

Stellungnahme

Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA

Stellungnahme des bne zum Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3) Einspeiseentgelte: Orien- tierungspunkte der BNetzA

Berlin, 27. März 2026: Außer für rein wetterabhängige Erneuerbare-Anlagen ist die Einführung von Einspeiseentgelten grundsätzlich sinnvoll. Dagegen bedeuten Netzentgelte für wetterabhängige Erneuerbare-Anlagen vor allem zusätzliche Belastungen, die für zukünftige Anlagen durch höhere Fördersätze ausgeglichen werden müssen, mehr Anlagen in die Förderung drängen oder Investitionen verhindern. Die erhoffte Steuerungswirkung wird für diese Anlagen nicht in vergleichbarer Art wie für steuerbare Anlagen eintreten, da eine Verlagerung der Erzeugung nicht möglich ist. Die BNetzA sollte frühzeitig darauf hinwirken, dass Unsicherheiten aufgrund der Festlegung schnell beseitigt werden. Die Unsicherheit belastet schon jetzt die Finanzierbarkeit von Anlagen. Sollten die Unsicherheiten nicht ausgeräumt werden, ist der weitere EE-Zubau massiv gefährdet. Diese Stellungnahme adressiert nur Entgelte für Einspeiser, Entgelte für Co-Location Anlagen und Prosumer werden in der gemeinsamen Stellungnahme des bves und des bne zum Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3) „Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA“ adressiert.

Im Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom als Nachfolgeregelung zu den bisher gesetzlich geregelten Netzentgeltvorgaben auch Einspeiser als Netzentgeltzahler in Betracht zu ziehen ist zunächst systematisch richtig. Ebenso ist es grundsätzlich richtig, auch Einspeisern dynamische Anreize zur netzdienlicheren Nutzung der Netze zu geben, wozu sachlogisch auch die Erhebung von flexiblen Entgelten erforderlich ist. Bei Einspeisern sind allerdings die Rahmenbedingungen zu beachten, die insbesondere für wetterabhängige



Erzeugungsanlagen die Erhebung von Netzentgelten – wenn überhaupt – nur in einem sehr geringen Umfang erlauben, wenn der weitere Zubau dieser Anlagen nicht gefährdet werden soll.

Konkurrierende Regelsetzung problematisch

Besonders problematisch ist, dass zeitgleich zum vorliegenden Festlegungsverfahren eine Reihe weiterer Maßnahmen vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) vorgeschlagen wurden, die auf Erzeugungsanlagen und Netzengpässe bzw. Engpässe beim Netzanschluss abzielen und damit zum Teil mit dem vorliegenden Festlegungsverfahren überschneidende Zielsetzungen verfolgen. Die Auswirkungen auf die Erzeugungsanlagen und ihren weiteren Zubau können jedoch nur gesamthaft betrachtet und damit bewertet werden. Beide Verfahren sind somit interdependent. Soll der weitere Ausbau insbesondere von erneuerbaren Anlagen nicht gefährdet werden, sollte die BNetzA deshalb keine zusätzlichen Belastungen für diese Anlagen festlegen, solange nicht klar ist, welche Folgen die anderweitigen gesetzlichen Änderungen haben werden.

Schnelle Entscheidungen notwendig

Mit der hohen derzeitigen Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Rahmenbedingungen für Erzeugungsanlagen ist zu erwarten, dass sich Investoren zurückhalten oder mindestens zusätzliche Risikoaufschläge für ihre Projekte einrechnen. Erste Anzeichen sind bereits zu bemerken. Damit droht zumindest vorübergehend eine Investitionslücke, die die Ausbauziele für Erneuerbare in Frage stellt. Es ist deshalb dringend notwendig, hier möglichst schnell klare Aussagen zu den zukünftigen Rahmenbedingungen zu erhalten, idealerweise in Form einer abschließenden Festlegung. Aber auch belastbare Aussagen zur Befreiung von noch vor dem Geltungszeitpunkt der neuen Festlegung errichteten Anlagen von den künftigen Entgelten könnten eine Investitionslücke verhindern. Entscheidend ist, dass der Zeitraum der Unsicherheit möglichst klein gehalten wird.

Unsicherheiten vermeiden

Unabhängig von der weiteren Bewertung der Vorschläge der BNetzA zur Einführung eines Kapazitätsentgelts und eines dynamischen Arbeitsentgelts muss festgehalten werden, dass Unsicherheiten problematisch sind. Die Höhe der vorgeschlagenen Entgelte oder die Häufigkeit des Auftretens der dynamischen Entgelte sind allenfalls in der kurzen Frist gut prognostizierbar, in der mittleren oder längeren Frist jedoch bestehen große Unsicherheiten. Die dynamischen Entgelte sind abhängig von Entscheidungen der Netzbetreiber, ihre Netze auszubauen, von anderen Erzeugern, in denselben Regionen ihre Anlagen zu errichten und von noch weiteren Entscheidungen, die nicht in der Sphäre der Investoren von EE-Anlagen liegen.

Die damit entstehende Unsicherheit hat jedoch unmittelbar Auswirkungen auf die Investitionen: bei Unsicherheit müssen zusätzliche Risiken eingepreist werden, mit der Folge, dass entweder die Förderung der Anlagen erhöht werden muss oder dass die Anlagen nicht errichtet werden. Deshalb haben auch die Vertreter der EE-Anlagen-Investoren während des Workshops zu den Orientierungspunkten dazu tendiert, ein besser kalkulierbares insbesondere einmaliges Entgelt wie den Baukostenzuschuss zu präferieren.



Ein geeigneter alternativer Ansatz könnte darin bestehen, den BKZ in jährliche Raten aufzuteilen, um feste und im Rahmen der Finanzierungsstrukturierung verlässlich planbare Kapazitätsentgelte zu gewährleisten. Zentral ist hierbei, dass die Zahlungen über eine klar definierte Laufzeit hinweg entweder konstant ausgestaltet sind oder zumindest nach einer einheitlichen, transparenten und langfristig stabilen Logik festgelegt werden. Ebenso ist sicherzustellen, dass weder die Höhe der Zahlungen noch deren Laufzeit nachträglich auf Grund regulatorischer Vorgaben geändert werden.

Eine verlässliche, stabile und planbare Kostenstruktur ist eine zentrale Voraussetzung für die Finanzierbarkeit von EE-Projekten. Banken stellen Fremdkapital nur dann bereit, wenn die zugrunde liegenden Zahlungsströme auch langfristig kalkulierbar und vor regulatorischen Eingriffen hinreichend geschützt sind. Veränderliche Raten beim **Kapazitätsentgelt** wären ein Risiko, das sich kostenerhöhend in den Finanzierungen auswirkt, aber keinen zusätzlichen Finanzierungsbeitrag bei den Netzentgelten schafft. Der bne möchte dafür werben, bei der Ausgestaltung der Entgelte die Unsicherheiten bezüglich der finanziellen Auswirkungen so gering wie möglich zu halten.

Kostentragfähigkeit

Die große Mehrheit der neu errichteten PV- und Windanlagen werden gefördert oder haben einen Förderanspruch, der zur Absicherung von PPA dient, aber zunächst nicht genutzt wird. Wenn für diese Anlagen Netzentgelte eingeführt werden, dann entstehen neue Kosten, die nur dann eingenommen werden können, wenn die Förderung im gleichen Umfang erhöht wird. Dies gilt grundsätzlich für alle diskutierten Entgeltbestandteile (**BKZ**, **Kapazitätspreis** und **dynamisches Arbeitsentgelt**). Sofern die Kosten Unsicherheiten unterliegen, erhöhen sich die notwendigen Zusatzförderungen weiter. Anlagen, die bisher auf Förderung verzichten konnten, werden mit den zusätzlichen Entgelten in die Förderung gedrängt, da sie nicht in der Lage sein werden, die Zusatzkosten über Markterlöse zu erwirtschaften. Damit stehen der Entlastung der Netzentgelte durch die Netzentgelte für Einspeiser Belastungen des Haushalts oder der Umlagen entgegen.

Die wesentlichen Gründe hierfür sind, dass zum einen eine hohe Gleichzeitigkeit bei der Erzeugung in PV- bzw. Windanlagen besteht, so dass keine höheren Marktpreise durchzusetzen sind. Zum anderen sind gerade dort dynamische Entgelte zu leisten, wo bereits viele EE-Anlagen vorhanden sind, also regelmäßig vor einem Engpass. Diese Anlagen können den dynamischen Entgelten ohne Speicher nicht sinnvoll ausweichen z.B. durch Verschieben ihrer Erzeugung, da ihre Erzeugung wetterabhängig ist. EE-Anlagen können, wenn sie hinter einem Engpass angesiedelt sind, nicht ihre Produktion erhöhen, da sie wetterabhängig sind. Erlöse aus einem dynamischen Entgelt sind somit reine „Windfall-Profits“. Die Einführung eines dynamischen Entgelts ist gleichbedeutend mit einer einseitigen zusätzlichen Kostenbelastung, wenn sie vor einem Engpass angesiedelt sind und mit einer Kostenentlastung, wenn sie hinter einem Engpass angesiedelt sind. Ergänzend muss hier klargestellt werden, dass verfügbare Standorte für PV- und Windanlagen knapp sind und ein Ausweichen auf Standorte ohne Engpässe oder hinter dem Engpass nicht ohne weiteres möglich ist.



Außerdem muss auf die konkurrierenden Maßnahmen zur Netzentlastung und zur Begrenzung der erforderlichen Kapazitäten hingewiesen werden, die letztlich auf das gleiche Ziel einzahlen: **der Baukostenzuschuss, FCA, ein etwaiger Redispatchvorbehalt für Netzengpassregionen, eine Priorisierung von Anlagenanschlüssen zulasten von EE, Kapazitätsentgelte, Spitzenkappung, Referenzertragsmodell und dynamische Entgelte haben deutliche Überschneidungen!** Sinnvollerweise sollte nur jeweils ein Instrument für ein Ziel eingesetzt werden.

Das Fazit zur Kostentragfähigkeit ist somit, dass für PV- und Windanlagen allenfalls eine sehr geringe Kostentragfähigkeit gegeben ist, wenn die Kosten nicht lediglich in andere Töpfe verschoben werden sollen. Die Lenkungswirkung der Entgelte wird dabei nur beschränkt wirken und wird ohnehin durch andere Maßnahmen überlagert. Es erscheint daher nicht sinnvoll zu sein, die wetterabhängigen EE-Anlagen mit Netzentgelten zu belasten.

Im Orientierungspapier ist die negative Wirkung von Arbeitsentgelten zur Finanzierung der Netze treffend beschrieben worden. Es ist deshalb für Einspeiser nicht sinnvoll, solche Arbeitsentgelte zu erheben.

Vertrauensschutz

Ein wichtiger Teil der Kosten für Erneuerbare Anlagen wird von den Finanzierungskosten verursacht, die für die Finanzierung der Anlagen notwendig sind. Diese Finanzierungskosten sind stark davon abhängig, wie groß die Risiken hinsichtlich zukünftiger Erlöse und Kosten der Anlagen sind. Bisher konnten relativ geringe Finanzierungskosten realisiert werden, auch weil die Rahmenbedingungen für die Anlagen, geförderte wie ungeforderte, bisher sehr stabil waren. Sollten jetzt für **Bestandsanlagen** relevante Veränderungen eingeführt werden, also vor allem zusätzliche, bisher nicht absehbare Kosten eingeführt werden, so ändert dies nicht nur die Ertragssituation der Bestandsanlagen, sondern auch die Finanzierungsbedingungen für zukünftige Anlagen. Im Ergebnis wird der noch immer notwendige starke Ausbau der Erneuerbaren deutlich teurer als ohne diese zusätzliche Belastung. Der bne plädiert deshalb dafür, neue Belastungen in Form von Einspeiseentgelten, wenn überhaupt, ausschließlich für Neuanlagen und mit einem angemessenen zeitlichen Vorlauf einzuführen.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Mit 85 Mitgliedern aus allen Geschäftsbereichen der neuen Energiewirtschaft ist der bne Ideengeber, Treiber und Vermittler für die besten marktlichen Lösungen, für eine kluge Digitalisierung, mehr Flexibilisierung und den konsequenten Abbau bürokratischer Überregulierung.

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