

Stellungnahme Beschlussentwurf im Verfahren zur Festlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik für die Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes; GBK-25-01-1#3)

Mit dem vorliegenden Festlegungsentwurf trifft die BNetzA weitreichende Entscheidungen für die zukünftigen Rahmenbedingungen von Stromerzeugungs- und Speichereinrichtungen in Deutschland. Während einzelne Anpassungen gegenüber den bisherigen Vorschlägen ausdrücklich zu begrüßen sind, halten wir zentrale Elemente des Vorschlags weiterhin für nicht überzeugend. Insbesondere die geplanten Finanzierungsentgelte, die Einführung dynamischer Netzentgelte sowie die Ausgestaltung des Vertrauensschutzes werfen erhebliche Fragen hinsichtlich Investitionssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Systemeffizienz auf.

Zum Verfahren

Wir möchten ausdrücklich den von der BNetzA aufgesetzten Prozess loben. Die frühzeitige Einleitung des Verfahrens sowie die intensive Einbindung der Stakeholder durch Workshops und Konsultationen haben aus unserer Sicht zu einer fundierten und konstruktiven Diskussion beigetragen. Statkraft hat sich intensiv an dem Prozess beteiligt.

Bedauerlich ist, dass es keine transparente wissenschaftliche Begleitung des Verfahrens gab. Das von der BNetzA beauftragte Gutachten wurde erst mit dem Festlegungsentwurf veröffentlicht. Eine frühere Offenlegung der Gutachterempfehlungen hätte die Nachvollziehbarkeit der Vorschläge der BNetzA verbessert und die fachliche Diskussion bereichert. Dies wiegt umso schwerer, als dass die Vorschläge der BNetzA durch das wissenschaftliche Gutachten an mehreren Stellen nicht eindeutig gestützt werden. Weiterhin sind zentrale Weichenstellungen, insbesondere zu dynamischen Netzentgelten, nicht mit quantitativen Untersuchungen untermauert worden. Dies muss unbedingt in ergebnisoffener Weise nachgeholt werden.

Zu Tenorziffer 9 (Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen)

Im Festlegungs-Entwurf hält die BNetzA grundsätzlich an ihren Überlegungen aus dem Orientierungspapier und dem Zwischenstand fest. Die Einwände gegen die Einführung von Einspeiseentgelten im Allgemeinen und Kapazitätsentgelten im Speziellen, die Statkraft in seiner Stellungnahme vom 27. März 2026 vorgetragen hatte, bleiben bestehen und werden durch die Gutachter der BNetzA teilweise bestätigt: Eine Entlastung der Letztverbraucher ist durch die zu erwartende Weitergabe der Kosten über andere Kanäle nicht zu erwarten (s. S. 87 + 127f.). Dass Anlagen mit niedrigen Vollbenutzungsstunden aber hoher systemischer Relevanz (Spitzenlastkraftwerke, Windenergie im Süden) besonders belastet werden, bleibt ebenso ein erhebliches Problem.

Die Einführung der Kapazitätspreise als neue Betriebskostenkomponente erschwert zudem deutlich die Kalkulation von Geboten und die Finanzierung von Projekten. Zwar ist anzuerkennen, dass die BNetzA durch die vorgelegte Berechnungsformel eine gewisse Vorhersehbarkeit ermöglichen und empfindliche Preissprünge vermeiden will. Die Entwicklung der in die Berechnung eingehenden Variablen bleibt aus Projektierer- und Finanziersicht dennoch in hohem Maße unsicher. Das gilt sowohl für die Regel- und Verlustenergiekosten als auch für die europarechtliche Deckelung von Einspeiseentgelten. Die aktuellen Diskussionen um eine Anpassung der entsprechenden europäischen Rechtsakte, die kurz vor Veröffentlichung des Festlegungsentwurfes begann, zeigen dies deutlich. Es gibt daher keine Garantie, dass während der Betriebszeit die von der BNetzA in dem Raum gestellte Spanne von 4 bis 7 EUR/kW*a – die an

sich bereits erheblich ist – nicht überschritten werden kann. Entsprechend wird dieses Risiko in den Geboten gewichtet werden müssen, was zu vermeidbaren Zusatzkosten im EEG-Konto führen wird oder auch zu vorzeitigen Stilllegungen führen kann, wenn Projekte durch steigende Netzentgelte unwirtschaftlich werden.

Auch, dass eine erhebliche Kostenbelastung von Bestandsanlagen droht, wird durch die Gutachter bestätigt. Dieser Umstand ist bei der Ausgestaltung der Vertrauensschutzregelungen unzureichend berücksichtigt (s. Ausführungen zu Tenorziffer 17).

Bezüglich der Reichweite der Zahlungspflicht führt die BNetzA aus, dass eine kommerzielle Marktteilnahme oder die Einspeisung von Überschussmengen maßgeblich sein soll. Aus diesem Grund würden als vorläufig stillgelegt geführte Anlagen in der Netzreserve von der Zahlungspflicht erfasst, als endgültig stillgelegt geführte jedoch ausgenommen (Randnummer 329). Keine definitive Aussage trifft die Festlegung zu Anlagen der Kapazitätsreserve. Nach unserer Auffassung sollten diese Anlagen generell von der Zahlungspflicht ausgenommen werden. Zum einen nehmen diese Anlagen ebenfalls nicht kommerziell am Markt teil. Ihnen ist die Marktteilnahme und sogar die Rückkehr in den marktlichen Betrieb explizit untersagt. Sie erzielen Erlöse über die Vergütung durch die Übertragungsnetzbetreiber und würden eine Kapazitätszahlung über entsprechend höhere Zuschläge refinanzieren. Eine Ausnahme wäre daher zur Komplexitätsreduktion sinnvoll, da sie auch keine negativen Auswirkungen auf die Kosten anderer Netznutzer hat.

Wir weisen darauf hin, dass die Vorschläge der BNetzA möglicherweise im Konflikt mit der zu erwartenden Anpassung der Ermächtigung über die Einführung von Baukostenzuschüssen und Einspeisenetzentgelten stehen. Die im Regierungsbeschluss zum Netzpaket enthaltene Änderung des § 17 EEG sieht vor, dass Baukostenzuschüsse und Einspeiseentgelte den Finanzierungsbedarf nach dem Energiefinanzierungsgesetz nicht erhöhen sollen. Dies ist jedoch nicht zu vermeiden. Die durch Kapazitätsentgelte, BKZ und dynamische Netzentgelte entstehenden Zusatzkosten werden von den Bietern in den EEG-Auktionen in ihren Geboten eingepreist. Eine Belastung des EEG-Kontos ist diesen Instrumenten immanent. Sollte die Regelung wie von der Bundesregierung vorgeschlagen verabschiedet werden, ist fraglich, ob auf dieser Grundlage die Vorschläge der BNetzA rechtssicher umgesetzt werden könnten.

Vorschlag: Statkraft schlägt vor, dass Erzeugungsanlagen während ihrer gesamten Betriebsdauer das im Inbetriebnahmehjahr veröffentlichte Kapazitätsentgelt zahlen und Anpassungen nur im Rahmen der allgemeinen Inflation zuzulassen. Alternativ sollte die vorgeschlagene Formel durch eine Deckelung ergänzt werden, um die Planungssicherheit zu erhöhen. Weiterhin sollten Anlagen in der Kapazitätsreserve generell ausgenommen werden.

Zu Tenorziffer 10 (Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen)

Statkraft hält die Einführung jeglicher Netzentgelte für Stromspeicher und auch die damit einhergehende Abschaffung der Regelungen in § 118 Abs. 6 EnWG weiterhin für falsch. Dies gilt für Batteriespeicher und insbesondere für Pumpspeicheranlagen. Für den langfristigen Weiterbetrieb der in Deutschland befindlichen Pumpspeicher bedeutet die angestrebte Systemänderung erhebliche Unsicherheit. Wir verweisen hierzu auf unsere Stellungnahme zum Orientierungspapier Stromspeicher vom 27. Februar 2026.

Für den weiterhin notwendigen Ausbau von Stromspeichern ist die fehlende Planbarkeit der Kapazitätsentgelte ein Problem. Ähnlich wie bei Erzeugungsanlagen erschwert die Unsicherheit über die künftigen Kosten die Projektkalkulation und Finanzierung. Die entsprechenden Ausführungen zur Tenorziffer 9 gelten darum analog auch für Stromspeicher. Bei diesen kommt jedoch hinzu, dass sie – anders als Erzeugungsanlagen – bislang nicht im Rahmen eines Ausschreibungsmechanismus (EEG, KWKG) errichtet werden. Die zusätzlichen Betriebskosten können daher nicht über ein entsprechend kalkuliertes Gebot und einen daran anknüpfenden Zuschlag abgesichert werden. Damit entsteht ein Anreiz zur Teilnahme an StromVKG-Ausschreibungen, um eine entsprechende Absicherung zu erreichen. Ordnungspolitisch ist dies sehr fragwürdig. Aus diesem Grund haben die Gutachter der BNetzA angemahnt, einen entsprechenden Kapazitätspreis für Speicher möglichst gering zu bemessen, um Gefahren für die Wirtschaftlichkeit auszuschließen. Dies ist mit dem Vorschlag im Festlegungs-Entwurf nicht gegeben. Bereits

bei einem Preis am unteren Ende des von der BNetzA angegebenen Korridors (5 EUR/kW*a) kann sogar bei Projekten mit günstiger Kostenstruktur die Profitabilität gefährdet werden.

Positiv anzumerken ist der Verzicht der BNetzA auf die Anwendung von Arbeitspreisen auf die saldierten Strommengen (Speicherverluste). Diese hätte insbesondere Pumpspeicher belastet. Bei Batteriespeichern hätte der Aufwand bei Anlagen- und Netzbetreibern den absehbar geringen Finanzierungsbeitrag nicht gerechtfertigt. Wir begrüßen daher den Verzicht auf dieses Instrument.

Zu Tenorziffer 12 (Entgelte mit Anreizfunktion)

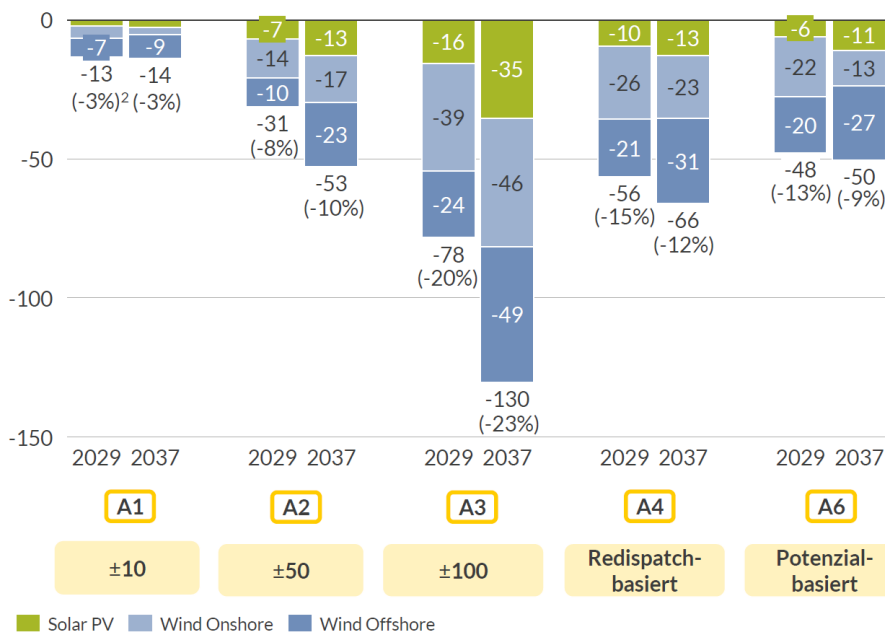
Statkraft hält die Einführung sog. dynamischer Netzentgelte weiterhin für falsch und lehnt diese ab. Nach unserer Auffassung, die auch wissenschaftlich untermauert wurde, bleibt der Mehrwert dieses Instruments äußerst begrenzt. Dem gegenüber stehen erhebliche Umsetzungsaufwände und Marktverwerfungen auf den Strom-Spotmärkten. Schon heute entstehen dadurch erhebliche Unsicherheiten bei Marktteilnehmern und Vorhabenträgern. Die negativen Effekte auf Preisniveau und CO₂-Emissionen sowie die begrenzte Minderung des Redispatch-Bedarfs wurden in der Aurora-Studie zu dem Thema, die u. a. von Statkraft beauftragt wurde, umfassend belegt.

Es ist unverständlich, dass die BNetzA im Festlegungs-Entwurf weiter eine grundsätzliche Entscheidung zugunsten dieses Instruments trifft. Negativ ist zudem, dass es gegenüber den ersten Überlegungen keine weiteren Konkretisierungen und gleichzeitig keine Vertrauensschutzregelungen für Bestandsanlagen sowie für Projekte, die bis zur konkretisierenden Festlegung realisiert werden sollen, gibt. Dies wird auch nicht dadurch gelindert, dass die BNetzA die Einführung auf 2033-35 verschiebt, im Gegenteil: Heute geplante und realisierte Anlagen haben dann noch den größten Teil ihrer Betriebsdauer vor sich und benötigen entsprechende Anhaltspunkte zur Abschätzung der finanziellen Auswirkungen. Die Gutachter der BNetzA bestätigen, dass diese Auswirkungen erheblich sein könnten. Außerdem unterstützt das Gutachten der BNetzA wesentliche Argumente, die Statkraft und andere Akteure gegen dynamische Netzentgelte vorgebracht hatten, insbesondere die mangelnde Treffsicherheit und den damit verbunden ein geringfügiger Mehrwert gegenüber dem Redispatch (s. Seite 199 + 203). Es ist nicht ersichtlich, warum die BNetzA die erheblichen energiewirtschaftlichen Bedenken ihrer eigenen Gutachter verwirft.

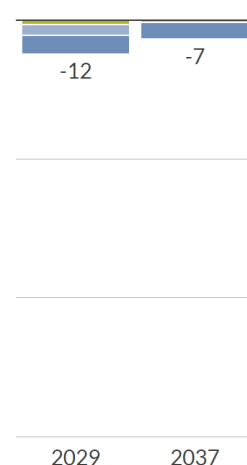
Erhebliche Einwände bestehen gegen die generelle Ausnahme der Windenergieerzeugung auf See vom Anwendungsbereich der dynamischen Netzentgelte (TZ 12.2 Satz 2). Die Erzeugung dieser Anlagen macht einen großen Anteil des deutschen Strommixes aus und hat somit einen signifikanten Einfluss auf die Auslastung der Netze. Die BNetzA hat während des gesamten AgNes-Prozesses verdeutlicht, dass Diskriminierungsfreiheit ein leitendes Prinzip des neuen Netzentgeltsystems sein muss und jegliche Ausnahmen nur durch positive Beiträge für das Stromnetz zu begründen sind – nur so könnten die Mehrkosten für die anderen Netznutzer gerechtfertigt werden. Die in Randnummer 448 vorgetragenen Gründe sind deshalb nicht stichhaltig: Eine räumliche Gebundenheit gibt es auch bei Windenergie-Anlagen an Land über die entsprechende Flächenausweisung (deren Steuerungswirkung vom Gesetzgeber jüngst mehrfach verstärkt wurde) und die Zuweisung der entsprechenden Netzverknüpfungspunkte durch die Netzbetreiber. Dass die Einbeziehung von Offshore-Erzeugung an einer zu komplexen Zuordnung zu einem Netzverknüpfungspunkt scheitern soll, überzeugt ebenso nicht, da komplexe Umsetzungsfragen auch an anderer Stelle im AgNes-Prozess keinen Hinderungsgrund für die BNetzA darstellen. Zudem sind zusätzliche Erlöseinbußen durch die Ausnahme für Anlagen an Land vorstellbar. Die ökonomischen Auswirkungen der Offshore-Ausnahme müssen daher umfassend untersucht werden, um Kollateralschäden und Diskriminierungen ausschließen zu können.

Insgesamt wird durch die Einführung regionaler dynamischer Netzentgelte deutlich mehr EE-Erzeugung abgeregelt ...

Delta der Nettoerzeugungsmengen von EE im Vergleich zum Basisszenario, inkl. Redispatch
TWh



EE-Redispatch, Basisszenario¹
TWh



1) Netto-Redispatch-Volumen der erneuerbaren Energien im Basisszenario. 2) Prozentuale Reduktion im Vergleich zur Gesamterzeugung von Solar PV und Wind im Basisszenario.

Quellen: Aurora Energy Research

Vertrauensschutz (Tenorziffern 17.4 ff.)

Statkraft begrüßt grundsätzlich, dass die BNetzA mit den Tenorziffern 17.4 bis 17.6 umfassendere Vertrauensschutzregelungen als in den vorangegangenen Orientierungspapieren vorschlägt. Im Festlegungsentwurf ist für Entgelte mit Finanzierungsfunktion ein Vertrauensschutz für sämtliche Bestandsanlagen bis zum Ablauf des 20. Betriebsjahres vorgesehen. Dies ist ein Schritt in die richtige Richtung, der nach unserer Ansicht aber noch unzureichend ist:

Ungeförderte thermische Kraftwerke: Die BNetzA begründet die Festlegung der Vertrauensschutzperiode auf 20 Jahre mit der Dauer des Netzentgelt-Befreiung für Stromspeicher in § 118 Abs. 6 EnWG sowie der Förderperiode im EEG (Randnummer 506). Diese Argumentation ist auf ungeförderte Anlagen, insbesondere thermische Kraftwerke, nicht übertragbar. Statkraft hat im Jahr 2007 in Knapsack (NRW) ein Gas-Kraftwerk errichtet und betreibt dieses seitdem. Eine Förderung haben wir nicht in Anspruch genommen. Die Investition in dieses kapitalintensive Projekt wurde nicht mit einem Horizont von lediglich 20 Jahren getroffen. Mit dieser Investition sind wir ein hohes wirtschaftliches Risiko eingegangen. Während der Betriebsphase ist die Erlössituation der Anlage bereits mehrfach durch politische Interventionen in den Strommarkt beeinträchtigt worden. Zudem haben wir die Anlage im Jahr 2021 umfassend modernisiert. Würde ein Kapazitätsentgelt von 5 EUR/kW*a eingeführt, entspräche dies bei einem 500 MW-Kraftwerk jährlichen Zusatzkosten von 2,5 Mio. EUR, was bei 15 Jahren Restlaufzeit auf einen Barwertverlust im zweistelligen Millionenbereich hinausläuft – eine erhebliche nachträgliche Entwertung der Investition, da diese Zusatzkosten nicht auf den Strompreis umgelegt werden können. Darum ist es unangemessen, den Vertrauensschutz für ungeförderte thermische Kraftwerke anhand von Förderperioden für vollkommen andere Asset-Typen (Batteriespeicher und EE-Anlagen) zu bestimmen und dabei umfassende

Modernisierungen nicht zu berücksichtigen, sondern rein auf die Inbetriebnahme abzustellen. Wir fordern die BNetzA auf, für solche Fälle einen deutlich längeren Vertrauensschutz von [40] Jahren vorzusehen.

Wasserkraft-Anlagen: Auch auf Wasserkraft-Anlagen ist die Begründung der vorgeschlagenen Vertrauensschutzregelungen nicht übertragbar. Diese sind besonders langlebig und werden mitunter deutlich über 80 Jahre betrieben. Die 20-jährige Vertrauensschutzperiode hat hier einen geringeren Anteil an der gesamten Betriebs- und Lebensdauer als dies bei Wind- und PV-Anlagen der Fall ist. Hinzu kommt, dass bei diesen Anlagen die Investitionsentscheidung getroffen wurde, als eine direkte Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten nicht zur Debatte stand. Um diesen Anlagen einen gleichwertigen Vertrauensschutz zu bieten, müssten diese eine deutlich längere Freistellung von Einspeiseentgelten erhalten. Wir schlagen [60] Jahre ab Inbetriebnahme vor.

EE-Anlagen: Zudem ist es mitnichten der Fall, dass die Wirtschaftlichkeit einer geförderten Anlage allein in der Förderperiode gesichert wird. Da die technische Lebensdauer in der Regel deutlich über die Förderlaufzeit hinausgeht, werden Erlöse, die im Anschluss an die Förderperiode erzielt werden können, bei der Projekt- und Gebotskalkulation durchaus berücksichtigt. Die drohenden Zusatzkosten sind erheblich. Sie dürften in den ersten von der Zahlungspflicht betroffenen Anlagen mind. 10.000 EUR pro Anlage und Jahr betragen. Diese Kosten werden häufig nicht am Großhandels- oder PPA-Markt gewälzt werden können, sodass viele Bestandsanlagen beschleunigt stillgelegt würden. Insofern ist es nicht garantiert, dass es durch eine Erhebung von Entgelten mit Finanzierungsfunktion ab dem 21. Betriebsjahr nicht zu einer unechten Rückwirkung kommt. Ob diese Anlagen angesichts der kurzen Vorlaufzeit und der intensiven Wettbewerbssituation rechtzeitig (bspw. unter Beachtung der Fristen nach § 16b BImSchG oder den neuen Fristen im aktuellen Entwurf der BauGB-Novelle) repowert werden können, ist fraglich. Die Einführung der Netzentgelte könnte also zu einer erheblichen Delle in der Entwicklung des Anlagenbestandes führen. Wir fordern die BNetzA daher auf, auf die Erhebung von Netzentgelten bei EE-Bestandsanlagen grundsätzlich zu verzichten.

Ausdrücklich zu begrüßen ist hingegen, dass laufenden Projekten mit hoher Reife ebenfalls für 20 Jahre Vertrauensschutz gewährt werden soll, wenn diese eine FID in Form eines wirksamen Ausschreibungszuschlages bis zum Inkrafttreten der Festlegung vorweisen können. Wir regen an, auch in den noch anstehenden Ausschreibungen eine Klarstellung aufzunehmen, dass für bezuschlagte Projekte keine Entgelte mit Finanzierungsfunktion erhoben werden, um auch vor dem Inkrafttreten der Festlegung Rechtssicherheit zu schaffen. Anders als in Tenor 17.4 zum Bestandsschutz für Erzeugungsanlagen enthält die Regelung für Speicher den Absatz zu Ausschreibungen nicht (*„Bei staatlich administrierten Ausschreibungen, die bei einem bezuschlagten Gebot eine Realisierungspflicht beinhalten, die durch Pönalen abgesichert ist, gilt das Datum des Gebotstermins, nach dem das abgegebenen Gebot nicht mehr zurückgenommen werden kann, als Datum der Investitionsentscheidung.“*). Sollten Speicher in einer StromVKG-Ausschreibung einen Zuschlag erhalten, kämen sie dem Wortlaut nach nicht in den Genuss des Vertrauensschutzes. Dies erscheint systematisch nicht konsistent und sollte daher ergänzt werden.

Pumpspeicher: Bezüglich Pumpspeicheranlagen hatte die BNetzA im Zwischenstand noch angedeutet, dass ein Vertrauensschutz bei Pumpspeichern nur nach erstmaligen Modernisierungen gelten solle. Diese Einschränkung, für die es keine überzeugende Begründung oder Notwendigkeit gab, ist im Festlegungsentwurf nicht enthalten. Dieser stellt nun auf eine FID vor dem Inkrafttreten der Festlegung und einer Erfüllung der Tatbestandsvoraussetzungen in § 118 Abs. 6 S. 2 und 4 EnWG ab. Diese Anpassung begrüßen wir.

Gleichwohl möchten wir nochmals darauf hinweisen, dass die gültige Rechtslage von der BNetzA zu vollziehen ist und dieser Vollzug nicht vor dem Hintergrund des AgNes-Prozesses ruhen kann. Daran ändert auch die Möglichkeit, Vertrauensschutz nach Inkrafttreten der Festlegung in Anspruch zu nehmen, nichts. Bereits vorliegende Anträge sind daher ohne Verzögerungen zu prüfen und entsprechend zu bewilligen, wenn die notwendigen Voraussetzungen erfüllt sind.

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

Claudia Gellert

Head of Political Affairs Germany
claudia.gellert@statkraft.com

Michael Koch

Manager Political Affairs
michael.koch@statkraft.com