Stand 27.03.2026

Stellungnahme des Bundesverbandes Solarwirtschaft e. V. zum

Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA im Rahmen des Verfahrens zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNeS)

Der Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar) bedankt sich bei der Großen Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur für die Möglichkeit zur Abgabe einer Stellungnahme zum am 17.02.2026 veröffentlichten Diskussionspapier zur Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNeS). Der Bundesverband Solarwirtschaft möchte der Bundesnetzagentur ebenfalls für die Möglichkeit der Teilnahme am gut organisierten und thematisch fundierten Workshop zum Thema Einspeiseentgelte am 20. Februar in Bonn danken.

In Anerkennung an das Urteil des Europäischen Gerichtshofes von 2021, befürwortet der Bundesverband Solarwirtschaft eine Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom.

Netzentgelte sollen die Netzkosten refinanzieren und dazu beitragen, das Netz effizient zu nutzen. Ziel muss es sein, möglichst nahe an ein volkswirtschaftlich optimales Netz zu kommen, welches die Versorgungsaufgabe jederzeit sicher erfüllen kann. Das aktuelle Netzentgeltregime wird dem nicht mehr gerecht und setzt vielfach falsche Anreize. Für ein Stromsystem mit auf der einen Seite überwiegend fluktuierenden Erzeugern und auf der anderen Seite zunehmend flexibleren Verbrauchern und dem vermehrten Einsatz von Speichern ist eine Reform der Netzentgeltsystematik notwendig.

Mit der folgenden Stellungnahme gibt der BSW-Solar als Interessenvertretung der Solar- und Batteriespeicherbranche in Deutschland Hinweise zu den zentralen Themengebieten aus dem Diskussionspapier der Bundesnetzagentur und den damit verbundenen Herausforderungen.

Einführung von Einspeisenetzentgelten

Die Bundesnetzagentur sieht in ihrem Verfahren auch die Einführung von Einspeiseentgelten und Speichernetzentgelten vor und spricht damit die Solar- und Speicherbranche an. Der BSW-Solar erkennt an, dass auch eine dezentrale Erzeugungsstruktur Netzausbaukosten verursacht und es derzeit für Erzeugungsanlagen und Speicher nur wenige Anreize gibt, möglichst effizient mit der Netzkapazität umzugehen.

Wie die Beteiligung von EE-Erzeugern an den Netzausbaukosten aussehen kann, hat die BNetzA in ihrem Diskussionspapier vom 17.2. erstmals konkretisiert. Erst mit diesem Diskussionspapier sind alle Zusammenhänge für das Zusammenspiel von Verbrauch, Erzeugung und Speicherung vollständig sichtbar geworden. Daher erlauben wir uns, auch auf die Netzentgeltsystematik für Prosumer und Speicher einzugehen, da beide häufig zusammen mit PV-Anlagen hinter einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt betrieben werden. Hier ist es wichtig, die Wirkung der Netzentgeltsystematik in ihrer Gesamtheit zu betrachten.

Wie bereits in der letzten BSW-Solar-Stellungnahme vom 30.06.2025 begründet, steht der BSW-Solar der Einführung von Einspeisenetzentgelten mit dem einzigen Ziel einer Finanzierungsbeteiligung kritisch gegenüber. Vor diesem Hintergrund ist es zu begrüßen, dass die BNetzA nunmehr auf die Einführung eines festen Arbeitspreises verzichten möchte. Richtig ist auch, dass für Einspeiser die Anreizfunktion mit einer Lenkungswirkung in den Vordergrund gerückt wurde.

Im Folgenden werden wir nur auf die Punkte eingehen, bei denen der BSW-Solar eine abweichende Meinung zur Position der BNetzA hat oder ergänzende Hinweise für eine mögliche Ausgestaltung geben.

Vertrauens- und Bestandsschutz

Der Vertrauens- und Bestandsschutz für Erzeugungs- und Speicheranlagen ist angesichts der sehr langfristigen Investitionsentscheidungen ein sehr wichtiges Gut. **Der BSW-Solar spricht sich daher entschieden gegen eine Einbeziehung von Bestandsanlagen in eine Einspeisenetzentgeltsystematik während des Förderzeitraums aus.** Bei Batteriespeichern sollten die im Gesetz vorgesehenen 20 Jahre die Grundlage sein. Als Stichtag für die Einführung von Einspeise- und Speichernetzentgelten sollte der 1.1.2029 gewählt werden. Nur so ist eine ausreichende Übergangszeit gewährleistet, um die neue Systematik bereits bei der Projektierung der Anlagen hinreichend zu berücksichtigen.

Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion

Höhere Grundpreise für Prosumer

Auch wenn zur Rolle der Prosumer bei der Neustrukturierung des Netzentgeltsystematik bereits ein eigenes Konsultationsverfahren durchgeführt wurde, möchten wir an dieser Stelle, wie oben begründet, das Thema noch mal aufgreifen. Bereits im Rahmen unseres Impulses zum BNetzA-Workshop am 19.12.25 in Bonn haben wir dargestellt, dass **die Solarbranche einen höheren Grundpreis kategorisch ablehnt.** Ein erhöhter und vor allem fester Grundpreis (Beispielrechnung der BNetzA 120 € pro Jahr) setzt keinen Anreiz für eine geringere Netzbelastung. Er reizt eher an, die PV-Anlagen noch größer zu bauen und damit den

einspeisegetriebenen Netzausbaubedarf zu erhöhen. Zudem setzt er keinerlei Anreize, Speicher netzdienlicher zu betreiben.

Die bessere Lösung wäre hier ein Kapazitätspreis. Dieser sollte ähnlich ausgestaltet werden, wie der Kapazitätspreis für Verbraucher größer 100 MWh, allerdings ohne zwei unterschiedliche Arbeitspreise. Da die BNetzA plant, auch für Erzeugungsanlagen einen Kapazitätspreis einzuführen **ist es aber von großer Bedeutung, dass auf keinen Fall ein doppelter Kapazitätspreis für die Einspeisung und den Bezug anfällt**. Wird ein Kapazitätspreis bereits für den Strombezug bezahlt, muss dieser bis zur vereinbarten Bezugskapazität eine kostenfreie Einspeisung ermöglichen. Gleiches gilt umgekehrt, wenn die vereinbarte Einspeiseleistung höher ist als die Bezugsleistung.

Der Kapazitätspreis setzt für Prosumer den richtigen Anreiz, sowohl die Einspeise- als auch die Bezugsleistung zu begrenzen und somit sehr effizient mit der Netzkapazität umzugehen. Sollten zusätzlich durch die BNetzA dynamische Netzentgelte bis in die Niederspannung eingeführt werden, hätten die Prosumer zusätzlich einen Anreiz sich innerhalb der Kapazitätsgrenzen flexibel zu verhalten.

Kapazitätspreis

Der BSW-Solar kann das Anliegen der BNetzA nachvollziehen und unterstützt es, dem „knappen Gut“ der Netzkapazität einen Preis zu geben. Hierdurch wird ein sparsamerer Umgang mit der Netzanschlusskapazität angereizt. Wir erkennen auch an, dass dies über einen Kapazitätspreis im Prinzip möglich ist.

Die von der BNetzA vorgeschlagene Ausgestaltung eines Kapazitätspreises mit dem Schwerpunkt einer Finanzierungsfunktion lehnen wir für PV-Freiflächenanlagen ab.

Die BNetzA macht erstmals Angaben zu einer möglichen Höhe eines Kapazitätspreises von bis zu 4 €/kW im Übertragungsnetz und bis zu 7 €/kW im Verteilnetz. Da die PV-Anlagen ganz überwiegend im Verteilnetz angeschlossen werden, würde der Kapazitätspreis bei allen PV-Freiflächenanlagen bereits zu einer deutlichen Erhöhung der Stromerzeugungskosten von ca. 0,7 – 0,8 ct/kWh führen. Diese erhöhten Kosten würden zu einem großen Teil zu einer höheren Belastung des EEG-Kontos führen.

Sollte von der BNetzA trotz dieses berechtigten Einwandes ein Kapazitätspreis für alle Erzeugungsanlagen eingeführt werden, wären mindestens die folgenden Ausgestaltungsmerkmale zu berücksichtigen.

- Der Kapazitätspreis muss auf einen Maximalwert für den Förderzeitraum der Anlage gedeckelt werden, damit die Finanzierung von Solaranlagen nicht mit zu hohen Risikozuschlägen belastet wird.

- Wird an einem Netzverknüpfungspunkt bereits ein Kapazitätspreis für die Bezugsleistung bezahlt, muss bis zur maximalen Bezugsleistung die Einspeiseleistung vom Kapazitätspreis befreit sein.
- Um für das Gesamtsystem sinnvolle Technologien und Flexibilitäten auf der Erzeugungsseite nicht zu verhindern, ist eine Differenzierung zwischen den dargebotsunabhängigen Erzeugungstechnologien (z. B. Biogas, Wasserkraft) und den dargebotsabhängigen (PV und Wind) zu schaffen.
- Es ist eine Möglichkeit vorzusehen (z. B. über ein FCA), netzdienliche Anlagen vom Kapazitätspreis zu befreien oder deutlich zu entlasten. Dabei sind mit netzdienlichen Anlagen alle Anlagen gemeint, die weder zusätzlich Kosten für den Netzanschluss verursachen noch die Redispatchkosten erhöhen.
- Der Kapazitätspreis darf nur für den Viertelstundenmittelwert der Wirkleistung gelten, damit die Erbringung von Systemdienstleistungen wie z. B. Blindleistung oder Momentanreserve, nicht durch einen Kapazitätspreis unattraktiv wird.

Der BSW empfiehlt, anstatt eine Kapazitätspreises, besser einen gut designten Baukostenzuschuss einzuführen.

Netzentgelte mit Anreizfunktion

Baukostenzuschüsse

An dieser Stelle möchten wir auf unseren Konsultationsbeitrag vom 30.06.2025 verweisen. Die folgenden Punkte sind hier weitgehend übernommen.

Der BSW-Solar schlägt vor, einen Baukostenzuschuss (BKZ) in Abhängigkeit von der Leistung (€/kW) für Erzeugungsanlagen und Speicher einzuführen. Dieser sollte regional so ausdifferenziert sein, dass Standorte mit starken Netzengpässen weniger attraktiv werden als Netzregionen ohne Netzengpässe.

Die Netzregionen dürfen in diesem Fall dabei nicht den Versorgungsgebieten der Netzbetreiber entsprechen, sondern müssen die aktuelle Netzsituation bezüglich Anschlusskapazität und Transportkapazität für Erzeugung und Verbrauch widerspiegeln. Die regionale Aufteilung kann sich z. B. an den aktuellen Redispatchkosten orientieren. Noch sinnvoller wäre die Orientierung an den prognostizierten Netzengpasskosten für die nächsten 10 Jahre, die z. B. im Rahmen der Netzentwicklungspläne alle zwei Jahre mit berechnet und transparent dargestellt werden sollten.

Die Preisdifferenz zwischen hoch ausgelasteten Netzen und gering ausgelasteten Netzen darf nicht zu groß werden, damit auch weiterhin ein Ausbau in ländlichen Regionen wirtschaftlich attraktiv bleibt.

Um die PV-Ausbauziele zu erreichen, wird es weiterhin auch erforderlich sein, Freiflächen-Solarparks auch in Regionen zu errichten, bei denen die Standortwahl nicht allein auf den Aspekt der Netzausbaueffizienz optimiert wurde. Dies liegt daran, dass in Regionen, in denen noch Netzkapazitäten bestehen, häufig andere Restriktionen die PV-Projektierung vereiteln (Akzeptanz, Kollision mit anderen Nutzungsinteressen etc.).

Davon unbenommen ist ein Baukostenzuschuss aber wichtig, um einen Anreiz zu setzen, die knappe Netzanschlusskapazität sowie die knappe Netztransportkapazität besser zu nutzen. Auch sollten Bestandsanlagen motiviert werden, derzeit nur wenig genutzte Netzkapazitäten freizugeben. Dies kann durch ein **Bonussystem** mittels Auszahlung des Netzzugangsentgeltes erreicht werden. Da der Bonus von dem neuen Netznutzer zu zahlen wäre, ist dies für die Netzbetreiber aufkommensneutral und würde die Überbauung von bestehenden Netzanschlüssen stark anreizen.

Die Höhe des Netzzugangsentgeltes sollte nur so bemessen sein, wie es für die gewünschte Lenkungswirkung notwendig ist. Dies gilt es im weiteren Prozess zu eruieren.

Der Baukostenzuschuss darf nur für den Netzverknüpfungspunkt erhoben werden und nicht für die einzelnen Erzeugungsanlagen und Speicher getrennt. Sollte hinter einem Netzverknüpfungspunkt neben einer Einspeisung auch ein Strombezug erfolgen, darf nur der Maximalwert aus Bezugsleistung oder Einspeiseleistung bepreist werden.

Auch bei einem Baukostenzuschuss sollten bei der Ausgestaltung folgende Sondertatbestände berücksichtigt werden.

- Nicht dargebotsabhängige und flexible Erzeuger (z. B. Biogas) mit hoher Anschlussleistung aber einer netzdienlichen Betriebsweise sollten von einen deutlich reduzierten BKZ profitieren können.
- Es sollte eine Möglichkeit vorgesehen werden, z. B. über ein FCA netzdienliche Anlagen (z. B. Speicher in Umspannwerken) vom BKZ zu befreien oder deutlich zu entlasten. Dabei sind mit netzdienlichen Anlagen alle Anlagen gemeint, die weder zusätzlich Kosten für den Netzanschluss verursachen noch die Redispatchkosten erhöhen.
- Der BKZ sollte nur für den Viertelstundenmittelwert der Wirkleistung gelten, damit die Erbringung von Systemdienstleistungen wie z. B. Blindleistung oder Momentanreserve, nicht durch einen BKZ unattraktiv wird.

Damit sich auch eine netzbetreiberübergreifende Lenkungswirkung entfaltet, darf die Festlegung der Preise nicht durch die Netzbetreiber selbst erfolgen. **Die Preise müssen in einem transparenten Prozess durch die BNetzA festgelegt werden**. Dabei wird empfohlen, dass ein pauschalierter Ansatz mit z. B. mit nur 5 unterschiedlichen Preiskategorien in Abhängigkeit der unterschiedlichen Netzengpassregionen (ähnlich den angedachten Regionen beim sogenannten Redispatch-Vorbehalt) gewählt wird.

Ein derartiger Baukostenzuschuss würde die gewünschten regionalen Lenkungswirkung entfalten, aber auch die Überbauung und co-located Speicher stark anreizen. Die bessere Ausnutzung bestehender und neuer Netzanschlüsse würde sich verbessern und könnte nicht nur übergangsweise, sondern dauerhaft die Netzausbaukosten signifikant reduzieren.

Für die Planer und Projektierer wären die Kosten gut und frühzeitig kalkulierbar. Das Entgelt würde das Finanzierungsrisiko und damit die Finanzierungskosten nicht erhöhen. Auch die Auswirkungen auf den Strommarkt wären gering. Über das Bonussystem ließen sich auch Bestandsanlagen effektiv mit einbinden, ohne auf einen Bestandsschutz zu verzichten.

Die Begrenzung der vereinbarten Netzkapazität könnte für Erzeuger mittels der bereits definierten PAV,E-Regelung aus der VDE-AR-N 4105 oder dem FNN-Hinweis (Einspeiseüberwachung bei Anschlüssen am Mittel- und Hochspannungsnetz) eingehalten und auch nachgewiesen werden. Eine Pönale beim Überschreiten der vereinbarten Netzkapazität ist nicht notwendig.

Dynamischer Arbeitspreis

Neben dem Standort hat der Betrieb der Anlagen vor allem bei Speichern einen großen Einfluss auf die Netzauslastung und damit auch die Netzplanung und die Kosten.

Allerdings sind zeitlich und örtlich dynamisierte Arbeitspreise für PV-Anlagen mit sehr langen Finanzierungszeiten sehr schwer zu kalkulieren. Ein Antizipieren der Entwicklung dynamischer Netzentgelte dürfte kaum möglich sein. **Dies würde die Finanzierungskosten durch Risikozuschläge signifikant erhöhen.** Somit würden die Erzeugungskosten nicht nur durch die zusätzlichen dynamischen Arbeitspreise, sondern auch durch die höheren Finanzierungskosten erheblich steigen. Um dies auszugleichen, müsste der gesicherte Marktwert und die maximal zulässige Gebotsgrenze bei den Ausschreibungen angehoben werden. Die höheren Erzeugungskosten würden damit vor allem auf dem EEG-Konto landen.

Die Möglichkeiten, durch eine flexible Betriebsweise einer PV-Anlage diese Nachteile auszugleichen, sind gering. Die Anlage kann zwar die Leistung reduzieren, aber nicht verschieben. Aus diesen Gründen halten wir **dynamische Arbeitspreise für dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen für nicht zielführend**.

Sollte die BNetzA aber dynamische Arbeitspreise auch für PV-Anlagen einführen, müssen diese für dargebotsabhängige Anlagen deutlich reduziert werden. Der Hintergrund ist, dass der Anreiz für einen zusätzlichen Verbrauch (Power to X), eine Verbrauchsverschiebung (Laden von E-Autos, Speicher) oder eine andere Nutzung des Stroms immer höher sein muss als der Anreiz für die Abregelung der Erzeugungsleistung.

Bei Verbrauchern und Speichern ist die Einführung von dynamischen Netzentgelten prinzipiell sinnvoll. Beide haben die Möglichkeit, den Verbrauch oder bei Batterien das Laden und Entladen zeitlich zu verschieben. Damit würden dynamische Netzentgelte hier die richtigen Anreize setzen. **Aus Sicht des BSW-Solar wäre es somit zielführend für Verbraucher und gegebenenfalls für Speicher dynamische Netzentgelte einzuführen, nicht aber für PV-Erzeuger**.

Aufgrund der aktuell noch fehlenden Digitalisierung der Netze, der fehlenden Prozesse und der komplexeren Abrechnung muss vor einer Einführung technisch und prozessual alles geklärt, implementiert und erprobt sein. **Eine überhastete Einführung kann ansonsten zu Chaos auf beiden Seiten führen.**

Auf die Probleme bei der Prognose und den marktlichen Aspekten der dynamischen Netzentgelte geht der BSW-Solar nicht ein, sondern verweist an dieser Stelle auf die Stellungnahme des BEE.

Speichernetzentgelte

Der Speicher hat heute in der Netzentgeltsystematik bereits eine Sonderrolle, die aus Sicht des BSW-Solar gerechtfertigt ist. Bei Speichern spielt nicht nur die regionale Verteilung und die Betriebsweise eine wichtige Rolle, sondern auch die Art des Netzanschlusses:

- Gemeinsame Nutzung des Netzanschlusses mit Verbrauchs- oder Erzeugungseinrichtungen (Co-Location, Behind-the-Meter),
- Mit dem Netz durch einen eigenen Netzanschluss verknüpft (Stand-alone)

Speicher, die keinen eigenen Netzanschluss benötigen und das Netz nicht belasten (netzneutral) dürfen auch nicht netzentgeltpflichtig werden. Dies ist z. B. bei den heutigen Heimspeichern der Fall, die hinter dem Netzanschluss des Kunden angeschlossen werden und weder aus dem Netz laden noch in das Netz einspeisen. Auch Speicher hinter dem Netzanschluss einer Erzeugungsanlage benötigen keinen eigenen Netzanschluss und solange sie nicht aus dem Netz laden, gibt es keine zusätzliche Netzbelastung. Die Netzkosten werden hier allein über die Einspeise- und Verbrauchsnetzentgelte gedeckt.

Für zukünftige Speicherprojekte ist es sinnvoll, diese Speicher auch mit dem Netz interagieren zu lassen. In diesem Fall darf ein Netzentgelt nur dann anfallen, wenn durch den Speicher die benötigte Entnahmekapazität oder die Einspeisekapazität des Netzes auch erhöht werden muss.

Aus diesen Gründen halten wir den Ansatz der BNetzA aus dem Diskussionspapier für die Speichernetzentgelte immer nur den Netzverknüpfungspunkt zu betrachten für richtig und möchten dies hier noch mal explizite würdigen. Für eine konsistente Umsetzung ist es dabei notwendig, das Prinzip des Netzverknüpfungspunktes auch bei allen anderen netzregulatorischen Verfahren anzuwenden, insbesondere im Redispatch und beim Steuern der Einspeiseleistung.

Speicher mit einem eigenen Netzanschlusspunkt benötigen Netzanschlusskapazität. Sie dürfen aber nicht mit doppelten Netzentgelten belastet werden. Deshalb darf bei einer Netzentgeltsystematik auf Basis eines BKZ oder eines Kapazitätspreises immer nur eine Richtung – Einspeisung oder Entnahme – bepreist werden. Solange die Entnahmeleistung die Einspeiseleistung nicht übersteigt, sollten hierfür die Netzentgelte für die Einspeiserichtung gelten. Dies ergibt sich aus der Logik, dass Speicher den Strom nicht verbrauchen, sondern für den späteren Verbrauch zeitversetzt wieder einspeisen (siehe Definition in §3 Nr. 15d EnWG)..

Sofern diese Speicher prinzipiell netzdienlich agieren, sollten sie vollständig von den Netzentgelten befreit werden. Im Rahmen des weiteren Verfahrens müssen hierfür sinnvolle Kriterien definiert werden. Denkbar wäre eine Begrenzung durch den Netzbetreiber in allen Engpasssituationen, sowohl in Lade- wie auch in Entladerichtung ohne finanziellen Ausgleich. Auch Speicher die direkt in Umspannwerken angeschlossen sind und dort direkt die Trafobelastung messen und ausgleichen und nur in Zeiten ohne Engpässe marktlich agieren, sollten von Netzentgelten befreit sein. Für den wirtschaftlichen Betrieb des Speichers müssen diese Begrenzungen aber auf eine maximale Anzahl von Stunden pro Jahr begrenzt sein. Diese Kriterien müssen einer einheitlichen Systematik entsprechen und von der BNetzA im Rahmen einer Festlegung definiert werden.

In ihren AgNes-Orientierungspunkten vom 16. Januar 2026 zur Neugestaltung der Netzentgelte für Stromspeicher stellt die Bundesnetzagentur den Bestandsschutz der gesetzlich geregelten Netzentgeltbefreiung für Speicher in Frage. Mitten in einer großen Welle Milliardenschwerer Batteriespeicherprojekte, die dringend für eine kostensparende Energiewende, eine effektivere Nutzung der existierenden Netzkapazitäten und die Reduzierung des Netzausbaubedarfs benötigt werden, rüttelt die BNetzA an der wichtigsten Grundlage für Vertrauen in die Investitionssicherheit. **Hier muss dringend klargestellt werden, dass Änderungen des Rechtsrahmens keinesfalls rückwirkend sowie für zukünftige Investitionen nur mit angemessenen Übergangsfristen erfolgen, die ausreichend Spielraum für die Weiterentwicklung der Geschäftsmodelle erlauben.**

Rückfragen:

Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar)

[redacted]

Eintrag im Lobbyregister des Deutschen Bundestages: R002438