Webex-Chat Expertenworkshop Einspeiseentgelte am 20.02.26

Eckhard Wolf 20.02.2026 09:44 • Falsche Folie - ?

Thoralf Winkler 20.02.2026 09:49 • Können Sie die Kamera vielleicht in Richtung von Frau Haller (und der späteren Vortragenden) schwenken?

Sebastian Schönberg, MVV 20.02.2026 10:00 • Wie bewertet die BNetzA Fördermaßnahmen für andere Anlagen?

Markus Scheuren (BASF SE) 20.02.2026 10:03 •

Wenn wegen Vertrauensschutz ganze Anlagengruppen (Geförderte EE und KWK) ausgenommen werden, zahlen am Ende **die falschen Einspeiser** – nämlich die, die den Netzausbau **gar nicht verursachen, weil sie lastnah einspeisen**.
Warum führt man ein Instrument ein, das die benachteiligt, die den Netzausbau nicht verursachen ?

Eckhard Wolf 20.02.2026 10:05 • Mit dieser Argumentation sind insbesondere die Prosumer - richtigerweise -, insbesondere in Ortschaften 100% außen vor, denn ihre eingespeiste kWh wird spätestens im übernächsten Haus konsumiert.

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 10:03 • Meine Frage: Ist der BNetzA eigentlich klar, wie stark Sie alleine durch diese Hypothesen und Überlegungen, bereits in den Markt eingreifen? Dass Invesitionsentscheidungen bereits jetzt aufgeschoben werden, aufgrund der verbreiteten Unsicherheit des Prozesses? Man soll nicht jetzt schon Netzentgelte einkalkulieren, da diese ggf. nicht gezahlt werden müssen. Andererseits behält man sich vor, den "Vertrauensschutz" dann flexibel nach vorne zu verschieben:

Michael Bettermann (Universität Passau) 20.02.2026 10:12 • Nach dieser Logik, dürfte die BNetzA Diskussionen wie die momentane gar nicht machen.

Ich würde Argumentieren, dass die Transparenz die die BNetzA mit solchen Diskussionen bietet und es ermöglich Stakeholders aus der jeweiligen Gruppe ihre Meinung mitzuteilen als positiv zu bewerten ist.

Ich denke auch, dass Diskussion wie die momentane, doch einen wesentliche Beitrag dazu leisten kann ein faires System zur Stromversorgung zu schaffen

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 10:14 • Nein, das habe ich weder gesagt noch gemeint. Sehen Sie weiter unten, wie das Dilemma sehr schnell und logisch gelöst werden kann. Selbstverständlich können die Diskussionen geführt werden, indem man nämlich das macht, was auch logischem Menschenverstand folgt: "Warum ist es so schwer, eine klare Aussage zu tätigen: Bis nach Abschluss des AgNes Prozesse und bis Ende 2028 sind für neue Speicher / Erzeuger KEINE Netzentgelte zu zahlen. Die ggf. erzeilten Finanzierungsbeiträge bis dahin stehen in keinem Verhältnis zum wirtschaftlichen Schaden, der hier angerichtet wird. Wenn dann Erzeuger/Speicher nicht gebaut werden wegen Unsicherheit, können diese ja auch nach 2028 nichts beitragen. "

Michael Bettermann (Universität Passau) 20.02.2026 10:22 • Ich denke ich verstehe Ihren Punkt. Es geht also darum Erzeuger die vor 2028 gebaut werden zu verschonen.

Das ist definitiv etwas, was man bedenken muss.
Da ist natürlich die Frage, wie groß der Schaden denn ist und inwiefern er zumutbar ist.

Markus Scheuren (BASF SE) 20.02.2026 10:06 •

Der Einspeisenetzentgelte werden **1:1 weitergereicht**.
PPA-Partner **verlangen bereits heute Nachverhandlungen**.
Zu sagen, das habe keinen Preiseffekt, ist schlicht unrealistisch.

Michael Bettermann (Universität Passau) 20.02.2026 10:15 • Ich würde fragen von welchen Preis hier diskutiert wird.
Preis der Elektrizität am Strommarkt, selbstverständlich hat dies einen Einfluss,
Strompreis der am Ende beim Endkunde ankommt, ist der Einfluss vermutlich geringer, da die Netzentgelt geringer sind, da sie auf mehr Personen umverteilt wird.

Aufgrund dessen, das Netzentgelte lokal sind, kann es aber schon zu kleinen Verschiebungen pro Region kommen.

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 10:06 • Warum ist es so schwer, eine klare Aussage zu tätigen: Bis nach Abschluss des AgNes Prozesse und bis Ende 2028 sind für neue Speicher / Erzeuger KEINE Netzentgelte zu zahlen. Die ggf. erzeilten Finanzierungsbeiträge bis dahin stehen in keinem Verhältnis zum wirtschaftlichen Schaden, der hier angerichtet wird. Wenn dann Erzeuger/Speicher nicht gebaut werden wegen Unsicherheit, können diese ja auch nach 2028 nichts beitragen.

Markus Scheuren (BASF SE) 20.02.2026 10:08 •

Einspeiseentgelte zur Finanzierungsfunktion **senken keine Kosten**, sie **verschieben** sie nur und landen am Ende im Strompreis.
Das ist reine Umverteilung – nicht Systemoptimierung.

VIK | Bruno Wangemann 20.02.2026 10:09 • schönen guten Tag,
Wäre es möglich die gezeigte Tagesordnung nochmal als Screenshot o.ä. im Chat zu teilen.
Vielen Dank

Unbekannt 20.02.2026 10:12 •
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/02_2026/20.02./Meeting_Agenda_Einspeiser.pdf?__blob=publicationFile&v=2

VIK | Bruno Wangemann 20.02.2026 10:13 • Danke, aber zu Beginn wurde eine Tagesordnung mit den konkreten Zeiten zu den Vortragsslots und Teilnehmern gezeigt. Die TO auf der Website ist dazu eher allgemein und weniger konkret.

Ralf Behn BMUKN NKII2 20.02.2026 10:17 • Liebe Kolleginnen und Kollegen der BNetzA, ich bitte auch darum, einmal die gezeigte Agenda (inkl. Vortragenden) im Chat zu posten. Herzlichen Dank

Natalie Monno / RWE 20.02.2026 10:35 • Agenda – 20. Februar 2026
09:30 – 09:35 Uhr Begrüßung (Gregor Glasmacher)
09:35 – 09:45 Uhr Einführung in den Termin (Barbie Haller)

Block 1: Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur
09:45 – 11:00 Uhr Vorstellung des Orientierungspapiers (Achim Zerres, Andreas Diedrichs,

Janine Wilkens)
11:00 – 11:15 Uhr Rückfragen
Kaffeepause

Block 2: Impulsvorträge
11:30 – 11:45 Uhr Monopolkommission (Jonathan Meinhof)
11:45 – 12:00 Uhr BDEW e.V., VKU e.V. (Maximilian Rinck, Viktor Fröse, Samuel Karmann)
12:00 – 12:15 Uhr Bayernwerk Netz GmbH, Avacon Netz GmbH
(Michael Fischer, Carsten Hochdorfer)
12:15 – 13:15 Uhr Mittagspause
13:15 – 13:30 Uhr BEE e.V (Christine Falken-Großer, Paul Jannasch)
13:30 – 13:45 Uhr Aurubis AG (Holger Klaassen)
13:45 – 14:00 Uhr RWE Power AG / RWE Generation SE (Jörg Kerlen)
14:00 – 14:15 Uhr Enerparc AG (Marco Langone, Fokke Peters)
14:15 – 14:30 Uhr Bundesverband Windenergie Offshore e.V (Henri Dörr)
Kaffeepause

Block 3: Diskussion
14:45 – 16:15 Uhr Offene Diskussion
16:15 – 16:30 Uhr Zusammenfassung und Ausblick
16:30 Uhr Ende der Veranstaltung

Ralf Behn BMUKN NKII2 20.02.2026 10:37 • Danke!

Jan Riedel 20.02.2026 10:14 • Eine Frage zum Vertrauensschutz: Dieser gilt nur für Anlagen, die an Ausschreibungen teilgenommen haben. Assets, die ohne Ausschreibung realisiert wurden, werden somit nicht vom Vertrauensschutz erfasst?

Christian Leiding 20.02.2026 10:16 • Die Wahrscheinlichkeit, dass jede Form von Netzentgelten am Ende auf den kWh-Preis umgelegt wird, ist doch in jedem Fall hoch?

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 10:17 • Wer sitzt in der Beschlusskammer der BNetzA? Wird dies transparent gemacht?

Markus Scheuren (BASF SE) 20.02.2026 10:17 • Ein Kapazitätspreis hat keine neutrale Wirkung im Stromhandel. Die Kosten für die Erzeuger müssen über den Strommarkt oder PPA-Abnehmer gedeckt werden.

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 10:19 • Was ist konkret der Unterschied zwischen "Kapazitätsbezogen" und "Leistungsbezogen"? Bitte ein klares Zahlen-Beispiel, was der Unterschied zwischen beiden ist.

Benjamin de Boissezon (ENERTRAG) 20.02.2026 10:20 • Inwiefern ist ein Kapazitätspreis „relativ planbar“? Die Preise werden voraussichtlich jährlich durch die Netzbetreiber festgelegt. In den vergangenen Jahren war bei den Leistungspreisen jedoch zu beobachten, dass sie teils erheblich geschwankt haben.

Yannick Fromlowitz | BET 20.02.2026 10:22 • Die tatsächliche Jahreshöchstlast zu Berechnung des Leistungspreises wissen Sie erst nach dem Jahr. Die Kapazität und das Entgelt hierfür wissen sie bereits vorher.

Natürlich kann sich der Kapazitätspreis der Netzbetreiber über die Jahre hinweg entwickeln, aber unter "planbar" würde ich erstes verstehen.

Benjamin de Boissezon (ENERTRAG) 20.02.2026 10:25 • Das Volumen ist planbar, der Preis jedoch nicht. Im Ergebnis lässt sich die finanzielle Belastung langfristig nicht verlässlich kalkulieren. Entsprechend müsste bei der Finanzierung der Anlagen ein erhebliches Risikopremium berücksichtigt werden. Es bleibt fraglich, ob Projekte mit einem derart hohen Risiko weiterhin bankfähig sind.
Auf der Folie war von „planbaren Finanzierungs- bzw. Kostenbeiträgen“ die Rede. Das mag wohl von der Perspektive des NB stimmen. Von der Perspektive des Anschlussnehmers jedoch nicht.

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 13:23 • sehr wichtiger Aspekt. Ich finde hier merkt man wiederum, wie weit BNetzA und Netzbetreiber von Markt, Investitionsrisiko und Unternehmertum entfernt sind.

Jakob Neumaier, Infraserv Höchst 20.02.2026 10:20 • Es ist illusorisch anzunehmen, dass die Erzeuger auf den Kosten durch ein kapazitätsbezogenes Entgelt einfach sitzen bleiben würden und diese Kosten nicht pro kWh umlegen würden.

Oliver Mävers (Sunnic) 20.02.2026 10:21 • Ein Kapazitätspreis beeinflusst natürlich den Strommarkt!

Gerrit Gräper 20.02.2026 10:21 •

Dietmar Geckeler (denersol)
Was ist konkret der Unterschied zwischen "Kapazitätsbezogen" und "Leistungsbezogen"? Bitte ein klares Zahlen-Beispiel, was der Unterschied zwischen beiden ist.

Bei Kapazitätsbezogen bezahlst du für eine "gebuchte Kapazität" und bei Leistungsbezogen zahlst du entsprechend deiner (höchsten) Leistungsentnahme.

Florian Strippel, fachverband Biogas e.V. 20.02.2026 10:21 • Sie sagen selbst, dass kapazitätsbasierte Einspeisenetzentgelte eine flexibilitätshemmende Wirkung haben. Gleiches gilt für einen Baukostenzuschuss. Die Flexibilisierung von Biogasanlagen wird über §50 EEG mit einem Flexzuschlag gefördert. Das bedeutet, dass das Ziel ist eine möglichst hohe installierte Leistung bei einer geringen Bemessungsleistung zu haben. Kapazitätsbasiertes Einspeisenetzentgelt und Baukostenzuschuss wirken wie ein negativer Flexzuschlag. Wenn Sie selbst schreiben, dass diese Instrumente eine flexibilitätshemmende Wirkung haben, warum treffen Sie dann keine technologische Differenzierung bzw. eine Differenzierung hinsichtlich der Betriebsweise. Es geht doch nicht um die Anschlussleistung sondern die spätere Betriebsweise wie diese Leistung genutzt wird

Holger Brezski - Evonik 20.02.2026 10:22 • Bereits bei den Konsultationen zu Redispatch 2.0 seinerzeit wurde berichtet, dass bspw. eine Reduzierung der Erzeugung von KWK-Anlagen zu einer niedrigeren Dampf-/Wärmeerzeugung führt, was zwangsläufig zu einer Produktionsverringerung führt, wodurch der Strombedarf der lastnahen Verbrauchseinrichtungen sinkt. Der Effekt der Eispeisungsänderung gleicht sich also durch das korrespondierende Verhalten lastnaher Verbraucher aus. Welchen Sinn macht dort eine Anreizfunktion (außer der Generierung von Aufwendungen und Kosten)?

Max Hey 20.02.2026 10:24 • Der Kapazitätspreis soll laufend erhoben werden. In welcher Frequenz?

Gerrit Gräper 20.02.2026 10:24 •

Florian Strippel, fachverband Biogas e.V.
Sie sagen selbst, dass kapazitätsbasierte Einspeisenetzentgelte eine flexibilitätshemmende Wirkung haben. Gleiches gilt für einen Baukostenzuschuss. Die Flexibilisierung von Biogasanlagen wird über §50 EEG mit einem Flexzuschlag gefördert. Das bedeutet, dass das Ziel ist eine möglichst hohe installierte Leistung bei einer geringen Bemessungsleistung zu haben. Kapazitätsbasiertes Einspeisenetzentgelt und Baukostenzuschuss wirken wie ein negativer Flexzuschlag. Wenn Sie selbst schreiben, dass diese Instrumente eine flexibilitätshemmende Wirkung haben, warum treffen Sie dann keine technologische Differenzierung bzw. eine Differenzierung hinsichtlich der Betriebsweise. Es geht doch nicht um die Anschlussleistung sondern die spätere Betriebsweise wie diese Leistung genutzt wird

Florian Strippel, fachverband Biogas e.V.
Sie sagen selbst, dass kapazitätsbasierte Einspeisenetzentgelte eine flexibilitätshemmende Wirkung haben. Gleiches gilt für einen Baukostenzuschuss. Die Flexibilisierung von Biogasanlagen wird über §50 EEG mit einem Flexzuschlag gefördert. Das bedeutet, dass das Ziel ist eine möglichst hohe installierte Leistung bei einer geringen Bemessungsleistung zu haben. Kapazitätsbasiertes Einspeisenetzentgelt und Baukostenzuschuss wirken wie ein negativer Flexzuschlag. Wenn Sie selbst schreiben, dass diese Instrumente eine flexibilitätshemmende Wirkung haben, warum treffen Sie dann keine technologische Differenzierung bzw. eine Differenzierung hinsichtlich der Betriebsweise. Es geht doch nicht um die Anschlussleistung sondern die spätere Betriebsweise wie diese Leistung genutzt wird

Das Zitat war doch, dass leistungsbasierte Ausgestaltungen flexibilitätshemmend sind. Nicht die kapazitätssbezogenen!

Dirk Ermlich (RWE Supply & Trading) 20.02.2026 10:26 • Warum Bagatellgrenze? Wenn Kapazitätspreis auf vertraglicher NAK berechnet wird, braucht es keine Messtechnik.

Christian Leiding 20.02.2026 10:26 • Wie wird mit Erzeugungsanlagen umgegangen bei denen die Einspeisung technisch verhindert wird (sog. zero-feed-in-Anlagen):

Werden diese dann ebenfalls mit Netzentgelten belastet, obwohl diese nie das Netz nutzen werden und auch keinen Netzausbau verursachen?

Markus Scheuren (BASF SE) 20.02.2026 10:28 •

Im europäischen Vergleich wird das Thema **einfach über den Arbeitspreis** gelöst.
Warum wird das in Deutschland wieder **unnötig verkompliziert ? Der Effekt auf den Strompreis ist nicht vermeidbar.**

Jörg Thiedemann (SWM Infrastruktur) 20.02.2026 10:28 • Ein Finanzierungsbeitrag für Einspeisung würde doch nur eine entlastende Wirkung haben, wenn der in Dtl. produzierte Strom hauptsächlich exportiert würde? Bleibt er in Dtl. und wird dort verbraucht, tragen die Kosten doch wieder die Verbraucher.

Christian Wollbaum (dena) 20.02.2026 10:28 • Wie ist der Bestandsschutz für fossile Erzeuger angedacht? Im Gegensatz zu EE-Anlagen sind sie keinem Ausschreibungsdruck unterlegen, weshalb für diese Anlagen ein Vertrauensschutz für Bestandsanlagen nicht gerechtfertigt wäre..

Christian Leiding 20.02.2026 10:29 • Wie berücksichtigt die BNetzA die in vielen Bundesländern bestehende Pflicht zur Errichtung von PV-Anlagen, die nach der EPBD bundesweit eingeführt werden muss?

Diese Anlagen müssen (vorbehaltlich Ausnahmen im EInzelfall) errichtet werden.

Pöhler, Harald TWS Netz 20.02.2026 10:29 • Die Bagatellgrenze auf Folie 34 sollte sich m.E. nicht an die Einbaupflicht von iMS beziehen. Prosumer sind zukünftig auch regelmäßig als Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen gem. §14a zu sehen. Dort ist ein iMS Pflicht. Diese können/sollen Flexibilität ins Netz bringen. Daher kann die verbaute Messtechnik vor Ort kein Kriterium für die Bagatellgrenze sein.

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 10:29 • Bezieht sich dieses "Entgelt" auf die KW AC-Kapazität oder im Falle der Photovoltaik auf die installierte DC-Leistung in KWp? Das ist aus meiner Sicht nicht schlüssig, wenn Sie von "250 GW" Leistung sprechen. Wenn Sie über eine Kapazitätsentgelt sprechen, muss doch die genutzte AC-Leistung der Bezug sein, und nicht die (nicht genutzte) DC-Spitzenleistung, die installiert ist. Das wäre dann doch ein Leistungsentgelt. Das ist nicht schlüssig.

Dirk Ermlich (RWE Supply & Trading) 20.02.2026 10:30 • Über BKZ werden nie gleiche Finanzierungsbeiträge erreicht werden können. Entsprechende Einnahmen müssen langfristig abgeschrieben werden.

Markus Scheuren (BASF SE) 20.02.2026 10:32 • Ist das nicht riskant, wenn in einem Netzgebiet alle Einspeiser auf ein Preissignal reagieren, und der Strommarkt massiv verknappt wird ?

Gerrit Gräper 20.02.2026 10:33 • Nein.

Sebastian Schönberg, MVV 20.02.2026 10:34 • Eine Wirkungsanalyse fehlt m.E. bisher. Die BNetzA will "Überreaktionen" vermeiden, hier braucht es aber mehr Infos

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 10:34 • Aus meiner Sicht ist es weder verursacher- noch kostengerecht, wenn pauschal ein Kapazitätsentgelt für ALLE Erzeuger ermittelt wird, das für alle gleich ist. Als Beispiel: Eine PV-Anlage mit 100 KW erzielt heute bei Volleinspeisung Erlöse von < 5.000 € / Jahr. Wenn die Kosten abgezogen werden, bleiben teils nur 1.500 bis 2.500 € Deckungsbetrag übrig. Netzkosten wären mit 7 € / kW gerechnet dann 700 €, also zwischen 40 und 60 % des Deckungsbeitrags. Da baut keiner mehr Anlagen.

Christian Leiding 20.02.2026 10:34 • Wie wird mit überschießender Bezugsleistung beim BKZ umgegangen? Hier droht die Gefahr einer Doppelbelastung.

Bsp.: Bezugsleistung 400 kW --> BKZ für 400 kW.

PV-Anlage mit 200 kWp wird errichtet --> Weiterer BKZ über 200 kW?

Ein Bedarf für einen zusätzlichen Netzausbau durch die PV-Anlage sehe ich hier dann nicht, so dass auch kein weiterer BKZ fällig werden dürfte.

Ist das korrekt?

Michael Liesner-Düning Trianel GmbH 20.02.2026 10:35 • Ich würde vermuten, dass jegliche Belastung über BKZ oder Netzentgelte dazu führen werden, dass immer weniger EE-Anlagen über die sonstige Direktvermarktung (PPA) refinanziert werden. Die zusätzliche Belastung erhöht den Strompreis potenzieller Abnehmer und macht den Abschluss schwieriger. Sicherer ist es für EE-Anlagenbetreiber dann immer die Wälzung der zusätzlichen Kosten über die EEG-

Umlage. Neben dem CFD würden dann auch die Netzentgelte/BKZ für abnehmende marktliche Refinanzierung sorgen, oder?

Unbekannt 20.02.2026 10:47 • Mir fehlen dazu auch mehr Informationen. Wird reden viel über EEG-Anlagen, aber sollte die Direktvermarktung unter der aktuellen Regierung nicht gestärkt werden?

Anders Schneider 20.02.2026 10:35 • Fraglich erscheint, ob eine einmalige Zahlung von BKZ einer langfristigen Netzkostenfinanzierung hilft. Die Masse des Erzeugerparks ist bereits angeschlossen, ein Standortsignal für diese Erzeugungsanlagen gäbe es dann nicht.

Christian Leiding 20.02.2026 10:39 • Mein Verständnis: Eine Lenkungswirkung im Netzgebiet der Stromnetz Berlin zumindest im Aufdach-Segment kann auch gar nicht entstehen, wenn man nach dem Solargesetz in Berlin zur Errichtung von PV-Anlagen verpflichtet ist.

Maximilian Weiß (Green Planet Energy) 20.02.2026 10:36 • Heißt das, dass wenn kein Engpass vorliegt auch keine dyn. Netzentgelte erhoben werden?

Daniel Schwarz | Referat 620 | BNetzA 20.02.2026 10:37 • Ja

Holger Brezski - Evonik 20.02.2026 10:37 • Zeit- und ortsabhängige dynamische Preise dürften zu einer deutlichen Ungleichbehandlung zwischen Regionen führen. Dies widerspricht eigentlich der Intention bundeseinheitlicher ÜNB-NE §24a EnWG), wonach die Kosten des Engpassmanagements und der Ausbau der Übertragungsnetze im Rahmen der Energiewende eine gesamtdeutsche Aufgabe sind, die ausdrücklich nicht zu unterschiedlichen Lasten zwischen Regionen mit unterschiedlichen Erzeugungsbedingungen für Strom aus erneuerbaren Energien – führen darf.

Dirk Ermlich (RWE Supply & Trading) 20.02.2026 10:37 • Die ÜBN haben ausgeführt, dass wegen Prognoseunsicherheiten Entgelte mit Day-ahead Nominierung nichts bringen? Warum wird das ignoriert?

Benjamin de Boissezon (ENERTRAG) 20.02.2026 10:38 • Die Day-Ahead-Festlegung regional einheitlicher Preissignale auf Basis unsicherer Engpassprognosen birgt erhebliche Fehlsteuerungsrisiken: Es drohen Abregelungen in Stunden ohne tatsächlichen Engpass sowie eine ineffiziente Allokation des Abregelungsvolumens, da die individuelle Netzwirksamkeit einzelner Anlagen nicht berücksichtigt wird.

Welchen zusätzlichen volkswirtschaftlichen Nutzen soll das Instrument gegenüber dem bestehenden Redispatch-Prozess entfalten, der eine standortscharfe, netztechnisch optimierte Steuerung mit deutlich höherer Prognosegüte kurz vor Echtzeit ermöglicht?

Wenn es primär um eine stärkere Kostenbeteiligung der Einspeiser geht, dürften einfachere Instrumente zur Verfügung stehen, die keine zusätzlichen Fehlsteuerungsrisiken erzeugen.

Florian Strippel, fachverband Biogas e.V. 20.02.2026 10:39 • In welcher Höhe könnte sich nach Vorstellung der BNetzA ein Netzentgelt hinter dem Engpass bewegen, um eine zusätzliche Leistungsbereitstellung anzureizen?

Daniel Hölder, BayWa r.e. 20.02.2026 10:41 • Wie ist "vor und nach dem Engpass" im Zusammenhang mit "in Engpassregionen" zu verstehen. Wie wird die Region nach dem Engpass abgegrenzt?

Benjamin de Boissezon (ENERTRAG) 20.02.2026 10:41 • Das Instrument würde weitere marktliche Nebenwirkungen entfalten: Werden EE-Mengen aufgrund hoher dyn. Netzentgelte nicht am Day-Ahead-Markt angeboten, erhöht dies tendenziell das Preisniveau mit entsprechenden Verteilungswirkungen zulasten der Verbraucher (und zugunsten inframarginaler Erzeuger). Ob das im Endeffekt für den Endverbraucher günstiger als aktuelle Redispatch-Maßnahmen wird, sollte näher untersucht werden.

Christian Wollbaum (dena) 20.02.2026 10:42 • Wäre es bei einer symmetrischen Ausgestaltung nicht eine indirekte Subvention von fossilen Kraftwerken, die dargebotsunabhängig einspeisen? --> Ist das wirklich sinnvoll?

Markus Scheuren (BASF SE) 20.02.2026 10:43 • Was passiert wenn hinter dem Netzengpass nicht mehr genügend Marktkraftwerke vorhanden sind ?

David Bill | BBH Consulting AG 20.02.2026 10:44 • Folie 45: Ist die hälftige Betrachtung für direkte Einspeiser UND einspeisende Speicher gedacht?

Dirk Ermlich (RWE Supply & Trading) 20.02.2026 10:44 • Was heißt nicht zu sportlich zu beginnen? Mit kleinen Preisen? Dann werden keine Effekte erzielt. Nur zu wenigen Stunden?

Sebastian Schönberg, MVV 20.02.2026 10:45 • Mein Verständnis nach dem Papier waren kleinere Preise, also keine 10 ct

Gerrit Gräper 20.02.2026 10:45 • Es bedeutet, dass über die Höhe der Anreizentgelte nicht mehr Nachfrage reduziert werden soll, als es die vorliegende Engpasssituation gebietet. Keiner will mehr Mengen reduzieren als notwendig!

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 10:45 • Mir erscheint, dass das entweder nicht durchdacht ist oder perfide durchdacht: Was ist das Ziel der BNetzA mit diesem Vorschlag? Was nicht schlüssig ist: Wir wollen die Engpassmenge und Entschädigungen von Abregellungen reduzieren: Erst einmal ein hehres Ziel. Allerdings geht das zu 100% auf Kosten der Anlagenbetreiber: Durch hohe Netzentgelte soll der Betreiber seine Anlage abregeln, da er sonst hohe "Strafenzahlungen" hätte, damit keine Entschädigung mehr gezahlt werden muss. Hier wird zulasten von mehr Flexibilität kontraproduktiv in den Strommarkt eingegriffen, was das Strompreisniveau erhöhen wird. Da überhaupt keine Wirkanalyse in Bezug auf sinkende Netzentgelte für Verbraucher vorliegt, wird dies nachweislich die Kosten für alle erhöhen.

Gerrit Gräper 20.02.2026 10:52 • Das Einspeiseentgelt soll die Systemkosten auch auf Schultern verteilen, die derzeit noch nicht an den Systemkosten beteiligt werden. Das ist dem europäischen Gesetzgeber ein großes Anliegen und es ist daher absolut verständlich, dass die BNetzA diesen Schritt geht. Die Kundenanlagenproblematik der letzten beiden Jahre, ist ja auch ein Zeugnis davon wie wichtig dem europ. Gesetzgeber, dass alle sich angemessen an den Systemkosten beteiligen.

Dieses ständige "Am Ende wird das eh auf die Stromkunden umgelegt" wird als Argument der Relevanz der Diskussion nicht gerecht.

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 11:14 • Danke für ihre Antwort. Ich habe nicht davon gesprochen, dass das eh umgelegt wird. Sondern dass die ggf. 2 Mrd. € Einnahmen bei den Erzeugern nicht das Potential haben, die 36 Mrd. € signifikant so zu reduzieren, dass bei den Endkunden auch etwas ankommt. Deswegen ist das eher symbolisch, wir reden über < 3 % Finanzierungsbeitrag. Was ich angemerkt habe ist, dass Sie bisher keine Wirkungsanalyse machen, weder Kosten-Nutzen als auch volkswirtschaftlich gesehen. Es geht nicht darum, dass

Einspeiser auch einen Beitrag leisten sollen. Sondern, wie in der Ausgestaltung unter K-N- und volkswirtscaftlicher Analyse zwingend darauf zu achten ist, dass durch dieses Maßnahme nicht der Ausbau zum erliegen kommt. Das muss die Leitlinie sein -ansonsten gibt es keinen nennenswerten Beitrag seitens der Erzeuger!

Lennart Freese (BVES) 20.02.2026 10:46 • Wie soll der Baukostenzuschuss berechnet werden? Wird dort auch zwischen Erzeugern und Verbrauchern unterschieden?

Daniel Genz 20.02.2026 10:47 • Wie wird das dyn. NNE auf Grenzkuppelstellen angewandt?

Anne Köhler, EFET D 20.02.2026 10:47 • Da eine gleichlaufende Ausgestaltng angestrebt wird, soll das dynamische Entgelt i.H.v. 10 Cent/kWh auch auf der Verbrauchsseite gelten?

Sebastian Schönberg, MVV 20.02.2026 10:48 • Welche Konzeption des BKZ fände die BNetzA denn vorzugswürdig?

Natalie Monno / RWE 20.02.2026 10:48 • Dynamische Netzentgelte verunsichern durch ihre dynamische Natur die Preis-Prognose. Das heißt sie erschweren und verteuern damit das (Long-term-)Hedging. Wie will die BNetzA dem entgegenwirken?

Ralf Bischof 20.02.2026 10:49 • Warum fühlt sich die BNetzA nicht für den BKZ zuständig?

Maximilian Weiß (Green Planet Energy) 20.02.2026 10:50 • Sind alle Netzebenen vor dem Engpass vom dyn. Netzentgelt betroffen? D.h. bei Engpass auf der Mittelspannungsebene müssen alle Anlagen auch auf den untersten Ebenen ein dyn. Entgelt zahlen?

Holger Brezski - Evonik 20.02.2026 10:52 • Eine Belastung der vollständigen Erzeugungsmenge mit einem dynNE - um einen Engpass zu beseitigen, der deutlich niedrigere Strommengen betrifft – könnte zu einem Vielfachen an Zahlungsflüsse (im Vergleich zu den bisherigen Redispatchkosten) führen. Weiterhin könnten sich durch eine Ungleichbehandlung der Regionen erhebliche Differenzkosten ergeben, die höher sind, als die bisherigen Engpassmanagementkosten. Wo ergibt sich die Einsparung?

Felix Dembski (sonnen) 20.02.2026 10:52 •

Die Frage zm BKZ wurde noch nicht beantwortet, bzw mit dem Netzpaket verwechselt.
Richtet sich die Aussage im Papier zu BKZ an NeuANLAGEN oder NeuANSCHLÜSSE. Also wie würden Sie die drei Szenarien bewerten:

1. Ein neuer Netzanschluss wird für eine Erzeugungsanlage errichtet. BKZ Ja/nein?
2. Eine Einspeiseanlage nutzt erstmals einen bestehenden Verbrauchsnetzanschluss zur Einspeisung. BKZ ja/nein?
3. Eine neue errichtete Anlage nutzt einen bestehenden Einspeiser-Netzanschluss, beispielsweise ein neuer Solarpark nutzt einen bestehenden Netzanschluss eines Windparks. BKZ ja/nein?

Christian Leiding 20.02.2026 10:54 • Das ist eine relevante Verständnisfrage, die m.E. nicht beantwortet wurde.

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 10:59 • sehe ich genauso. Ich verstehe nicht, warum diese klar gestellte Verständnisfrage die sehr relevant ist für Erzeuger, mit Verweis auf Netzpaket abgebügelt wurde.

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 10:57 • Warum gibt es keine Kosten-Nutzen Analyse für diesen Ansatz des "fairen" Finanzierungsbeitrags? Wenn wir über knapp 2 Mrd. € / Jahr Beitrag der Erzeuger sprechen, dann ist das nur ein Bruchteil der Netzkosten. Die Reduktion bei den Verbrauchern wird dadurch faktisch nicht stattfinden, außer man würde die Netzbetreiber zwingen, genau um diesen Anteil zu reduzieren. Zudem fehlt ein Einbezug der volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzens. Bevor man dies nicht betrachtet, lässt sich doch keine fundierte und faire / gerechte Entscheidung treffen, oder?

Gerrit Gräper 20.02.2026 10:59 • Europarechtlich geboten

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 11:00 • Verstehe ich nicht. Eine Kosten-Nutzenanalyse ist europarechtlich geboten?

Gerrit Gräper 20.02.2026 11:03 • Hab ich Ihnen oben ausführlicher beschrieben. Es ist europarechtlich alleine schon geboten alle Verursacher von Systemkosten auch angemessen an diesen Kosten zu beteiligen. Einspeisung verursacht Netzkosten. Keine Entgelte für Einspeisung sind daher keine angemessene Beteiligung. Daher ist es allein aus dem Europarecht abzuleiten, dass sowas kommen muss. Auch ohne K-N-Analyse.

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 11:06 • Und aus diesem Grund verzichten Sie auf eine K-N-Analyse und riskieren, dass Erzeuger zukünftig nicht das leisten können, da sie zum Teil gar nicht mehr gebaut werden? Und damit die Stromkosten des Gwesamtsystems steigen? Und Verbraucher keinen Entlastungseffekt haben? Damit wäre die europarechtliche Vorgae ad absurdum geführt. Überzeugt leider nicht aus meiner Einschätzung.

Markus Scheuren (BASF SE) 20.02.2026 10:58 •

Warum entwickelt Deutschland wieder ein **hochkomplexes Sondermodell**, das uns im Wettbewerb gegenüber anderen EU-Mitgliedstaaten **klar benachteiligt?**

Gerrit Gräper 20.02.2026 11:01 • Ist kein Sonderweg. Siehe Gutachten: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Gutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Markus Scheuren (BASF SE) 20.02.2026 11:02 • Mit Sonderweg meine ich die Dynamisierungskomponente, bei der selbst Herr Zerres gesagt hat das man dort Pionier in Europa sei, wenn ich ihn richtig verstanden habe

Christian Wollbaum (dena) 20.02.2026 11:17 • Andere Länder haben aber auch keine so großen strukturellen Engpässe und weigern sich eine Gebotszonentrennung durchzuführen, daher ist es unausweichlich hier eine Pionierposition einzunehmen

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 11:03 • Mein Verständnisfrage zum 4/7€ / kW Entgelt: Warum ist der Bezug für dieses "kapazitätsentgelt" die INSTALLIERTE (DC-)Leistung? Das ergibt doch keinen Sinn. Es geht doch um die genutzte AC-Anschlusskapazität, auf die sich das beziehen muss. Das ist keine zukunftsgerichetete Ausrichtung, wenn wir netzanschlüsse immer mehr überbauen MÜSSEN und WOLLEN.

Christian Wollbaum (dena) 20.02.2026 11:05 • Dazu wäre das eine klare Bevorteilung fossiler Kraftwerke

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 11:07 • genauso ist es. pauschale Kapazitätsentgelte für alle erzeuger, ohne CO2-/Schadstoffkomponente sind abzulehnen!

Christian Wollbaum (dena) 20.02.2026 11:10 • Eine CO2-Komponente im Netzentgelt wäre wahrscheinlich zu komplex, aber bspw. auf die AC Anschlussleistung zu gehen wäre gut und die CO2-Komponente müsste dann über einen konsequenten CO2 Preis abgebildet werden

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 11:19 • Das sehe ich etwas anders. Es sollte nicht die Anschlussleistung als Bezug sein, sondern die GENUTZTE AC-Kapazität des Anschlusses (AC-Anschlussleistung kann höher sein). VNB und ÜNB und Regulierung müssen hier radikal umdenken, ansonsten schaffen die wir EE-Ziele nicht! Und damit nicht die Resilienz, die wir dringend benötigen. Um eine Differenzierung zwischen den einzelnen Erzeugern hinzubekommen, wäre das einfachste eine CO2-/Schadstoffkomponente. Diese könnte prozentual ausgestaltet werden nach jährlicher Ermittlung Update des Bundesumweltamtes pro Technologie wird Braunkohhle auf 100 % gesetzt und die niedrigste auf 0% Kann man durchaus realisieren.

Andreas Jahn - RAP 20.02.2026 11:10 •

Markus Scheuren (BASF SE)
Mit Sonderweg meine ich die Dynamisierungskomponente, bei der selbst Herr Zerres gesagt hat das man dort Pionier in Europa sei, wenn ich ihn richtig verstanden habe

Eine Weiterentwicklung von zeitlichen, jährlichen Netzentgelten, die die meisten EU Länder haben, werden mit zunehmender Transformation notwendig, je größer die Engpässe auf Übertragungsnetzebene sind (und die eine Gebotszonenanpassung ablehen), desto früher...

Sebastian Schönberg, MVV 20.02.2026 11:11 • Sehr richtig, wir bewegen uns im abstrakten Bereich. Es wäre gut, wenn wir mehr quantitative Diskussionsgrundlage hätten!

Eckhard Wolf 20.02.2026 11:17 • Dynamische Netzgeldkomponenten: Wir haben keine Ahnung, wir wisssen nicht was passiert, aber wir machen mal und schaun dann. Hört sich richtig gut an !

Aber alternativ 3 Preiszonen einrichten, da wissen wir was passieren würde -> aber das wollen wir nicht, denn dies reduziert die Windfallprofit's der fossilen Erzeuger.

Marvin Wöhler 20.02.2026 11:19 • Nach dem Neutralitätsgebot des Art. 18 Abs. 1 EBM-VO ergibt sich, dass Einspeiseentgelte netzebenenübergreifend konsistent ausgestaltet sein müsseten oder übersehe ich da etwas?

Christian Leiding 20.02.2026 11:20 • Könnten Sie diese Frage bitte von Herrn Dembski im Raum ansprechen:

Die Frage zm BKZ wurde noch nicht beantwortet, bzw mit dem Netzpaket verwechselt.
Richtet sich die Aussage im Papier zu BKZ an NeuANLAGEN oder NeuANSCHLÜSSE. Also wie würden Sie die drei Szenarien bewerten:
1. Ein neuer Netzanschluss wird für eine Erzeugungsanlage errichtet. BKZ Ja/nein?
2. Eine Einspeiseanlage nutzt erstmals einen bestehenden Verbrauchsnetzanschluss zur Einspeisung. BKZ ja/nein?
3. Eine neue errichtete Anlage nutzt einen bestehenden Einspeiser-Netzanschluss, beispielsweise ein neuer Solarpark nutzt einen bestehenden Netzanschluss eines Windparks. BKZ ja/nein?

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 11:21 • Welche Netzentgelte müssen Nulleispeiseanlagen zahlen?

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 11:31 • Nur so als kleine Gedankenreflexion: 7 € / kW Einspeiseentgelt bei einer PV-Anlage bedeuten umgelegt ca. 0,8 €ct./kWh bei einer Volleinspeiseanlage 3,5-4 €ct./kWh bei einer Prosumeranlage (80 % Eigenverbrauch). Bei einem Gaskraftwerk mit 2.500 Volllaststunden sind wir dann 0,28 €ct./kWh. Die PV-Anlage ist also schlechter gestellt, Prosumer Faktor 20 schlechter. Ist das fair?

Robert Schmidt | BMWE | IIIC3 20.02.2026 11:55 • Lieber Herr Geckeler, liegt den Zahlenwerten in ct/kWh die Berechnung Einspeiseentgelt / Volllaststunden zugrunde? Da das Einspeiseentgelt nur einmalig gezahlt wird, müsste es nicht Einspeiseentgelt / (Volllaststunden * Lebensdauer der Anlage) sein? Danke vorab!

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 13:35 • Genau, es geht um Vollaststunden. Prosumer sollen anders behandelt werden, also scheint es nur um Volleinspeiser zu gehen. Ich habe die Aussage zum "kapazitätsbezogenen Einsepeiseentgelt", das von der BNetzA bevorzugt wird, so verstanden, dass dieses jährlich anfällt. Also geht es um 7 € / kW / Jahr! Und wenn ich das umlege, komme ich auf obige Zahlen. Ausschreibeanlagen können damit umgehen, aber Anlagen < 1 MWp (PV) haben dann ein Problem. Zudem ist auch nicht klar, welche Bezugsgröße jier gemeint ist. Nach meinem Verständnis müsste es um die tatsächlich genutzte AC-Leitungskapazität gehen, nicht um die installlierte (aber nie netzwirksame DC-Spitzenleistung von Solarmodulen) gehen.

Holger Brezski - Evonik 20.02.2026 11:49 • Folie 3 Monopolkommission: ein dynAP müsste abhängig von den Regionen (vor/nach Engpass) unterschiedliche Vorzeichen haben, um eine Anreizwirkung zu entfalten.

Marvin Wöhler 20.02.2026 11:52 • Hat jemand den administrativen Aufwand sowie die daraus resultierenden monetären Auswirkungen auf Seiten des Netzbetreibers quantifiziert?

Diese Kosten wirken sich unmittelbar kostensteigernd auf die Netzentgelte aus.

Wilko Heitkötter 20.02.2026 11:53 • Die Dynamischen Netzentgelte sind schwer prognostizierbar und haben daher nur einen sehr geringen Einfluss auf Investitionsentscheidungen und Standortwahl

Anders Schneider 20.02.2026 11:54 • Das Prädikat "Gut kalkulierbar" steht leider nur auf der Seite des Kapazitätspreises. Bisher hat noch niemand detaillierter das Kalkulationsprinzip des dyn. Arbeitspreises erklärt. Sollen die genannten 10ct/kWh als prognostischer Wert für alle Netzbetreiber angesetzt werden oder müsste nicht eher jeder betroffene Netzbetreiber seinen eigenen dyn. Arbeitspreis je nach Engpassbelastung kalkulieren?

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 11:55 • Ich habe einen einfachen und pragmatischen Vorschlag für die neue Netzentgeltstruktur, die dem Zielbild des 100 % dekarbonisierten Energiesystems Rechnung trägt: 1. Verzicht auf Unterscheidung Finanzierungsfunktion/Anreizfunktion. 2. Kapazitätspreis (Leistungspreis) und dynamische Netzentgelte (Arbeitspreis) für alle Verbraucher. 3. Moderater BKZ für den einmaligen Anschluss und dynamische Netzentgelte (Arbeitspreis) für Erzeuger, die Redispatchbedarf reduzieren, und bei nicht vorhandenem Engpass auf 0 fallen. 4. Moderater BKZ für den einmaligen Anschluss und nur dynamische Netzentgelte für Speicher, die Anreize für systemdienliches Verhalten setzen. In beide Richtungen. Aufwandsneutral. 5. Systemkostenzuschlag, der von allen (Erzeuger und Verbraucher jährlich zu zahlen ist, als Zusatz-Komponente auf dynamische Netzentgelte. (jährlich neu festgelegt) . Liebe BNetzA, Sie wollten wissen, wie es gehen kann, so kann es gehen.

Holger Brezski - Evonik 20.02.2026 11:58 • Monopolkommission Folie 6: Aufkommensneutralität bei symmetrischen dynAP mit unterschiedlichen Vorzeichen (je nach Region) und unterschiedlichen Lastausprägungen zwischen den Regionen sollte schwierig realisierbar sein. Wie soll mit den anzunehmenden hohen Differenzeinnahmen umgegangen werden? Finanzierung? Mit welchen Beträgen wird gerechnet?

Ralf Bischof 20.02.2026 12:48 • Der individuelle Nettoeffekt (=Finanzierungsbeitrag) könnte mit Referenzwerten pro Engpaß-Region pauschal niveliert oder begrenzt werden - so wie im Marktprämienmodell des EEGs bzw. in allen CfDs, die auf Mittelwerte basieren. Das ist natürlich nur für unflexible bzw. dargebotsabhängige Einspeiser sinnvoll.

Andreas Schnauß Berliner Energie und Wärme 20.02.2026 11:59 • An den Grenzkuppelstellen zum Ausland müsste auch ein Kapazitäts-Einspeiseentgelt erhoben werden, um das deutsche Netz zu finanzieren - Netz wird ja genutzt um den Strom zu verkaufen). Welche Lösung gibt es hier ? Oder trifft AgNes nur Einspeiser in Deutschland ?

Marvin Wöhler 20.02.2026 12:08 • In der EU ist geregelt, dass keine transaktionsbezogene Abgabe für grenzüberschreitenden Handel erhoben werden dürfen.

Markus Scheuren (BASF SE) 20.02.2026 12:00 •

Wie sollen Unternehmen bei **lang-jährigen Amortisationszeiträumen** investieren, wenn die dynamischen Entgelte die **Wirtschaftlichkeit laufend verändern** und damit **nicht kalkulierbar** machen?

Martin Bandulet 20.02.2026 12:01 • Den letzten Punkt habe ich nicht verstanden. Als Investor (Speicherbetreiber etc.) kann ich prinzipiell einen BKZ in meiner Investitionsentscheidung einfacher berücksichtigen, als dyn. Arbeitspreise, die ich nicht prognostizieren kann.

Gerrit Gräper hat die eigene Nachricht gelöscht. 12:06

Eckhard Wolf 20.02.2026 12:06 • BDEW Folie #2: Genau so einfach ist es !

Das zentrale Problem der BNetzA ist nur: Wie stütze ich die fossilen Buddies und bremse die EE möglichst lange aus!

Thomas Moskal (Mercedes-Benz) 20.02.2026 12:09 • ich stimme dem Redner des BDEW ausdrücklich zu: All diese Themen im AgNeS-Prozess können nicht nur aus Netzperspektive betrachtet werden! Es hat immense wirtschafts-, industrie- und sozialpolitische Auswirkungen! Ich hoffe stark, dass die BNetzA ihrer Verantwortung bewusst ist.

Thoralf Winkler 20.02.2026 12:09 • Auf den ersten Blick scheint es vor allem um PV und Wind zu gehen. Sollen die Einspeiseentgelte auch für Kohle- und Gaskraftwerke inkl. BHKW gelten? (in den Orientierungspunkten sah ich dazu nichts)

Michael Bettermann (Universität Passau) 20.02.2026 12:10 • An ALLE Volleinspeiser, soweit ich es richtig verstanden habe

Markus Scheuren (BASF SE) 20.02.2026 12:11 • Das trifft alle Einspeiser, Erneuerbare und Konventionelle, Lastferne sowie lastnahe Einspeiser.

Michael Bettermann (Universität Passau) 20.02.2026 12:13 • Es betrifft keine Teileinspeiser. Also Haushalte mit Selbstversorgung sind ausgenommen

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 12:15 • Welche Netzentgelte sollen zukünftig Nulleispeiseanlagen zahlen?

Holger Brezski - Evonik 20.02.2026 12:16 • VKU-Vorschlag, Nachfrage: LP Analog bestehenden Preisblattsystem oder spezifischer LP (Briefmarke). Letzteres erschiene valider

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 12:16 • Oder besser gesagt: Fallen bei Nulleinspeiseanlagen auch Einspeiseentgelte an?

Michael Bettermann (Universität Passau) 20.02.2026 12:19 • Ne, die anlagen um die es geht sind reine Volleinspeiser.
Aus den Orientierungspunkte Papier:

"Dabei fokussiert sich das vorliegende Papier ausschließlich auf Netzentgelte für volleinspeisende
Erzeugungsanlagen ab der Niederspannung mit Leistungsmessung; Netzentgelte für Speicheran-
lagen und Prosumer werden in eigenständigen Orientierungspapieren behandelt"

Andreas Schnauß Berliner Energie und Wärme 20.02.2026 12:20 • Anmerkung vom VKU zu den verbrauchsdominierten Netzen, die in den Folien und Darstellungen der BNetzA fehlten, kann man nur unterstützen und auch den präsentierten sehr pragmatischen und systemischen Lösungsansatz.

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 12:26 • Solange Netzbetreiber nicht zwischen installierter DC-Leistung und eingespeister AC-Wirkungsleistung unterscheiden, und die Überbauung von NAP nicht aktiv fördern / unterstützen, sind die Kosten und Netzausbaubedarfe zu hoch und sehr überdimensioniert. Der Fehler liegt also einerseits in einer falschen grundlegenden Systematik, andererseits in Verweigerung der mehrfachen Überbauung von NAP`s. Über weitere Flexibilitätsbausteine habe ich hier noch gar nicht gesprochen. Da sollte die BNetzA endlich tätig werden!

Dirk Ermlich (RWE Supply & Trading) 20.02.2026 12:27 • Sollen/möchten Avercon und bayerwerk auch Einspeiseentgelte zahlen? ;-)

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 12:28 • Was hat dieser (lange) Beitrag von Avacon / Bayernwek denn überhaupt für einen Nutzen bzw. konkreten Ausgestaltungsvorschlag? Verstehe ich nicht.

Jörg Thiedemann (SWM Infrastruktur) 20.02.2026 12:28 • Ist vorgesehen, trotz verschiedener Diskussionstermine zu Prosumern, Volleinspeisern und Speichern ein einheitliches Prinzip für Flexibilitätsanreize zu etablieren? Für eine kosteneffiziente Engpassbewirtschaftung sollte doch der Anreiz für eine Lasterhöhung/-reduzierung immer gleich hoch sein, unabhängig davon, mit welchen Mitteln die Lastflussveränderung erreicht wird.

Holger Brezski - Evonik 20.02.2026 12:28 • Avacon/BAGE: was ist denn konkret verursachungsgerecht?

VIK | Bruno Wangemann 20.02.2026 13:16 • Wann geht es im Workshop weiter?

Michael Bettermann (Universität Passau) 20.02.2026 13:21 • 13:35

Gerd Krieger VDMA 20.02.2026 13:35 • Es hat ein ganz starkes Echo

Neue Nachrichten

Gerd Krieger VDMA Power Systems 20.02.2026 13:37 • Problem lag bei mir, gelöst.

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 13:37 • Bitte endlich aufklären, diese Frage ist bisher nicht beantwortet worden: Bei dem kapazitätsbezogenen 7 € / kW / Jahr ist die Bezugsgröße die tatsächlich genutzte AC-Leitungskapazität? Oder bei PV-Anlagen die installlierte (aber nie netzwirksame) DC-Spitzenleistung der Solarmodule? Ein riesiger und relevanter Unterschied, der auch systematisch zu Überdimensionierung des Netzausbaus führt!

Sie 20.02.2026 13:41 • Die Frage wurde bereits beantwortet. Die Bezugsgröße ist die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität.

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 13:51 • Das stimmt aus meiner Sicht nicht. Auf der Folie der quantitativen Orientierung wird eine Netzkostenrechnung aufgemacht, wo "Kosten" von 1.859 Millionen € geteilt werden durch eine "installierte" Erzeugungsleistung" von 250 GW. Diese installierte Erzeugungsleistung enthält die DC-Spitzenleistung, ist also um mehrere GW zu hoch. Zudem geht es hier nicht um "vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität" sondern installierte Leistung. Was nochmals die Bezugsgröße von 250 GW reduziert. AWorauf ich hinaus will: Quantitativ wird das Entgelt, wenn man dieser Logik folgt, dann um Größenordnungen höher liegen müssen als 7 € / KW / a, da ja auch Bestandsanlagen teilweise ausgenommen werden. Die Krux in dieser Berechnung liegt in der fehlenden Differenzierung der Anlagenarten, Außer Acht lassen der Volllaststunden und damit des Abwürgens der Wirtschaftlichkeit von vielen Anlagen, wenn das so durchgedrückt wird.

Florian Schmidt 20.02.2026 13:46 • Unter welchem NNE-Regime werden EE-Volleinspeiser eingeordnet, die in Co-Location mit Batteriespeichern wirken? Sind sie im Speicher-NNE-Regime und würden für ihre Einspeisung dann auch einen AP1&2 erhalten (da sie hinter dem Netzanschlusspunkt im Speicher-NNE-Regime sind)? Oder werden diese Einspeiser abgegrenzt und im Einspeise-NNE-Regime gehalten (KP+BKZ+dyn. NNE, kein AP1&2), während der co-located Speicher im Speicher-NNE-Regime ist?

Holger Brezski - Evonik 20.02.2026 13:48 • BEE Folie 3: guter Punkt...RD2.0 war bereits enorm komplex. Und nun ein weiterer - noch komplexerer Prozess dynNE - der wiederum auf RD rückkoppelt?

Pöhler, Harald TWS Netz 20.02.2026 13:48 • Absolute Zustimmung zu BEE Vortrag. RD 2.0, Marktkommunikation sowie Vorgaben zum Messstellenbetrieb bringen Verteilnetzbetreiber jetzt schon an die Grenze der Umsetzbarkeit.

Holger Brezski - Evonik 20.02.2026 13:51 • Nur begrenzte Anzahl an Stunden? In 2025 wurden an über 4.500 h RD-Maßnahmen durchgeführt, bei denen Engpässe ab 200 MW abgeregelt wurden. Die Anzahl der voraussichtlichen Stunden sollten bitte quantfiziert werden.

Wilko Heitkötter 20.02.2026 13:56 • Auch wenn die dynamischen Netzentgelte nur für wenige Stunden im Jahr auftreten (z.B. 1000 h) - Erneuerbare Energien haben ebenfalls recht geringe Volllaststunden (PV ca. 1000h, Wind ca. 3000h). Die Dynamisierung wird zudem vrs. genau in den Stunden auftreten, in denen die Erneuerbaren Energien den meisten Strom erzeugen. Daher sind die EE-Erzeuger massiv von den dynamischen Netzentgelten betroffen, auch wenn diese z.B. nur in ca. 1000h/a ausgerufen werden.

Christian Wollbaum (dena) 20.02.2026 14:04 • Und wie soll mit dieser Ausgestaltung die Erreichung unserer Klimaziele gewährleistet werden? Am Ende müssen die Steuerzahler dann die Kosten für die Strafzahlungen leisten, von den Klimafolgeschäden ganz zu schweigen, die auch die Allgemeinheit wird tragen müssen

Lena Hamacher, EDP 20.02.2026 14:09 • Den letzten Gedankenstoß von Arubis zu Kapazitäten näher am Abnehmer dran; funktioniert in UK bereits nicht und wäre wohl teils EU rechtswidirg (NE auf Distanzen).

Jörg Thiedemann (SWM Infrastruktur) 20.02.2026 14:11 • Das müsste wohl auf lokaler Ebene durch höhere oder niedrigere Bauskostenzuschüsse gelöst werden.

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 14:12 • Bitte nicht immer von Kosten sprechen wenn Investitionen gemeint sind. Es müssen die Randbedingungen für Netzbetreiber dringend angepasst werden, damit Investitionen in Netzausbau und Flexibilität bei Netzbetreibern angereizt wird. Das größte Problem liegt darin, dass der Anreiz gering ist, da die Abschreibungszeiträume zu gering sind. Dadurch sinkt die Motivation, und man holt lieber das maximale aus vorhandener Infrastruktur heraus, als umzubauen. Ein Strecken auf 60 Jahre statt 20 Jahre verringert die "Kosten" um 2/3 Drittel! Es erschließt sich mir nicht, warum man nicht an dieser Stellschraube endlich dreht!

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 14:16 • Es wird hier, auch bei den vorgestellten Studienergebnisse und den VNB Präsentationen so getan, als ob die Investitionen sofort im Jahr der Investition wirksam werden. Wir reden darüber, die zentrale Infrastruktur unserer Volkswirtschaft umzubauen. Das ist ein Jahrhunderprojekt. Lebensdauer von Netzen ist länger als 20 Jahre. Warum sollen die Kosten einer Infrastruktur in deutlich kürzeren Zeiträumen abgeschrieben und damit kostenwirksam werden? Damit die Netzbetreiber Steuern sparen?

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 14:22 • Das ist genau das, was ich in obigen Beuträgen 2x bereits thematisiert und als Risiko dargelegt habe BNetzA . Entlastungen bei Verbrauchern wird praktisch vollständig durch andere Kosten kompensiert = keine Entlastung. Für was dann das ganze? Symbolik und ausbremsen der EE? Danke Frontier economics

Michael Bettermann (Universität Passau) 20.02.2026 14:25 • Kurze Frage,
Warum belastet das speziell EE mehr wie konventionelle Kraftwerke?

Also angenommen JEDER auch alt anlagen müssen diese Netzengelte bezahlen?

Christian Wollbaum (dena) 20.02.2026 14:27 • Weil EE-Anlagen dargebotsabhängig sind und Engpässe voraussichtlich nur in den Zeioten auftreten werden, in denen EE einspeisen. Fossile Kraftwerke sind steuerbar und können sich der Anreizkomponente entziehen. Damit werden fossile Kraftwerke in Zeiten von Netzengpässen in der Merit Order potenziell günstiger als EE-Anlagen

Michael Bettermann (Universität Passau) 20.02.2026 14:32 • Sie reden jetzt spezifisch von dynamischen Arbeitspreise für netzentgelte für Einspeiser oder?

Nicht von Kapazitätzspreise oder?

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 14:33 • Ja: Anreizkomponente = dynamische Netzentgelte

Michael Bettermann (Universität Passau) 20.02.2026 14:35 • Ok, da Sie von dynamischen Netzentgelt auf Arbeitspreis Basis reden, stimme ich Ihnen zu.

Meine Schwierigkeit war zu verstehen, inwiefern Netzentgelte auf Kapazitätspreis Basis EE benachteiligen würden

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 14:32 • Das primäre Instrument ist an die Finanzierungs- und Investitionsbedingungen heranzugehen: Investitionen und Abschreibugszeiträume strecken (20 —> 60 jahre), damit hat man den größten Hebel, um die Netzumbaukosten jährlich zu dritteln. Anreize für mehr Flexibilität / Auslastung und Umbau gehen damit einher. Es geht doch NICHT um reines Engpassmanagement.!

Jörg Thiedemann (SWM Infrastruktur) 20.02.2026 14:33 • Beim Redipatch fehlt einfach die Anreizkomponente, weil der Wert Ausfallarbeit vollständig ersetzt wird. Wenn man hier ansetzt und den Prozentsatz des Schadenersatzes langsam abschmilzt, ergibt das einen sehr starken Anreiz zur Netzdienlichkeit.
Vor allem ist das sehr zielgenau, weil es nur auf echte Engpässe wirkt.

Markus Scheuren (BASF SE) 20.02.2026 14:35 • Weitere Netzengpässe kann man nur vermeiden wenn Anlagen dort angeschlossen werden, ohne das es zu Netzengpässen kommt. Das muss bei der Investentscheidung erfolgen, über regional differenzierte BKZ. Bestehende Netzengpässe kann man nur durch gezielten Netzausbau vermeiden.

Holger Brezski - Evonik 20.02.2026 14:38 • Zur Kosteneffizienz: Natürlich sollte RD regelmäßig kosteneffizienter sein, da er sich auf konkrete Engpassmengen bezieht und nur diese Strommengen finanziell betrifft. Ein dynNE würde im Gegenteil dazu sämtliche Strommengen betreffen (d.h. eine vielfach höhere Strommenge)... zur Beachtung: die verschiedenen Regionen dürften unterschiedliche Lastaussprägungen haben, insofern würden sich bei syymetrischen dynAP voraussichtlich hohe Differenzkosten ergeben...

Michael Bettermann (Universität Passau) 20.02.2026 14:42 • Ich könnte mir vorstellen, dass präventive Maßnahmen für Netzengpässe vor dem day-ahead-Markt, bzw. der Festlegung der Fahrpläne vermutlich noch Kosteneffizienter wäre.

Kommt natürlich darauf an wie sowas umgesetzt werden würde

Markus Scheuren (BASF SE) 20.02.2026 14:43 • Das sehe ich genauso, mit dem Preissignal ist die Menge nicht steuerbar, im Extremfall fehlt mehr Erzeugung als nötig, die durch konventionelle Erzeugung komensiert werden muss.

Holger Brezski - Evonik 20.02.2026 14:44 • Das könnte ggf. über gezielte Ausschreibungen geschehen, bei denen konkrte Engpassmengen angefragt werden

Michael Bettermann (Universität Passau) 20.02.2026 14:46 • Ich denke, dass einige RD Maßnahmen auch gespart werden könnten, wenn das Stromnetz im Strommarkt besser reflektiert werden würde.

Die Frage ist hald wie

Sebastian Schönberg, MVV 20.02.2026 14:47 • Haben Sie dafür erste Ideen/Vorschläge?

Christian Wollbaum (dena) 20.02.2026 14:49 • Genau das sollen ja die dyn. Einspeisenetzentgelte tun..

Michael Bettermann (Universität Passau) 20.02.2026 14:49 • Naja ein Vorschlag war die Aufteilung der Gebotspreiszone.
Da ist das Stromnetz zumindest teilweise besser abgebildet

Der Extremfall ist Nodal pricing.
Das wird z.B. in Texas gemacht

Christian Wollbaum (dena) 20.02.2026 14:51 • Das wäre natürlich am effizientesten aber darüber entscheidet das BMWE, nicht die BNetzA. Die einzige Möglichkeit die die BNetzA hat diesen Effekt zu erzielen sind dyn. Netzentgelte

Michael Bettermann (Universität Passau) 20.02.2026 14:55 •

Christian Wollbaum (dena)
Genau das sollen ja die dyn. Einspeisenetzentgelte tun..

Das kommt drauf an, WANN die dynamischen Netzentgelte bekannt sind. Vor oder Nach Fahrplanfestlegung. Davor: Weiß ich nicht wie effektiv sie wirklich sind. Mal abgesehen, davon, dass die dynamischen Netzentgelte auf Fahrpläne basieren mit anderen Annahmen (da die Netzentgelte ja anders waren) Danach: Man verfälscht die Fahrpläne die bereits festgelegt wurden, die Netzführung wird dadurch vermutlich sogar erschwert, da man jetzt eine subventionierte Abweichung der Fahrpläne hat und Ungenauigkeiten on top. Vor allem Bilianzkreisverantwortliche werden weinen.

Eckhard Wolf 20.02.2026 14:51 • Folie "Amortisation der Enerparc" wäre doch einmal mit einem Blick auf fossile Gaskraftwerke interessant, oder ?

Michael Bettermann (Universität Passau) 20.02.2026 14:56 •

Christian Wollbaum (dena)
Das wäre natürlich am effizientesten aber darüber entscheidet das BMWE, nicht die BNetzA. Die einzige Möglichkeit die die BNetzA hat diesen Effekt zu erzielen sind dyn. Netzentgelte

Ah ok. Wusste ich gar nicht. Vielen Dank für die Info

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 14:57 • Erfrischend praxisnaher Vortrag: Warum bringt Enerparc die Zahlen nicht zusammen: 4/7 € pro KW übersetzt sich in 8-9 € / MWh. Damit verringert sich der Erlös auf "nur" noch 42 € / MWh lt. letzter Ausschreibung. Oder die Ausschreibungsergebnisse werden zukünftig dann eher bei 60-70 € / MWh liegen statt den 50 € / MWh.

Paul Woltag (Pfalzwerke) 20.02.2026 15:04 • Herr Dr. Klaassen (Aurubis) hat die Herausforderung und die relevanten Stellschrauben bislang am Besten herausgearbeitet.
Um Netzausbaukosten und damit Netzentgelte in Grenzen zu halten, ist eine Steuerung der örtlichen Ansiedlung von Einspeisung, Speicherung und Entnahme wünschenswert.
Auch aus zeitlicher Perspektive ist eine Steuerung rein faktisch erforderlich: Die Errichtung der bestehenden Energieversorgungsstrukturen (Strom und Gas) dauerte viele Jahrzehnte und war auf eine bestimmte Verteilung ausgerichtet. In den letzten vier Jahren vervielfachten sich die angemeldeten Einspeiseleistungen im Vergleich zu den 20 Jahren zuvor: sie machen in bestimmten Regionen in den 110-kV- und 20-kV-Netzabschnitten bspw. das Achtfache der Entnahmeleistung aus - und überschreiten damit bald an vielen Orten das dort derzeit Mögliche. Die erforderlichen Strukturen für die Aufnahme von immer mehr Einspeiseleistung umfassen in solchen Regionen keine einzelne Leitungen, sondern es bedarf der Umsetzung mehrer aufeinander abzustimmender Maßnahmen in Form von z.B. zusätzlichen ÜNB-Übergaben, neuen 110-kV-Trassen, neuen Umspannwerke und neuen bzw. ertüchtigten 20-kV-Trassen: also umfangreiche Vorplanungen, Flächensicherungen und Fachplanungsverfahren. Solche umfangreichen Maßnahmen kosten viel Zeit, Geld und Ressourcen - eine volkswirtschaftlich

sinnvolle Steuerung dieser Maßnahmen ist geboten.
Benötigt wird insofern eine (entschädigungslose) Begrenzung der Einspeisung (sofern keine Direktabnahme in räumlicher Nähe), lokale Zwischenspeicherung und damit Linearisierung der Einspeiseleistung im jeweiligen Netzabschnitt. Dynamische (notwendigerweise regional-spezifische) Einspeiser-Netzentgelte sind eine (komplizierte) umgekehrte Variante zur Verfolgung dieses Ziels.
Wie eine Lösung per BKZ eine echte Steuerungsfunktion in dieser Art entfalten soll, ist dagegen nicht erkennbar.

Ralf Bischof 20.02.2026 15:26 • Was soll eine entschädigungslose Abregelung von Einspeisern den bewirken? Entweder entstehen keine neuen Anlagen mehr - dann müssen wir in der Tat nicht darüber reden - oder sie geben ihre Kosten zzgl. Risikoprämien weiter. Eine Verlagerung in andere Regionen ist nur zum Teil möglich - ist aber keine Dauerlösung, da auch dort die Netzkapazitäten begrenzt sind. Möglich und sinnvoll wäre eine andere Auslegung der Anlagen (höhere Volllaststunden), die wird aber besser durch einen BKZ oder Kapazitätspreis angereizt als durch entschädigungslosen Redispatch.

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 15:33 • Bei mehreren Punkten in der Analyse kann ich mitgehen. Wie ein entschädigungsloser Redispatch als "Lösungsbaustein" uns zu einem resilienten, dekarbonisierten, effizienten und auch wirtschaftlichen Stromsystem bringen soll, und gleichzeitig die notwendige Elektrifizierung anderer Sektoren sicherstellen soll, kann ich nicht nachvollziehen. Es wurde hier doch sehr klar aufgezeigt, welche Konsequenzen das für die weitere Energiewende hätte. Im Moment kommen ca. 330 TWh aus erneuerbaren Energien. Um den zukünftig zu erwartenden Endenergiebedarf von ca. 1.200 TWh bis 1.400 TWh zu decken, müssen wir also Speicher, Flexibilitäten und vor allem mehr erneuerbare (Faktor 4) errichten. Und auch das Netz aus- und umbauen. Und alles bis auf den Netzausbau soll privatwirtschaftlich finanziert werden. Welchen Vorschlag haben Sie dafür?

Johanna Bronisch Neon 20.02.2026 15:41 • Ja

VIK | Bruno Wangemann 20.02.2026 15:41 • ja ton ist da

Johanna Bronisch Neon 20.02.2026 15:41 • Geht wieder

Heiko Stubner 20.02.2026 15:48 • SINTEG-Berichte:
https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/sinteg.html

Ralf Bischof 20.02.2026 15:55 • EEG-Anlagen unter § 51 brauchen in bestimmten Situationen nur wenige €/MWh zum Abschalten

Dirk Ermlich (RWE Supply & Trading) 20.02.2026 15:57 • Ein Herantasten mit einzelnen Teilnehmern wäre aus meiner Sicht diskriminierungsfrei

Markus Scheuren (BASF SE) 20.02.2026 16:00 •

Wenn dynamische Netzentgelte die **gleichen Redispatchmaßnahmen** anreizen wie heute, landen diese Kosten künftig **im Strommarkt**.
Dort können aber **keine Reservekraftwerke** eingesetzt werden.
Wie soll das funktionieren – müssten diese Kraftwerke dann **wieder in den Markt zurückgeholt** werden?

Holger Brezski - Evonik 20.02.2026 16:05 • Es wurden eben von der BNetzA mitgeteilt, dass von 800 bis 1.200 h ausgegangen wird. Frage: wie sind die konkreten Überlegungen, welche Netzengpässe dynAP'e antriggern (Parameter)?

Peter Averesch 20.02.2026 16:05 • Wir ersticken inzwischen an einer ausufernden Komplexität. Kein Anlagenbetreiber versteht die Regelwerke noch, und die Netzbetreiber tragen eine unverhältnismäßige Last, um die Prozesse überhaupt abbilden zu können. Gleichzeitig zerstören marktgetriebene, variable Netzentgelte jede Form von Investitionssicherheit für Anlagenbetreiber – ein unhaltbarer Zustand in einer Phase, in der Planungssicherheit entscheidend wäre. Dabei findet die Energiewende längst in den Verteilnetzen statt und nicht auf der Ebene der Übertragungsnetze.

Dietmar Geckeler (denersol) 20.02.2026 16:05 • Wie bitte?

Michael Bettermann (Universität Passau) 20.02.2026 16:09 • Verstehe ich das richtig, dass der Intraday-Markt die neuen Abweichungen, die ein dynamisches Netzentgeld bringen wird (angenommen die ersten Netzentgelte werden veröffentlich nach dem day-ahead-markt) auffangen soll?

Dirk Ermlich (RWE Supply & Trading) 20.02.2026 16:10 • Besser der Intraday-Markt als Regelenergie, das würde dann zu Lasten der Versorgungssicherheit gehen.

Jörg Thiedemann (SWM Infrastruktur) 20.02.2026 16:13 • Die 3%-Grenze als Mengengrenze adressiert nicht (oder nur sehr indirekt) die Maximalleistung, die die Netzausbaukosten verursacht.

Peter Averesch 20.02.2026 16:15 • Wie kann gerade für kleine und mittelgroße Anlagen eine tragfähige Anlagenprojektierung gelingen, wenn die ökonomischen Rahmenbedingungen – insbesondere die Erlöswirkung – nicht vorhersehbar sind?

Schmidt 20.02.2026 16:17 • Volkswirtschaftlich ist ein gewisser Redispatchanteil angemessen - eine Autobahn baue ich auch nicht 8-spurig, um zu jeder Zeit einen Engpass zu vermeiden. Dies trifft auch für den VNB und nicht nur für ÜNB zu.

Eckhard Wolf 20.02.2026 16:32 • Was der Planer gesagt hat, ganz einfach:
==> Es wird nicht gebaut !!!

(Freie Bahn für fossile Erzeuger (Peaker) !