

Stellungnahme

Einspeiseentgelte:

Orientierungspunkte der BNetzA

Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)

27. März 2026

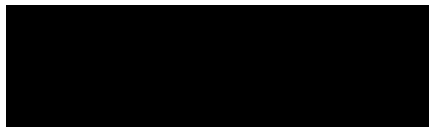


Stellungnahme

**Einspeiseentgelte:
Orientierungspunkte der BNetzA
Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)**

ARGE NETZ GmbH & Co. KG

Haus der Zukunftsenergien, Otto-Hahn-Straße 12-16, 25813 Husum
Gendarmenmarkt, Jägerstraße 54/55, 10117 Berlin



www.arge-netz.de

Registrierter Interessenvertreter mit Registernummer: R003496

Geschäftsführung: Stephan Frense
Sitz der Gesellschaft: Husum
Amtsgericht Flensburg: HRA 6501 FL
USt.-ID Nr.: DE 26 727 1472

Für einen umweltschonenden Druck bitte ab Seite 2 drucken.

Stellungnahme der Erneuerbaren-Gruppe ARGE NETZ

1. Einordnung und Grundsatzposition

ARGE NETZ begrüßt es, dass die Bundesnetzagentur ihre Aufgabe zur Neugestaltung der Netzentgeltssystematik Strom in einem transparenten Prozess unter Einbeziehung aller Stakeholder und durch die vorsichtige Abwägung aller fachlichen Argumente angeht.

Wir teilen die Auffassung, dass Einspeiseentgelte isoliert betrachtet eine Anreizfunktion für die Einspeisung insbesondere in zeitlicher (wann wird eingespeist) und örtlicher (wo wird zugebaut) Hinsicht entfalten können. Wir weisen jedoch darauf hin, dass die Betrachtung der Einspeiseentgelte nicht ohne Berücksichtigung bereits existierender regulatorischer Rahmenbedingungen, wie dem Referenzertragsmodell sowie den realen Finanzierungsbedingungen von Erneuerbare-Energie-Projekten (EE) stattfinden darf. Außerdem sollte bei der zeitlichen Verschiebung von Angebot und Nachfrage berücksichtigt werden, dass dargebotsabhängige EE-Anlagen ihre Einspeisung nicht verschieben, sondern nur einstellen können. Die Integration von Flexibilitäten ist ein wesentlicher Bestandteil des zukünftigen Energiesystems. Dabei deuten die Anschlussanfragen für hochflexible Batteriespeicher schon heute darauf hin, dass die Nachfrage voraussichtlich erfüllt werden kann. Diese können in Fällen, in denen Flexibilität benötigt wird, eine deutlich effizientere Lösung darstellen als EE-Anlagen, deren einzige Möglichkeit darin besteht, eine potenzielle Energieproduktion nicht durchzuführen.

Zudem sollte sich eine systemische Optimierung nicht auf kurzfristig vermiedene Netzausbau- und Netzbetriebskosten konzentrieren, sondern einen volkswirtschaftlich sinnvollen Planungshorizont berücksichtigen. Da sich die meteorologischen Bedingungen für die Erzeugung von Wind- und Solarenergie über die nächsten Jahrzehnte nicht maßgeblich verändern werden, sollte eine Standortentscheidung im Sinne der Systemeffizienz immer auch maßgeblich durch den möglichen Energieertrag beeinflusst werden.

Gebiete mit einem höheren Energieertragspotenzial werden durch das Referenzertragsmodell in kompetitiven Ausschreibungen bereits benachteiligt. Wenn diese Standorte zusätzlich mit höheren Einspeiseentgeltkomponenten belastet werden, besteht die Gefahr, dass der Zubau von Erzeugungsanlagen zu stark in Gebiete verlagert wird, in denen höhere Fördersummen erforderlich sind, um die Anlagen zu refinanzieren.

Das Argument der BNetzA, dass Einspeiseanlagen in einem überwiegenden Teil der Fälle die zentralen Treiber des erforderlichen Netzausbaus seien, teilt ARGE NETZ ausdrücklich nicht. Eine wünschenswerte steigende Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr sowie eine hohe Nachfrage nach kostengünstigem Strom, um heimische Industrie und mittelständische Produktion zu gewährleisten, sind die entscheidenden Faktoren, die einen Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen und den zugehörigen Netzausbau unerlässlich machen. Zudem ist der Ausbau der erneuerbaren Energien ein erklärtes, gesellschaftliches und politisches Ziel zum Klimaschutz und zur Stärkung der Resilienz unserer Energieinfrastruktur. Die Verantwortung für die entstehenden Kosten überwiegend dem Zubau von EE-Anlagen zuzuschreiben, wird der Komplexität und Bedeutung des Ausbaus nicht gerecht.

Grundsätzlich vertreten wir die Auffassung, dass jede aktuell geplante zusätzliche finanzielle Belastung von EE-Projekten zu steigenden Strompreisen bzw. erhöhten Förderbedarfen führt. Eine Entlastung der Verbraucher kann somit durch die hier vorgeschlagenen Instrumente nicht erreicht werden. Zudem besteht das Risiko, dass der Ausbau von EE verlangsamt oder an weniger geeignete Standorte verlagert wird, was erhebliche Auswirkungen auf das langfristige Strompreinsniveau haben kann und damit die Wettbewerbsfähigkeit im Allgemeinen bedroht.

Zu kritisieren ist darüber hinaus das stufenweise Vorgehen und die fehlende Kohärenz mit parallellaufenden Prozessen (z.B. Netzpaket und der Diskussion rund um Redispatchvorbehalt und fNAV aber auch die laufende EEG-Novelle, die eine tiefgreifende Umstellung der derzeitigen Finanzierungsbasis von EE-Anlagen vorsieht).

Wir fordern die BNetzA gemeinsam mit dem BMWF auf, einen konsistenten und kohärenten Rahmen zu entwickeln, der den beschleunigten, systemeffizienten Ausbau der Netze, Flexibilitäten und der Erneuerbaren Energien gewährleisten kann.

2. Vertrauensschutz und Investitionssicherheit

Ein umfassender Bestandsschutz ist im Rahmen der Ausgestaltung neuer Entgeltssystematiken zwingend zu gewährleisten. Bereits existierende Projekte mit gesicherter Finanzierung können nachträglich steigende Kosten nicht kompensieren. Dies gilt insbesondere für geförderte Anlagen, deren Erlösstruktur regulatorisch vorgegeben ist und somit kaum Spielraum für die Weitergabe zusätzlicher Belastungen lässt. Doch auch Anlagen in anderen Vermarktungsformen wie z.B. PPAs können gesteigerte Kosten innerhalb bestehender Verträge nicht einfach umlegen.

Gleichermaßen problematisch ist die Situation für Projekte, die sich derzeit in der Planungs- und Umsetzungsphase befinden. Spätestens mit dem Erhalt eines Zuschlags nach dem EEG besteht eine Realisierungspflicht. Zu diesem Zeitpunkt wurden regelmäßig bereits erhebliche Vorleistungen erbracht, Investitionen getätigt, Verträge geschlossen und Finanzierungsstrukturen verbindlich aufgesetzt. Nachträgliche, zusätzliche Kostenbelastungen greifen somit unmittelbar in bestehende wirtschaftliche Kalkulationen ein.

Besonders kritisch ist in diesem Zusammenhang die von der Bundesnetzagentur vertretene Auffassung zum Vertrauensschutz. Während für Baukostenzuschüsse bei geförderten Anlagen ein gewisser Vertrauensschutz gesehen wird, soll dieser für dynamische und kapazitätsbasierte Einspeiseentgelte nicht in gleicher Weise gelten. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur könnte ein solcher Vertrauensschutz spätestens mit der Veröffentlichung des Orientierungspapiers am 17.02.2026, dem Festlegungsentwurf, oder der finalen Festlegung entfallen. Dies hätte zur Folge, dass auch Projekte, die ab diesem Zeitpunkt bezuschlagt wurden, rückwirkend mit zusätzlichen Kosten belastet werden könnten.

Eine rückwirkende Belastung birgt erhebliche Risiken: Projektfinanzierungen müssten ggf. nachverhandelt werden, was zu einer nachträglichen Verteuerung führen kann. Daher besteht auch die Gefahr, dass Projekte nicht mehr wirtschaftlich realisiert werden können. Bereits die aktuelle Diskussion über die Einführung von Einspeiseentgelten und deren potenziell rückwirkende Anwendung führt zu erheblichen Unsicherheiten im Markt und beeinträchtigt Investitionsentscheidungen.

Ein besonderes Augenmerk ist zudem auf Bürgerenergieprojekte zu legen. Diese verfügen typischerweise nicht über die Möglichkeit, gestiegene Kosten projektübergreifend auszugleichen. Sie sind häufig stark fremdkapitalfinanziert und basieren in hohem Maße auf dem eingesetzten privaten Kapital der beteiligten Bürgerinnen und Bürger. Nachträgliche Kostensteigerungen treffen diese Projekte daher in besonderem Maße und gefährden ihre Wirtschaftlichkeit – und damit das Privatkapital der Bürgerinnen und Bürger – massiv.

Vor diesem Hintergrund ist es unerlässlich, einen umfassenden Bestandsschutz nicht nur für bereits in Betrieb befindliche, sondern auch für in Planung befindliche Projekte sicherzustellen. Ergänzend bedarf es langfristiger, klar definierter Übergangsregelungen sowie gezielter Härtefallmechanismen für solche Vorhaben, deren Finanzierung durch nachträglich eingeführte Kostenbestandteile erheblich beeinträchtigt würde. Nur so kann die notwendige Investitionssicherheit gewährleistet und der Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin verlässlich vorangetrieben werden.

3. Bewertung von Einspeiseentgelten

Der potenziell kostenentlastende Nutzen für Verbraucher durch Einspeiseentgelte ist nach Ansicht von ARGE NETZ begrenzt. Je nach Ausgestaltung werden die entstehenden Kosten über höhere Strompreise bzw. höhere Förderbedarfe an den Verbraucher bzw. Steuerzahler weitergegeben. Eine nachhaltige Entlastungswirkung ist daher nicht zu erwarten.

Gleichzeitig besteht das Risiko, dass der notwendige Ausbau erneuerbarer Energien langfristig gehemmt wird, sofern eine verlässliche Refinanzierung der Projekte nicht sichergestellt ist. Insbesondere dynamische Komponenten wirken sich hierbei nachteilig aus, da sie zu erheblichen Unsicherheiten in der Erlösstruktur führen. Dies hat unmittelbare Auswirkungen auf die Projektfinanzierung, da erhöhte Risiken in der Regel zu steigenden Finanzierungskosten führen oder im Extremfall die Finanzierbarkeit von Projekten verunmöglichen.

ARGE NETZ weist zudem darauf hin, dass bestehende Steuerungsinstrumente wie die Flächenplanung oder das Referenzertragsmodell bislang nicht ausreichend in die Überlegungen einbezogen werden.

Nach Ansicht von ARGE NETZ sind kapazitätsbasierte sowie insbesondere dynamische Einspeiseentgelte daher abzulehnen. Demgegenüber kann ein Baukostenzuschuss als milderes und praktikableres Instrument eine Alternative darstellen, sofern sich dessen Ausgestaltung am Ziel einer langfristigen Systemeffizienz orientiert.

3.1 Bewertung von kapazitätsorientierten Einspeiseentgelten

Kapazitätsbasierte Netzentgelte stellen aus Sicht von ARGE NETZ die ineffizienteste Form der Einspeisebeschränkung dar, da sie keine zeitliche Differenzierung vornehmen und somit unabhängig von der tatsächlichen Netzsituation wirken. Eine solche nicht zeitabhängige Restriktion führt dazu, dass vorhandene Netzkapazitäten in Zeiten geringer Auslastung nicht genutzt werden können, während gleichzeitig in anderen Zeiträumen weiterhin Engpässe bestehen bleiben.

Die durch kapazitätsbasierte Entgelte gesetzten Anreize führen dazu, dass Projektierer ihre vertraglich vereinbarte Netzanschlussleistung reduzieren, um Kosten zu minimieren. Dies hat zur Folge, dass selbst in Situationen, in denen ein höherer Kapazitätsbedarf besteht und netzseitig auch aufgenommen werden könnte, die Einspeisung künstlich begrenzt wird. Eine bedarfsgerechte Nutzung der Infrastruktur wird damit verhindert.

Isoliert betrachtet können Kapazitätsentgelte eine Finanzierungsfunktion erfüllen. Betrachtet man das Gesamtbild, wiegen ihre negativen Auswirkungen auf die gesamte Systemeffizienz langfristig jedoch deutlich schwerer als etwaige kurzfristige Einnahmen.

Sollte dennoch ein Kapazitätspreis eingeführt werden, ist zwingend darauf zu achten, dass dieser nicht ausschließlich an der installierten Leistung anknüpft, sondern auch die tatsächliche Nutzung berücksichtigt. Insbesondere die Volllaststunden sind hierbei ein zentraler Faktor. Technologien mit niedrigeren Volllaststunden – wie Wind- und Solarenergie – würden andernfalls strukturell benachteiligt, da sie ihre installierte Leistung nur vergleichsweise selten vollständig ausschöpfen können. Eine rein leistungsbezogene Bemessung würde somit zu erheblichen Verzerrungen zwischen den Energieträgern führen.

Zusätzlich verschärft wird die Problematik durch das Fehlen einer klaren Obergrenze für entsprechende Entgelte. Dies erschwert die Projektfinanzierung erheblich, da zentrale Kostenbestandteile nicht verlässlich kalkulierbar sind. Generell ist zu berücksichtigen, dass steigende Kosten auf der Erzeugerseite zu höheren Strompreisen bzw. steigenden Förderkosten führen. Eine tatsächliche Entlastung der Verbraucher ist daher nicht zu erwarten, da potenzielle Einsparungen bei den Netzkosten durch steigende Erzeugungskosten kompensiert werden.

Während größere Marktakteure zusätzliche Kosten unter Umständen noch teilweise über andere Projekte ausgleichen können, sind insbesondere kleinere Akteure und Bürgerenergiegesellschaften hierzu kaum in der Lage. Dies würde zu einer sinkenden Akteursvielfalt führen und die Resilienz des Energiesystems insgesamt langfristig schwächen.

3.2 Bewertung von dynamischen Einspeiseentgelten

Grundsätzlich erkennt ARGE NETZ den Bedarf für marktliche Signale, die den aktuellen Netzzustand adäquat abbilden, ausdrücklich an. Allerdings bestehen erhebliche Zweifel daran, ob dynamische Einspeiseentgelte ein geeignetes und zielgerichtetes Instrument darstellen, um systemdienliches Verhalten im erforderlichen Maße zu fördern.

Aus systemischer Perspektive sollte der Fokus nicht darauf liegen, die dargebotsabhängige und im Grundsatz kostenfreie Erzeugung erneuerbarer Energien in Zeiten positiver Strompreise zu reduzieren. Vielmehr sollte in diesen Situationen ein zusätzlicher Verbrauch angereizt werden, um lokal erzeugten Strom effizient zu

nutzen, anstatt ihn ungenutzt zu lassen. Es erscheint zielführender, gezielt Flexibilitäten auf der Verbrauchsseite zu aktivieren und deren netzdienliche Fahrweise über marktliche Anreize zu fördern. Gerade im Hinblick auf den geplanten Ausbau von Flexibilitätsoptionen kann so ein wirtschaftlich tragfähiges Geschäftsmodell geschaffen werden, das gleichzeitig zur Netzstabilität beiträgt.

Demgegenüber ist fraglich, ob dynamische Einspeiseentgelte für erneuerbare Energien hinreichend präzise ausgestaltet werden können, um das gewünschte Verhalten auszulösen, ohne ineffiziente Überreaktionen hervorzurufen. Zudem besteht die Gefahr, dass auf die deutsche Gebotszone beschränkte Preissignale zu unerwünschten Verlagerungseffekten führen. So könnte es dazu kommen, dass heimische Erzeugung aufgrund hoher Entgelte reduziert wird, während gleichzeitig Strom aus ausländischen Anlagen importiert wird. Netzengpässe würden dadurch nicht zwingend behoben, während die Belastung einseitig zulasten der inländischen Erzeugung ginge.

Besonders kritisch ist die Wirkung in ausbaustarken Regionen zu bewerten. Gerade dort, wo Netzengpässe und entsprechend hohe dynamische Einspeiseentgelte zu erwarten sind, befinden sich häufig die ertragreichsten Standorte für erneuerbare Energien. Eine Verteuerung der Erzeugungskosten an genau diesen Standorten wäre systemisch kontraproduktiv, da sie den Ausbau dort hemmt, wo Strom am effizientesten produziert werden kann.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt betrifft die Finanzierbarkeit von Projekten. Volatil ausgestaltete Einspeiseentgelte sind mit den Anforderungen der Projektfinanzierung von erneuerbaren Energien nur schwer vereinbar. Die daraus resultierenden Unsicherheiten führen bei Banken und Investoren zu erhöhten Risikoprämien, steigenden Finanzierungskosten, angepassten Laufzeiten sowie einem erhöhten Bedarf an Eigenkapital. Im Extremfall kann dies dazu führen, dass Projekte nicht mehr finanzierbar sind. Insbesondere kleinere Marktteilnehmer würden hierdurch benachteiligt oder sogar aus dem Markt gedrängt. Gleichzeitig würde sich die verfügbare Projektpipeline insgesamt reduzieren, da gebundenes Eigenkapital für weitere Vorhaben nicht mehr in ausreichendem Maße zur Verfügung stünde. Im Ergebnis würden EE-Anlagen und damit Strompreise und Förderbedarfe hierdurch im besten Fall verteuert. Im schlimmsten Fall sind Projekte gar nicht mehr finanzierbar, was in der Konsequenz die Energiewende insgesamt gefährden würde.

Hinzu kommt, dass dynamische Einspeiseentgelte potenziell negative Auswirkungen auf die Akzeptanz des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien haben können. Wenn zusätzliche Anlagen zu steigenden Netzbelastungen und damit zu hö-

heren dynamischen Entgelten auch für bereits bestehende Anlagen führen, entsteht ein negativer Rückkopplungseffekt, der Investitionsbereitschaft und gesellschaftliche Akzeptanz gleichermaßen beeinträchtigen kann.

Auch aus operativer Sicht sind dynamische Einspeiseentgelte mit erheblichem Umsetzungsaufwand verbunden. Insbesondere auf Verteilnetzebene fehlen bislang vielfach die notwendigen digitalen Infrastrukturen, um eine hinreichend genaue und zeitnahe Abbildung des Netzzustands sicherzustellen. Schließlich ist zu berücksichtigen, dass erneuerbare Erzeugungsanlagen nur eingeschränkt flexibel sind, da ihre Produktion maßgeblich dargebotsabhängig ist. Systemdienliches Verhalten sollte daher primär auf der Verbrauchsseite angereizt werden. Vor diesem Hintergrund erscheint die Einführung dynamischer Netzentgelte für Verbraucher deutlich zielführender als dynamische Einspeiseentgelte.

Solange der Strombedarf nicht vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann, ist es zudem essenziell, jede verfügbare grüne Kilowattstunde bestmöglich nutzbar zu machen. Anstatt erneuerbare Erzeugung zu drosseln, sollten Instrumente wie „Nutzen statt Abregeln“ konsequent weiterentwickelt und praxistauglich ausgestaltet werden. Auch eine breitere Einführung von Energy Sharing oder Direktbelieferungsmodellen sowie der beschleunigte Hochlauf von z.B. Elektrolyseuren kann dazu beitragen, Engpässe zu vermeiden. Diese Maßnahmen können einen wesentlichen Beitrag zur Entlastung der Netze leisten und gleichzeitig die Integration erneuerbarer Energien effizient voranbringen.

3.3 Bewertung von Baukostenzuschüssen

Aus Sicht von ARGE NETZ ist die Einführung eines Baukostenzuschusses (BKZ) für Einspeiser gegenüber alternativen Instrumenten wie kapazitätsbasierten oder dynamischen Einspeiseentgelten klar zu bevorzugen. Ein BKZ stellt das deutlich mildere Mittel dar und bietet zugleich wesentliche Vorteile hinsichtlich der Investitionssicherheit und Planbarkeit von Projekten. Zudem dürfte seine Implementierung deutlich unkomplizierter sein. Insbesondere im Kontext der Projektfinanzierung ermöglicht ein sachgerecht ausgestalteter BKZ gegenüber laufenden oder gar volatilen Einspeiseentgelten deutlich mehr Kalkulationssicherheit.

Für eine sachgerechte Ausgestaltung ist jedoch entscheidend, dass sich der BKZ nicht ausschließlich am kurzfristigen Netzausbaubedarf orientiert, sondern die gesamtwirtschaftliche Systemeffizienz in den Blick nimmt. Insbesondere dürfen Flächen mit hoher Standortgüte und günstigen Erzeugungsbedingungen nicht durch überhöhte BKZ unattraktiv werden. In ausbaustarken Regionen liegt typischerweise eine höhere Netzauslastung vor. Gerade dort befinden sich jedoch häufig auch die

besten Erzeugungsstandorte, etwa in den Küstenregionen mit besonders günstigen meteorologischen Bedingungen für die Windenergie. Eine solche Fehlsteuerung hätte langfristig negative Auswirkungen auf die Effizienz des Energiesystems, da sie den Ausbau an ungeeignete Standorte verlegen würde. Es wäre somit langfristig systemisch kontraproduktiv, ausgerechnet an den Standorten mit den günstigsten Bedingungen die Erzeugungskosten durch hohe BKZ zu verteuern. Kurzfristig höhere Netzausbaukosten dürfen einem langfristig effizienten Ausbaupfad nicht entgegenstehen.

Ein BKZ sollte sich an der vertraglich vereinbarten Netzanschlussleistung sowie an deren tatsächlichen Nutzung bemessen. Dabei sind insbesondere Faktoren wie Eigenverbrauch, Co-located Speicherlösungen oder die realen Volllaststunden zu berücksichtigen, da diese maßgeblich für den tatsächlichen Netzausbaubedarf sind. Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass die Höhe des BKZ dem Projektierer frühzeitig bekannt ist und die Zahlung erst zum Zeitpunkt des Netzanschlusses bzw. der Inbetriebnahme fällig wird, um die Liquidität – insbesondere unter Einbezug von Fremdkapital – nicht zu gefährden.

Weiter ist zu beachten, dass mit der Flächenplanung sowie dem Referenzertragsmodell (REM) bereits etablierte Steuerungsinstrumente existieren, insbesondere im Bereich der Windenergie. Viele Bundesländer sind in ihrer Flächenplanung bereits weit fortgeschritten. Hinzu kommt, dass das REM bereits heute dazu führt, dass besonders windhöfliche Standorte gegenüber weniger geeigneten Standorten benachteiligt werden. Eine zusätzliche Benachteiligung durch einen nicht systemdienlich ausgestalteten BKZ ist daher unbedingt zu vermeiden.

Neben der Standortgüte spielt auch die lokale Akzeptanz eine zentrale Rolle für die Realisierung von Projekten erneuerbarer Energien. Regionen mit hoher Akzeptanz – wie etwa Schleswig-Holstein – dürfen durch eine ungeeignete BKZ-Systematik nicht ausgebremst werden, da ein Ausweichen auf andere Standorte mit geringerer Akzeptanz nicht uneingeschränkt möglich ist, was die Ausbauziele insgesamt gefährden kann.

Schließlich sind die besonderen Rahmenbedingungen von Bürgerenergieprojekten zwingend zu berücksichtigen. Diese unterliegen gemäß § 3 Nr. 15 EEG spezifischen Anforderungen, insbesondere hinsichtlich der regionalen Verankerung der beteiligten Bürgerinnen und Bürger im Umkreis von 50 Kilometern und die Anlage. Eine räumliche Verlagerung in netzentlastete Gebiete zur Vermeidung von BKZ ist für solche Projekte daher faktisch nicht möglich. Eine entsprechende Ausgestaltung des BKZ sollte diesen Umstand unbedingt berücksichtigen, um Bürgerenergieprojekte nicht unverhältnismäßig zu benachteiligen und damit die Akteursvielfalt und teilhabebasierte Energiewende zu gefährden.

4. Zu den Fragen der Bundesnetzagentur

Finanzierungsfunktion der Netzentgelte bei Einspeisern

Wird die Einschätzung geteilt, dass Kosten für Netzverluste und Kosten für Regelleistung zur Bildung einer Netzentgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion (Kapazitätspreis) genutzt werden sollten? Oder sollen diese Kosten auch der Anreizfunktion zugeordnet werden?

ARGE NETZ lehnt kapazitätsbasierte und dynamische Einspeiseentgelte für erneuerbare Erzeugungsanlagen aus den genannten Gründen – Probleme bei der Projektfinanzierung, Anreiz von systemischen Ineffizienzen, keine Entlastung der Verbraucher – ab.

Sind in einer Welt mit zunehmender EE-Einspeisung, deren Grenzkosten zwar nicht Null sind, die aber deutlich niedriger liegen als bei einer Brennstoff-basierten Stromproduktion, signifikante Auswirkungen von Einspeisenentgelten auf die Strompreisbildung zu erwarten? Welche Wirkungen sind für Import- und Exportmengen zu erwarten? Werden Stromexporte verteuert?

Vor dem Hintergrund der vorgeschlagenen Maßnahmen bleibt unklar, wie der Begriff einer „signifikanten“ Auswirkung konkret zu definieren ist. Eine präzise und belastbare Abgrenzung ist jedoch erforderlich, um die tatsächlichen Effekte auf Markt, Preise und Investitionsentscheidungen sachgerecht bewerten zu können.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass steigende Kosten auf Seiten der Erzeuger entweder über den Strompreis – im Falle mengenbezogener Entgelte – oder über einen erhöhten Förderbedarf – bei kapazitätsbezogenen Ansätzen – weitergegeben werden. Andernfalls wäre die Realisierung neuer Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien wirtschaftlich nicht mehr darstellbar. Bereits heute bewegen sich die Renditen entsprechender Projekte häufig im einstelligen Bereich, sodass zusätzliche Kostenfaktoren die Wirtschaftlichkeit unmittelbar gefährden.

Auch wenn kurzfristig – insbesondere bei kapazitätsbasierten Entgelten – keine unmittelbaren Effekte auf die Großhandelsstrompreise zu erwarten sind, ist langfristig von einem steigenden Preisniveau auszugehen. Hintergrund ist, dass zusätzliche Entgelte die zu refinanzierenden Fixkosten erhöhen und damit Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten verteuern oder gar hemmen.

Ein weiteres Risiko besteht darin, dass steigende inländische Stromkosten die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Erzeugungsanlagen schwächen und verstärkt

Stromimporte begünstigen. Ausländische Produzenten würden dadurch bessergestellt, während inländische Projekte benachteiligt würden. Sollte sich die Preisbildung zunehmend auf günstigere Stromimporte stützen, besteht die Gefahr, dass Projekte in Deutschland aufgrund der gestiegenen Kosten in Engpassregionen im Extremfall nicht mehr wirtschaftlich realisiert werden können. Dies könnte entweder zu einem deutlichen Rückgang des Ausbaus erneuerbarer Energien führen oder dazu, dass Investitionen verstärkt in weniger geeignete Standorte gelenkt werden, an denen zwar freie Netzkapazitäten vorhanden sind, die Stromproduktion jedoch mit deutlich höheren Kosten und geringeren Erträgen verbunden ist. Dies ist im Sinne der Systemeffizienz zu vermeiden.

Ist es in einem einheitlichen Stromgroßhandelsmarkt vorstellbar, neue Anlagen und Bestandsanlagen, die einen Vertrauensschutz genießen, unterschiedlich zu behandeln?

Investitionssicherheit ist am Wirtschaftsstandort Deutschland ein sehr hohes Gut. Bei den milliardenschweren Investitionen, die noch in die Modernisierung und Stärkung unserer Energieinfrastruktur getätigt werden sollen, darf dieses Vertrauen nicht gefährdet werden. Der Bestandsschutz muss daher zwingend gewährleistet sein.

Bestandsanlagen können nachträgliche Kostenfaktoren nicht nachträglich einpreisen. Gerade bei kleineren Akteuren basiert die Finanzierung oft zu einem großen Teil auf Fremdkapital und ist meist „auf Kante genäht“. Nachträgliche Kostensteigerungen würden viele dieser Projekte stark belasten, in einigen Fällen sogar zur Unwirtschaftlichkeit führen. Ein besonderes Augenmerk muss auch an dieser Stelle auf Bürgerenergiegesellschaften gerichtet werden. Sie wirtschaften mit dem privaten Kapital der Bürgerinnen und Bürger und sind in hohem Maße kreditfinanziert. Zudem verfügen sie nicht über ein breites Portfolio, sondern in der Regel nur über ein oder wenige Erzeugungsanlagen. Sie können höhere Kosten kaum bis gar nicht wälzen und sind daher besonders hart von Kostensteigerungen betroffen. Im Sinne der akzeptanzbasierten Energiewende und Akteursvielfalt auf dem Energiemarkt muss die BNetzA die besondere Position von kleineren Akteuren, insbesondere Bürgerenergiegesellschaften daher unbedingt berücksichtigen.

Wie sind die Gesamtwirkungen von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zu bewerten?

Solange Kostensteigerungen weitergereicht werden (Neuanlagen) werden Anlagen kurzfristig weiterhin wirtschaftlich betrieben werden können. In der Folge verteuert sich langfristig jedoch auch der Strompreis bzw. der Förderbedarf unabhängig vom

gewählten Entgeltinstrument – in diesem Fall wäre jedoch auch die Anhebung des gesetzlichen Höchstwertes zwingend erforderlich. Voraussetzung hierfür ist jedoch ein kalkulierbarer Betrag, der bereits zu Beginn der Planung feststeht. Andernfalls ist die Finanzierung von Projekten nicht oder nur mit erheblichen Risikoaufschlägen möglich. Von den vorgeschlagenen Optionen erfüllt nur ein BKZ zumindest im Ansatz diese Voraussetzungen.

Kostensteigerungen bei Bestandsanlagen gefährden deren Wirtschaftlichkeit akut. Der Bestandsschutz muss zwingend gewährleistet sein!

Anreizfunktion der Netzentgelte bei Einspeisern

Wie genau muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, um netzdienliches Verhalten (d.h. Engpassvermeidung) von Einspeisern effektiv und effizient anzureizen?

ARGE NETZ lehnt die Einführung dynamischer Einspeiseentgelte für Anlagen erneuerbarer Energien strikt ab. Insbesondere die mit volatilen Preisbestandteilen verbundene Unsicherheit steht im klaren Widerspruch zu den Anforderungen der Projektfinanzierung. Verlässliche und planbare Erlösstrukturen sind eine zentrale Voraussetzung für die Finanzierung von EE-Projekten. Dynamische Entgelte untergraben diese Grundlage erheblich und führen zu steigenden Finanzierungskosten oder im Extremfall zur Nichtrealisierbarkeit von Vorhaben.

Hinzu kommt, dass erneuerbare Energien als dargebotsabhängige Erzeugungsformen nur sehr begrenzte Flexibilität aufweisen. Ein fehlendes Verschiebungspotenzial bedeutet, dass bei entsprechenden Preissignalen wertvoller, erneuerbarer Strom nicht produziert wird. Es sollte jedoch kein Anreiz geschaffen werden, ein volkswirtschaftlich wertvolles Gut ungenutzt zu lassen – insbesondere vor dem Hintergrund, dass künftig von einer deutlich steigenden Flexibilität auf der Nachfrageseite auszugehen ist, etwa durch Batteriespeicher (BESS). Diese Flexibilitäten können wesentlich effizienter zur Vermeidung von Netzengpässen beitragen als Eingriffe in die Erzeugung, deren Flexibilität naturgemäß begrenzt ist.

Sofern dennoch dynamische Anreize für die Einspeiseseite erwogen werden, ist zwingend sicherzustellen, dass nicht eingespeiste Strommengen angemessen vergütet werden. Andernfalls würde die wirtschaftliche Grundlage der Projekte weiter ausgehöhlt. Zudem ist zu beachten, dass dynamische Einspeiseentgelte – wie von der Bundesnetzagentur angedacht – nicht zwangsläufig zu einer effektiven Entlastung von Netzengpässen führen. Insbesondere in Grenzregionen besteht die Gefahr von Fehlanreizen, die zu unerwünschten Marktverzerrungen führen können, ohne das zugrunde liegende Netzproblem tatsächlich zu lösen.

Grundsätzlich sollte sich ein mögliches Anreizsystem nicht ausschließlich an der kurzfristigen Netzdienlichkeit orientieren, sondern die Effizienz des Gesamtsystems in den Mittelpunkt stellen. In diesem Zusammenhang ist auch die Rolle bestehender Instrumente wie der Redispatch-Vergütung zu berücksichtigen. Diese setzt wichtige Anreize für den notwendigen Netzausbau, insbesondere in ausbaustarken und zugleich ertragreichen Regionen. Eine Reduktion der Redispatchkosten würde diese Anreize abschwächen und könnte dazu führen, dass dringend erforderliche Netzausbaumaßnahmen verzögert werden. Dies stünde im Widerspruch zu den Zielen einer langfristig effizienten und leistungsfähigen Energieinfrastruktur.

Wird die Einschätzung geteilt, dass die Engpassmanagementkosten genutzt werden können und sollen, um Netzentgelte mit Anreizfunktion mit einem sinnvollen ökonomischen Hebel bilden zu können?

Auch hier gilt: Das Instrument der Redispatch-Vergütung hat den Zweck, den Netzausbau anzureizen. Dieser wird insbesondere in ausbaustarken Regionen – die zumeist auch die ertragsstärksten Standorte darstellen – im Sinne der systemischen Gesamteffizienz dringend benötigt. Eine künstliche Reduktion der Redispatchkosten, die nicht aus einer Ertüchtigung der betroffenen Netzabschnitte resultiert, würde den Anreiz für Netzbetreiber verringern, hier ihrer Verantwortung nachzukommen.

Wie muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, ohne (in einer Lernphase) Einfluss auf die Vermarktung der Erzeugungsanlagen auszuüben, aber dennoch den Zielen der Anreizfunktion gerecht zu werden?

ARGE NETZ lehnt dynamische Einspeiseentgelte für erneuerbare Erzeugungsanlagen aus den genannten Gründen ab. Wenn eine dynamische Komponente hoch genug angelegt wäre, um eine – wie auch immer geartete – Wirkung zu entfalten, wirkt sie sich stets stark negativ auf die Projektfinanzierung aus. Projekte – und damit Strompreise – würden verteuert oder unwirtschaftlich, was inländische Stromanbieter gegenüber ausländischen benachteiligen würde. Zudem stehen steigende Strompreise dem Ziel sinkender Energiepreise für Verbraucher – insb. für die schwächelnde Industrie – diametral gegenüber. Dies würde den Standort Deutschland weiter schwächen.

Wie schnell kann bei Einspeisern mit einem dynamischen Arbeitspreis gestartet werden? Wie bei Speichern auch 2029, weil bei dieser Netznutzergruppe ebenfalls die Voraussetzung der 1/4-h-genauen Messung bereits gegeben ist?

ARGE NETZ lehnt dynamische Einspeiseentgelte für erneuerbare Erzeugungsanlagen aus den genannten Gründen ab.

Wie sollte eine Koordination mit den Redispatch-Prozessen aussehen, um einen widerspruchsfreien Anreiz zu schaffen?

Das existierende Instrument der Redispatch-Vergütung verfolgt das Ziel, den Netzausbau anzuregen. Im Sinne der Gesamteffizienz des Systems sollte dies nicht unterlaufen werden.

Wie stark soll die Regionalisierung der dynamischen Entgelte erfolgen, um zielgenaue Signale für den Betrieb von EE-Anlagen zu senden?

ARGE NETZ lehnt dynamische Einspeiseentgelte für erneuerbare Erzeugungsanlagen aus den genannten Gründen ab.

Bedarf es eines vorzeichengerechten dynamischen Preissignals beiderseits des Engpasses, um hinter dem Engpass zusätzliche Erzeugung anzureizen?

ARGE NETZ lehnt dynamische Einspeiseentgelte für erneuerbare Erzeugungsanlagen aus den genannten Gründen ab.

Welche Optionen für die Einführung von Einspeiseentgelten halten sie für vorzugswürdig:

- **Option 1: Fokus auf Anreizfunktion zur bewussten Verhaltensänderung durch wirkmächtige dynamische Netzentgelte auch auf die Gefahr von Überreaktionen hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Senkung der dynamischen Netzentgelte?**
- **Option 2: Dynamisches Netzentgelt mit geringer Anfangshöhe in der Einführungs- und Lernphase auch auf die Gefahr einer unvollständigen Engpassentlastung hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Anhebung der dynamischen Netzentgelte?**

ARGE NETZ lehnt die Einführung von kapazitätsbasierten und/oder dynamischen Entgelten für erneuerbare Erzeugungsanlagen aus den genannten Gründen ab. Sie verteuern die ohnehin bereits hohen Strompreise, Erhöhen den Förderbedarf und erschweren die Projektfinanzierung. Im Extremfall würden Projekte unwirtschaftlich und die Erreichung der Ausbauziele gefährdet. Eine weitere Folge wäre die Verschiebung des Ausbaus an weniger geeignete Standorte, was im Sinne der Systemeffizienz unbedingt zu vermeiden ist. In diesem Zusammenhang sind die besonderen Voraussetzungen für Bürgerenergiegesellschaften (Standortgebundenheit, hohe Fremdkapitalfinanzierung, keine Möglichkeit zur Kostenwälzung über größere Portfolios und besondere Verantwortung für privates Kapital der Beteiligten) im Sinne der Akteursvielfalt und akzeptanzbasierten Energiewende zwingend zu berücksichtigen!

Als milderer Mittel wäre ein BKZ nach Ansicht der ARGE NETZ vorstellbar, sofern er die genannten Bedingungen erfüllt. Hierzu zählt die Kalkulierbarkeit, um die Projektfinanzierung weiterhin zu ermöglichen. Zudem muss ein möglicher BKZ zwingend mit Blick auf die Effizienz des Gesamtsystems ausgestaltet werden. Eine reine Verschiebung von Erzeugungsanlagen an weniger geeignete Standorte allein auf Basis freier Netzkapazitäten würde sich negativ auf die Systemeffizienz auswirken und könnte zudem aufgrund von Wechselwirkungen mit bestehenden Steuerungsinstrumenten negative Auswirkungen auf die Erreichung der Ausbauziele entfalten.

5. Fazit

ARGE NETZ lehnt sowohl kapazitätsbasierte als auch dynamische Entgelte für Einspeiser ab. Ein ausgewogener, systemdienlicher BKZ wäre als milderer Mittel vorstellbar. Zu betonen bleibt weiterhin, dass der Bestandsschutz zwingend gewährleistet sein muss und insbesondere die Besonderheiten in Bezug auf Bürgerenergiegesellschaften von der BNetzA anerkannt werden müssen.

Für die weitere Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik hält ARGE NETZ mehrere Punkte für entscheidend. Dazu gehören ein verbindlicher Zeitplan für die Reform, großzügige Übergangsbestimmungen, Transparenz über die erwarteten Entgeltwirkungen sowie eine kohärente und konsistente Abstimmung mit parallel laufenden energiepolitischen Prozessen. Die Komplexität der Systematik sollte begrenzt und Systemdienlichkeit konsequent belohnt werden. Gleichzeitig muss der Vertrauensschutz bestehender Investitionen uneingeschränkt gewahrt bleiben.

Erneuerbaren-Unternehmensgruppe **ARGE NETZ**

ARGE NETZ gehört zu den führenden Unternehmensgruppen der erneuerbaren Energieversorgung. Wir bündeln mit 480 Gesellschaften rund 5.200 Megawatt installierte Leistung aus Wind, Photovoltaik, Biomasse und bieten Lösungen zur Speicherung und Umwandlung von erneuerbaren Energien.

Für Rückfragen und konkrete Beispiele aus der Praxis stehen wir gerne zur Verfügung.

Ansprechpartner

