzer in einem Zielsystem ausfallen würden.

Speichernetzentgelte sind **nicht geeignet, den „Tsunami“ von Anschlussanfragen für Batteriespeicher einzudämmen**. Dieser hat seine Ursachen, vor allem in der mangelnden Transparenz freier Netzanschlusskapazitäten, aber auch in der Befristung bis 2029 selbst. Die hohe Zahl von Netzanschlussbegehren ist daher eher ein Argument für die Abschaffung der Befristung und sinnvollere Netzanschlussverfahren, nicht für die Abschaffung der Befreiung. Stattdessen drohen Speichernetzentgelte den notwendigen Hochlauf dieses Segments abzuwürgen.

Die BNetzA schreibt selbst, dass „das Interesse an einem Finanzierungsbeitrag in einem angemessenen Ausgleich zum Interesse an wohlfahrtsfördernden Effekt“ gebracht werden muss. Diese Sichtweise ist nachvollziehbar. **Daraus abgeleitet halten wir den dauerhaften Erhalt der Netzentgeltbefreiungen auch über 2029 hinaus für sinnvoll und geboten.** Zumal Einspeisenetzentgelte letztlich immer über den Strompreis von Verbrauchern getragen werden.

Statkraft

Netzentgelt-Komponenten

Kapazitätspreis: Die Logik des Kapazitätspreises aus dem Grundmodell ist für Speicher nicht anwendbar, da Speicherbetreiber die Leistung ihrer Anlage immer maximal ausschöpfen wollen. Folglich liefe die Zweistufigkeit eines Finanzierungs-Arbeitspreises ins Leere. Eine Lenkungswirkung wird nicht erzielt. Ein solcher Preis wäre eine empfindliche wirtschaftliche Belastung.

Dynamische Netzentgelte: Dynamische Netzentgelte wären die größte Neuerung im deutschen Netzentgeltsystem, die die BNetzA in ihren bisherigen Orientierungspapieren angekündigt hat. Die Zielrichtung dieses Instruments, Netzengpässe effizient zu vermeiden und zu bewirtschaften, erscheint zunächst nachvollziehbar. Dem gegenüber stehen aber erhebliche praktische Hürden und Marktverzerrungen. Statkraft lehnt deren Einführung aus den folgenden Erwägungen ausdrücklich ab:

Dynamische Netzentgelte mit 22 Zonen würden prinzipiell eine ähnliche Funktion erfüllen wie ein Neuzuschnitt der Gebotszone (bei einer weiteren Ausdifferenzierung auf unteren Netzebenen würde sogar ein Weg Richtung nodaler Bepreisung eingeschlagen). Allerdings wurde im Bidding Zone Review (EntsoE) des vergangenen Jahres durch eine Aufteilung des DE-L-Marktes in fünf Zonen (z.B. SH/HH/NDS, Ost, West, Süd) laut Simulationen lediglich rund 339 Mio. Euro pro Jahr an volkswirtschaftlichem Mehrwert ermittelt. Zurecht befürchteten die ÜNB und die Politik Nachteile für die Industrie im Süden und eine geringere Markt-Liquidität und forderten stattdessen einen beschleunigten Netzausbau. Weshalb die BNetzA nun von diesem Pfad abweichen will, erscheint kaum nachvollziehbar und muss transparent begründet werden.

Zonenbasierte dynamische Netzentgelte sind eine grundlegende Neuerung im europäischen Strommarkt, für die es keine Erfahrungswerte gibt. Die Umstellungs- und Transaktionskosten sind für Marktteilnehmer und Netzbetreiber massiv: Die Netzbetreiber würden hierzu umfassende Informationen benötigen, um die (Opportunitäts-)Kosten und Zahlungsbereitschaft aller möglichen Adressaten abzuschätzen und ein dynamisches Entgelt, das auch wirksam sein soll, bilden zu können. In der Praxis ist eine solche Transparenz und Treffsicherheit kaum vorstellbar. Spiegelbildlich können die Marktteilnehmer diese Kostenelemente kaum antizipieren.

Die Wechselwirkungen eines solchen Instrumentes auf das Markt- und Handelsgeschehen wurden im bisherigen Verlauf der AgNes-Debatte nicht betrachtet, sind aber erheblich. Hier bedarf es einer fundierten Folgenabschätzung als Basis für die weitere Diskussion. Offenkundig würde die Unsicherheit im Terminmarkt deutlich steigen. Zudem würden in jedem Netzentgelt-Gebiet die Kosten für alle Einspeiser erhöht, was eine deutlich geringere Zielgenauigkeit gegenüber einem anlagenscharfen Redispatch darstellt. Auch eine sinkende Liquidität mit entsprechenden Preiseffekten ist mit Sicherheit zu erwarten.

Arbeitspreise mit Finanzierungsfunktion: Es ist zu begrüßen, dass die BNetzA anerkennt, dass fixe Arbeitspreise Fehlanreize für den Einsatz der Speicher entfalten. Diese Sichtweise teilt Statkraft ausdrücklich. Der Vorschlag, nur die saldierten Strommengen (Speicherverluste) zu bepreisen folgt der Logik, Letztverbrauch zu bepreisen, sodass eine Doppelbepreisung des Transports einer Kilowattstunde durch das Netz vermieden wird.

Die Bepreisung des Speicherverlustes belastet vor allem Pumpspeicher und hemmt damit deren Potenziale für Systemstabilität und Resilienz (s. Abschnitt zu Pumpspeichern). Zugleich schafft sie einen Anreiz, Verluste zu reduzieren. Dies ist auch eine Begründung für das Arbeitspreis-Element und wird als Ausdruck des „Efficiency First“-Gebots gesehen. Gerade bei flexiblen Anwendungen gibt es aber ein Spannungsverhältnis zwischen energetischer und ökonomischer Effizienz. Statkraft plädiert dafür, das Netzentgeltsystem strikt am volks- und energiewirtschaftlichen Mehrwert auszurichten, was durch entsprechende Preissignale aus dem Strommarkt erreicht werden kann. Eine Belastung der Speicherverluste stünde dem entgegen.

Hinzu kommt, dass die im Grundmodell vorgeschlagene zweistufige Arbeitsbepreisung im Zusammenhang mit dem geplanten Kapazitätselement für Speicher nicht sinnvoll erscheint. Hierzu wurden im Workshop am

30. Januar diverse Argumente vorgetragen. Aus diesen Gründen halten wir die Einführung eines Finanzierungs-Arbeitspreises für Speicher nicht für sinnvoll und lehnen diese ab.

Baukostenzuschüsse: BKZ sind laut BNetzA primär ein Anreizinstrument, das Sparsamkeit mit Anschlusskapazitäten, v. a. aber eine netzdienliche Investitionsentscheidung anreizen soll. Bei Speichern zielt dies auf den Standort ab. Als einmalige Zahlung bei Errichtung der Anlage können BKZ aus Projektiersicht planbar sein, wenn sie durch eine einheitliche Methodik ermittelt werden. Dies ist ein Vorteil gegenüber anderen Entgelt-Formen, insbesondere dynamischen Arbeitspreisen. Zur Sicherstellung eines netzdienlichen Betriebs nutzen die Netzbetreiber allerdings vermehrt das Instrument der flexiblen Anschlussverträge (FCA). Der vom BMWE vorgelegte Entwurf eines Netzpakets sieht zudem die Möglichkeit neuer Anschlussverfahren und einer Priorisierung von Anschlussbegehren, u. a. nach energiewirtschaftlichem Mehrwert, vor. Aus Statkraft-Sicht droht durch ein Nebeneinander dieser drei Instrumente eine ineffiziente Überregulierung von Speicherzubau und -betrieb. Eine enge Abstimmung von BNetzA und Bundesregierung bzw. Gesetzgeber ist in dieser Frage notwendig. So wäre es widersprüchlich, einem Speicher, der wegen FCA-Vorgaben nur netzdienlich betrieben werden darf oder der wegen hohen energiewirtschaftlichen Mehrwerts prioritär ans Netz angeschlossen werden soll, einen BKZ abzuverlangen.

Besondere Rolle von Pumpspeichern berücksichtigen

Statkraft spricht sich für die Beibehaltung der bestehenden Befreiung in § 118 Abs. 6 Satz 2 aus. Dieser reizt nicht in erster Linie den Zubau zusätzlicher Kapazitäten an, sondern sorgt für den Erhalt bestehender Anlagen, der auch im aktuellen NEP-Entwurf vorgesehen wird.

Im konkreten Fall unseres PSW Erzhausen, streben wir nach 60 Betriebsjahren die Erneuerung der bestehenden Motorgeneratoren und der Turbinen an. Eine solche Investition im oberen zweistelligen Millionen-Bereich erfordert niedrige Betriebskosten, da Pumpspeicher vergleichsweise hohe Stromkosten für den Pumpbetrieb tragen müssen. Die zehnjährige Befreiung von Netzentgelten setzt genau hier an. Die mit der Neuinvestition verbundenen hohen Abschreibungen werden durch die Befreiung von den Netzentgelten kompensiert, was die Neuinvestition ermöglicht. Ein Wegfall dieser Befreiung würde nach unseren Schätzungen nicht tragbare Mehrkosten von rund 30 EUR/kW*a bedeuten.

Pumpspeicher **stabilisieren das Stromsystem – sowohl Netz als auch Märkte** – durch eine Vielzahl wertvoller Beiträge, die eine Fortführung der Regelung und den Erhalt der Pumpspeicher rechtfertigen:

Netzdienlichkeit: Pumpspeicher sind dazu verpflichtet, keinen Beitrag zur Jahreshöchstlast zu leisten, wenn sie die Netzentgelt-Befreiung beanspruchen wollen, sodass ihr netzdienlicher Betrieb schon heute gewährleistet ist.

Langzeitspeicher: Pumpspeicher können als einzige Speichertechnologie wertvollen EE-Strom im Tages- und Mehrtagesbereich verschieben. Sie leisten damit einen CO_2-neutralen Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Systemdienstleistungen: Primär- und Sekundärregelleistung, Blindleistung, Minutenreserve, Momentanreserve, Schwarzstartfähigkeit und physikalische Trägheit durch rotierende Massen – alles wichtige Elemente für die Stabilität des Stromsystems, die Pumpspeicher ohne CO_2-Emissionen bereitstellen. Es wäre widersinnig, vorhandene SDL-Kapazitäten über eine Netzentgelt-Reform zu gefährden, um den Bedarf anschließend über andere Instrumente und zusätzliche Subventionen (bspw. Kraftwerks-Ausschreibungen) decken zu wollen.

Der Einwand, mögliche Netzentgelte seien einfach zusätzliche SDL-Bereitstellungkosten, überzeugt nicht, insbesondere bezüglich der Finanzierungs-Entgelte. Die Erhebung dieser Entgelte würde die SDL-Beschaffung spürbar verteuern und letztendlich in den allgemeinen Netzentgelten Berücksichtigung finden. Insofern ist keine Entlastung der restlichen Netznutzer zu erwarten. Es verbleibt aber ein erhebliches Maß an Unsicherheit und zusätzlicher Komplexität.

Resilienz: Pumpspeicher sind eine erprobte, heimische Speichertechnologie, die auf europäischer Ingenieursleistung beruht. Die Anlagen werden ausnahmslos von verlässlichen europäischen Unternehmen betrieben. Fragen nach geopolitisch heiklen Lieferketten oder sonstigen Abhängigkeiten stellen sich nicht. Beim Stromausfall in Spanien waren Pumpspeicher unverzichtbar beim Wiederaufbau der Versorgung. Auch bei einem Krisenfall in der deutschen Stromversorgung ist es unerlässlich, auf diese Assets zurückgreifen zu können.

Nachhaltigkeit: Pumpspeicher sind besonders langlebige Anlagen, deren Bau und Betrieb nicht von kritischen Rohstoffen abhängig ist. Leistungserhöhungen haben eine Lebensdauer von 50 Jahren und stehen dem Stromsystem damit langfristig zur Verfügung.

All diese Beiträge rechtfertigen die Berücksichtigung der besonderen Rolle von Pumpspeichern auch in einem wie auch immer gearteten Netzentgeltregime. Sollte sich die BNetzA für die Einführung eines Arbeitspreises auf saldierte Strommengen entscheiden schlagen wir vor, die Differenz aus dem Netz bezogenen Strom und in das Netz eingespeisten Strom bei Pumpspeichern nur hälftig bei der Berechnung von Netzentgelten zu berücksichtigen. Hierdurch wird der im Vergleich mit Batteriespeichern geringere Wirkungsgrad von Pumpspeichern, der bereits bei der Vermarktung der Pumpsiecher (Day ahead oder Intraday) einen wirtschaftlichen Nachteil für die Pumpspeicher zur Folge hat, nicht noch zusätzlich durch erhöhte Netzentgelte belastet es wird zur Chancengleichheit beider Technologien beigetragen.

Vollzug bestehender Rechtslage und Vertrauensschutz

Unabhängig von der energiewirtschaftlichen Bewertung von Speichernetzentgelten sieht Statkraft großen Diskussionsbedarf zur Reichweite der Ermächtigungsgrundlage des § 118 Abs. 6 Satz 12 EnWG und zum Thema Vertrauensschutz.

Bei der avisierten Rechtsänderung zur Beschränkung der Befreiungstatbestände in § 118 Abs. 6 EnWG ist zu beachten, dass die Bundesnetzagentur in § 118 Abs. 6 Satz 12 EnWG (nur) „abweichende Regelungen“ treffen kann, insb. zum zeitlichen Anwendungsbereich und den Voraussetzungen der Netzentgeltbefreiung. Eine (faktische) Abschaffung der Befreiungstatbestände wäre schon vom Wortlaut der Ermächtigung nicht gedeckt. Bislang kennt zudem nur die Regelung des § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG eine Befristung des Anwendungsbereichs (Inbetriebnahme bis 03.08.2029), die Befreiung für erweiterte Pumpspeicherkraftwerke nach Satz 2 indes nicht. Diese durch den parlamentarischen Gesetzgeber vorgesehene Differenzierung zugunsten von Pumpspeicherkraftwerken ist bei der Ausübung des § 118 Abs. 6 Satz 12 EnWG zu wahren.

Für laufende Verfahren zur Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG ist entscheidend, dass die Rechtslage erst mit Inkrafttreten der Festlegung wirksam geändert ist. Bereits gestellte Anträge auf Netzentgeltbefreiung sind ohne Verzögerung nach der derzeit geltenden Rechtslage zu bescheiden. Kommt es zu der Rechtsänderung müssen noch nicht beschiedene Anträge aus Gründen der Verhältnismäßigkeit und des Vertrauensschutzes durch Übergangsregelungen geschützt sein, da die Antragsteller zu diesem Zeitpunkt in ihren Projekten bereits Vermögensdispositionen getroffen haben werden.

Bereits vor Erlass einer Festlegung erteilte Befreiungen sind noch weitergehend in ihrem Bestand geschützt – unabhängig davon, wann diese erlassen wurden. Für den Widerruf einer bestandskräftigen Netzentgeltbefreiung bzw. deren nachträgliche Änderung bestehen hohe rechtliche Hürden. Dies gilt erst recht bei einer sog. unechten Rückwirkung, sollte durch die Festlegung der zeitliche Anwendungsbereich erteilter Befreiungen verkürzt werden. Dem Vertrauensschutz in den Fortbestand der Rechtslage bzw. Befreiung ist Rechnung zu tragen, um getätigte Investitionen nicht zu entwerten.

Was den Umfang des Vertrauensschutzes angeht, ist anzumerken, dass die Ausführungen der BNetzA in dem Workshop am 30. Januar, denen zufolge der Vertrauensschutz mindestens durch das EuGH-Urteil aus 2021, spätestens aber mit der Einführung der Abweichungskompetenz in § 118 Abs. 6 Satz 12 EnWG im Jahr 2023, erschüttert sei, nicht stichhaltig sind: Allein die Möglichkeit, eine Rechtsnorm ändern zu können, reicht nicht aus, um den Vertrauensschutz außer Kraft zu setzen. Denn diese Möglichkeit besteht jederzeit durch ein Tätigwerden des Gesetzgebers. Hinzu kommt, dass die Ermächtigungsgrundlage so weit gefasst ist, dass das „Wie“ einer Änderung nicht konkret vorhergesehen werden kann. Für ein Verhindern von

Vertrauensschutz muss jedoch klar sein, wann und in welche inhaltliche Richtung eine Änderung kommen soll. Bei Gesetzesänderungen wird dafür üblicherweise der Kabinettsbeschluss als frühestmöglicher Zeitpunkt angesehen – also der erste offizielle Schritt in den meisten Gesetzgebungsverfahren. Übertragen auf die Festlegungsverfahren bei der BNetzA wäre das die Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs. Würde man der Argumentation der BNetzA folgen, gäbe es praktisch keinen Vertrauensschutz mehr, da schon jede abstrakte Änderungsmöglichkeit der betreffenden Rechtsgrundlage solchen ausschlösse.

Diese Ausführungen betreffen grundsätzlich alle Entgeltkomponenten, insbesondere aber diejenigen mit Finanzierungsfunktionen, also Kapazitäts- und fixe Arbeitspreise. Hier können wir nicht erkennen, welche negativen Auswirkungen, bspw. auf den Strommarkt, dessen Preisbildung durch variable Kosten bestimmt wird, einen Eingriff in den Vertrauensschutz rechtfertigen könnten. Sollte sich die BNetzA für die Einführung dynamischer Netzentgelte, die wir aus o. g. Gründen kritisch sehen, aussprechen, könnte ein freiwilliger Übergang an diesem Anreizinstrument ermöglicht werden.

Unsicherheit und Investitionsattentismus

Insbesondere in der Übergangsphase vor der Einführung neuer Netzentgelte droht eine länger anhaltende Unsicherheit und damit ein Investitionsattentismus. Schon die laufende Diskussion führt zu Verzögerungen. Hinzu kommt, dass für die Marktteilnehmer nicht absehbar ist, wie hoch die zu zahlenden Netzentgelte ausfallen werden. Es ist zu erwarten, dass die Entgeltbildung im neuen System durch die Netzbetreiber eine längere Zeit in Anspruch nimmt. Schlimmstenfalls wäre die Höhe neuer Netzentgelte erst kurz vor deren Erhebung, also nach Planung der BNetzA erst Ende 2028, bekannt. Dies ist ein nicht tragbares Risiko für potenzielle Investoren. Insbesondere laufende und weit vorangeschrittene Projekte, bei denen bereits erhebliche finanzielle Aufwendungen getätigt wurden, sind empfindlich davon betroffen.

Allein durch diese Unsicherheit werden auch solche Vorhaben erschwert, die Engpässe reduzieren und CO2-neutrale Beiträge für einen sicheren Netzbetrieb leisten (bspw. Speicher im netztechnischen Norden) oder die Redispatch-Kosten senken könnten (bspw. thermische Kraftwerke mit höherer Effizienz und ohne lange Rampen). Der daraus folgende Aufschub ist energie- und volkswirtschaftlich schädlich, die entstehenden Kosten tragen die Stromkunden. Selbst wenn diese Unsicherheit beseitigt und Vorhersehbarkeit gewährleistet werden könnte entsteht das Risiko einer Kannibalisierung gerade in vermeintlich attraktiven Netzgebieten. Ob diesem Schaden realistische Effizienzgewinne gegenüberstehen, bleibt zweifelhaft.

Möglichkeit negativer Netzkosten

Im Workshop wurde von der BNetzA die Frage aufgeworfen, ob die Summe aller möglichen Entgeltkomponenten negativ sein können solle. Diese Frage ist grundsätzlich mit Ja zu beantworten, wenn die BNetzA sich zur Einführung von Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion und dynamischen Netzentgelten entscheiden sollte.

Die Frage ergibt sich aus der Option negativer Arbeitspreise zur Engpassvermeidung. Es wäre die Aufgabe der Netzbetreiber, die Höhe der grundsätzlich symmetrischen dynamischen Netzentgelte zu parametrieren. Diese müsste den ökonomischen Wert der Engpassvermeidung abbilden. Der Mehrwert wird durch die entsprechende Fahrweise generiert. Der Speicherbetreiber trägt damit also zur Finanzierbarkeit des Netzes und zur Senkung der Kosten für die anderen Netzkunden bereits bei ist dafür angemessen zu vergüten. Würden die Erlöse aus negativen dynamischen Netzentgelten die Summe der positiven Kostenelemente nicht übersteigen können, käme dies einer Preiskürzung und Entwertung der positiven Beiträge gleich, die natürlich auch die Erwartungshaltungen der Betreiber beeinflusst und zu Fehlanreizen für den Speicherbetrieb führen kann.

Über uns

Statkraft ist international führend in Wasserkraft und Europas größter Erzeuger erneuerbarer Energie. Der Konzern erzeugt Strom aus Wasser, Wind, Sonne und Gas, liefert Fernwärme und ist weltweit ein bedeutender Akteur im Energiehandel. Statkraft beschäftigt über 6.000 Mitarbeiter in mehr als 20 Ländern.

Kontakt

[redacted]

[redacted]