

part of eex group

**> eex**

**> epexspot**

Stellungnahme zu dem Referen-  
tentwurf für ein Gesetz zur Än-  
derung des Erneuerbare-Ener-  
gien-Gesetzes und weiterer  
energierechtlicher Vorschriften  
(RefE EEG 2021)

Leipzig/Paris, 17. September 2020

## 1. Vorbemerkung und Zusammenfassung

Im Folgenden nehmen die European Energy Exchange (EEX) und die EPEX SPOT Stellung zu dem am 14. September 2020 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur Konsultation gestellten Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (RefE EEG 2021).

EEX und EPEX SPOT begrüßen, dass im Referentenentwurf für das EEG 2021 ein deutlicher Fokus auf die weitere Marktintegration erneuerbarer Energien gelegt wird. Dazu zählen insbesondere der Verzicht auf die Einführung einer symmetrischen Marktprämie, der vorgesehene Wegfall der Vergütung bei negativen Preisen für Neuanlagen sowie der Grundsatz, ausgeforderte Anlagen in den Markt zu entlassen und nur in bestimmten Grenzen und unter gewissen Voraussetzungen eine Anschlussförderung als Auffangtatbestand vorzusehen. Die vorgeschlagene Anschlussförderung erachten wir aber als zu weitgehend. Vielmehr sollte eine solche Auffangregelung nur in einem sehr begrenzten Rahmen für Kleinanlagen gelten.

Neben den konkreten Vorschlägen zur schrittweisen Stärkung der Marktintegration begrüßen wir ausdrücklich den vom BMWi ins Auge gefassten mittelfristigen Umstieg in die „Post-Förderung-Ära“, indem bis 2027 Vorschläge für einen marktgetriebenen Ausbau erarbeitet werden sollen.

## 2. Ziel ist vollständige Marktintegration und marktgetriebener Ausbau

Schon jetzt tragen die Großhandelsmärkte der EEX und der EPEX SPOT wesentlich zur Marktintegration erneuerbarer Energien bei, sei es durch liquide Emissionsrechtmärkte, finanzielle Absicherungsmöglichkeiten am Stromterminmarkt – auch in Kombination mit langfristigen Lieferverträgen (PPAs) – oder innovative Kurzfristmärkte für Strom mit hochauflösender Produktgranularität, wie Viertelstundenprodukten, und kurzer Vorlaufzeit.

Die vollständige Marktintegration von erneuerbaren Energien ist eine Grundvoraussetzung für ein flexibles, sicheres sowie durch Sektorintegration zunehmend strombasiertes Energiesystem der Zukunft. Das bedeutet, dass die Vergütung von erneuerbaren Energien zukünftig vollständig auf marktbasieren Einnahmen basieren sollte, wie z.B. Einnahmen aus der Vermarktung an der Strombörse, Einnahmen aus Systemdienstleistungen, wie Ausgleichsenergie und Engpassmanagement, oder Einnahmen aus Herkunftsnachweisen.

Hier spielt der regulatorische Rahmen eine wichtige Rolle. Der Übergang von festen Einspeisetarifen zur Direktvermarktung war ein erster wichtiger Schritt, um erneuerbare Energien zunehmend in den Markt zu integrieren und eine effiziente Vermarktung anzureizen. Diesen Weg gilt es konsequent weiter zu verfolgen bis hin zu klaren Marktperspektiven ohne Förderung. Dabei sind neben wettbewerbsfähigen und liquiden Großhandelsmärkten auch ein gut funktionierender CO<sub>2</sub>-Markt und ein Markt für Herkunftsnachweise erforderlich.

Marktteilnehmer müssen die richtigen Anreize haben, um auf dem Großhandelsmarkt zu ihren tatsächlichen Grenzkosten zu bieten, d.h. auf der Grundlage der Merit Order. Dies gibt ihnen gleichzeitig die Möglichkeit, ihre Investitionskosten durch die Produzentenrente zu decken. Als Konsequenz bleibt das Marktpreissignal unverzerrt, selbst bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien. Durch effizienten Wettbewerb wird die Stromnachfrage zu den geringst möglichen Kosten gedeckt.

### 3. Anmerkungen zum Referentenentwurf für das EEG 2021

#### a) Definition von Spotmarktpreis und Strombörse im Sinne des EEG, § 3 Nr. 42a i.V.m. 43a RefE EEG 2021

Der Referentenentwurf führt den „Spotmarktpreis“ (§ 3 Nr. 42a) als neuen Begriff ein. Der Spotmarktpreis ist *„der Strompreis in Cent pro Kilowattstunde, der sich in der Preiszone für Deutschland aus der Kopplung der Orderbücher aller Strombörsen in der vortägigen Auktion von Stromkontrakten ergibt; wenn die Kopplung der Orderbücher aller Strombörsen nicht oder nur teilweise erfolgt, ist für die Dauer der unvollständigen Kopplung der Durchschnittspreis aller Strombörsen gewichtet nach dem jeweiligen Handelsvolumen zugrunde zu legen“*.

Wir begrüßen die klare Definition des Spotmarktpreises. Dieser neue Begriff ist grundsätzlich sachgerecht aufgrund der Kopplung der Orderbücher aller Strombörsen. Dennoch sehen wir weitergehenden Erläuterungsbedarf bei der Zuständigkeit für dessen Berechnung und Veröffentlichung.

Zwar werden die Daten, die zur Berechnung des Spotmarktpreises notwendig sind, bereits heute von den Strombörsen täglich veröffentlicht. Die Resultate der gekoppelten Day-Ahead-Auktion (Preis und Volumen) sind auf den Internetseiten der jeweiligen Strombörsen zu finden. Dennoch sprechen wettbewerbsrechtliche Gründe und Neutralitätsgründe dafür, dass die Berechnung und Veröffentlichung des Spotmarktpreises im Sinne des EEG durch eine neutrale dritte Instanz erfolgen.

Im Falle einer Entkopplung setzt sich der Spotmarktpreis aus dem volumengewichteten Durchschnittspreis verschiedener Strombörsen zusammen. Folglich sollte dieser nicht von den Strombörsen selbst berechnet und veröffentlicht werden. Stattdessen sollte eine neutrale Instanz, wie zum Beispiel die Übertragungsnetzbetreiber, auf Basis der verfügbaren Daten diese Berechnung vornehmen. Diese Vorgehensweise wurde zuletzt auch bei der Börsenpreiskopplung des Ausgleichsenergiepreises (AEP) in Form des so genannten ID-AEP Index eingeführt.<sup>1</sup>

#### b) Umgang mit ausgeförderten Anlagen, § 3 Nr. 3a RefE EEG 2021 i.V.m. § 21 Abs. 1 Nr. 3, § 23b und § 25 Abs. 2 RefE EEG 2021 sowie § 53 EEG 2017

Für das Funktionieren des Strommarktes und den Erfolg der Energiewende ist es von entscheidender Bedeutung, dass erneuerbare Energien-Anlagen, die das Ende ihrer technischen Lebensdauer noch nicht erreicht haben, nach der Förderung vollständig im Markt verbleiben und nicht stillgelegt oder auf ausschließlichen Eigenverbrauch umgestellt werden. Nur so kann eine vollständige Marktintegration der erneuerbaren Energien erreicht werden, um damit mit zuverlässigen Preissignalen zu liquiden und wettbewerbsfähigen Strommärkten in Europa beizutragen.

Marktbasierte Einnahmen für solche Anlagen können einerseits durch die Vermarktung des Stroms an Großhandelsmärkten, andererseits durch Einnahmen aus den Herkunftsnachweisen für den grünen Wert dieses Stroms erzielt werden. Die Vergütung aus Herkunftsnachweisen wird eine neue Einnahmequelle für die ausgeförderten Anlagen, da Anlagen während der Zeit ihrer Förderung keine Herkunftsnachweise erhalten und verkaufen dürfen (so genanntes Doppelvermarktungsverbot).

<sup>1</sup> [https://www.regelleistung.net/ext/download/REBAP\\_ANLAGE\\_BNETZA\\_BK6-19-552](https://www.regelleistung.net/ext/download/REBAP_ANLAGE_BNETZA_BK6-19-552)

Eine einfache Verlängerung der Einspeisetarife um weitere Jahre für einen großen Teil der Anlagen, die nach 20 Jahren Förderung bereits vollständig abgeschrieben sind, ist unseres Erachtens energie-wirtschaftlich nicht zu rechtfertigen. Vor allem würden die Bemühungen von Unternehmen konterkarieren, die neue Geschäftsmodelle für den zukünftigen Betrieb der ausgeförderten Anlagen entwickelt haben.

Gleichwohl sehen wir die aktuelle Herausforderung aus regulatorischer und ökonomischer Sicht, dass die Direktvermarktung für einen kleinen Teil der ausgeförderten Anlagen womöglich keine wirtschaftliche Option darstellt. Das gilt in erster Linie für sehr kleine Anlagen. In diesen Fällen können die Fixkosten für die Direktvermarktung die Markteinnahmen übersteigen. Die Kosten für Direktmarketing werden jedoch in Zukunft mit der fortschreitenden Digitalisierung, der Automatisierung von Prozessen und der Einführung intelligenter Zähler weiter sinken.

In jedem Fall ist zu prüfen, wie sich der Marktzugang und die Direktvermarktung von Kleinstanlagen doch noch wirtschaftlich gestalten ließe. Mögliche Änderungen des regulatorischen Rahmens könnten darin bestehen, Standardlastprofile oder normalisierte Erzeugungsprofile anstelle der Pflicht des 15-minütigen Ausgleichs zuzulassen und die Nachrüstung von im Verhältnis zur Anlagengröße vergleichsweise teuren intelligenten Messsystemen zu vermeiden. Auch standardisierte Ausgabeverfahren für Herkunftsnachweise können kostensenkend wirken.

Daher kommt aus unserer Sicht ausschließlich eine stark begrenzte Auffanglösung in Frage, um Kleinstanlagen am Markt zu halten, bis eine wirtschaftliche Direktvermarktung auch dieser Anlagen möglich ist. Den Vorschlag im Referentenentwurf, ausgeförderte Anlagen bis zu einer Größe von 100 kW bis Ende 2027 eine Einspeisevergütung abzüglich Vermarktungskosten zu gewähren, halten wir für deutlich zu weit gehend.

Eine stark begrenzte Auffanglösung könnte sich an folgenden Eckpunkten orientieren:

- Ausschließliche Anwendung für Kleinstanlagen bis 15 kW
- Einspeisevergütung nicht zum Marktwert, sondern deutlich verringert z.B. in der Bandbreite von 25% bis max. 50% des Marktwerts
- Begrenzung der Zahlungsdauer der Einspeisevergütung auf maximal drei Jahre nach Förderende der jeweiligen Anlage, maximal jedoch bis Ende 2025. Daraus ergäbe sich folgende Staffelung:
  - o Anlagen mit Förderende zw. 1.1.2021 und 31.12.2021 Zahlungsanspruch für drei Jahre, höchstens bis 31.12.2024
  - o Anlagen mit Förderende zw. 1.1.2022 und 31.12.2022 Zahlungsanspruch für drei Jahre, höchstens bis 31.12.2025
  - o Anlagen mit Förderende nach 31.12.2022 Zahlungsanspruch bis höchstens 31.12.2025

Eine mögliche Alternative zu einer begrenzten Auffanglösung für Kleinstanlagen könnte die Gewährung eines einmaligen „Modernisierungsbonus“ in Höhe von maximal 100 Euro je installiertem kW sein. Bei Kleinstanlagen bis 15 kW ergäbe sich somit ein maximaler Modernisierungsbonus von 1.500 Euro je Anlage. Mit diesem Modernisierungsbonus ließen sich die Kosten für die technische Umrüstung bzw. Ertüchtigung auf intelligente Messsysteme unterstützen.

### **c) Digitalisierung auch für kleinere Anlagen, § 9 Abs. 1 RefE EEG 2021**

Wir begrüßen die Verpflichtung, zur Ausstattung von neu zu errichtenden Erneuerbare-Energien-Anlagen und KWK-Anlagen ab einer installierten Leistung von 1 kW mit intelligenten Messsystemen auszustatten (§ 9 Abs. 1). Gleiches gilt für die Verpflichtung bei Bestandsanlagen größer 15 kW mit einer Übergangsfrist von fünf Jahren (§ 9 Abs. 1a). Digitalisierung und Flexibilisierung sind wichtig, um alle Anlagen vollständig in den Markt zu integrieren.

Allerdings weisen wir ausdrücklich darauf hin, dass der direkte Zugriff von Netzbetreibern auf diese Anlagen, zum Beispiel zum Engpassmanagement, strikt limitiert sein sollte. Im NABEG 2.0 wurde bereits der kostenbasierte Redispatch für alle Anlagen über 100 kW und für direkt steuerbare Anlagen festgeschrieben. Durch den Vorschlag im Referentenentwurf für das EEG 2021 würde die Zahl der durch Netzbetreiber direkt steuerbaren Einheiten aber stark erhöht. Unseres Erachtens wäre eine marktbasierende Aktivierung von Flexibilität effizienter und sollte bevorzugt werden.

### **d) Verzicht auf Einführung einer symmetrischen Marktprämie, § 20 i.V.m. § 23a und Anlage 1 RefE EEG 2021**

Wir begrüßen ausdrücklich, dass die bewährte gleitende und asymmetrische Marktprämie weitergeführt und auf eine Umstellung auf eine symmetrische Marktprämie verzichtet wird. Eine symmetrische Marktprämie – die in ihrer Wirkung mit staatlich abgesicherten Differenzverträgen (Contract for Difference, CfD) vergleichbar ist, hätte unseres Erachtens negative Auswirkungen auf die Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien.<sup>2</sup> Auch der beabsichtigte Umstieg in die „Post-Förderung-Ära“ ab spätestens 2027 würde mit einer symmetrischen Marktprämie in Frage gestellt.

### **e) Einführung einer Südquote zur Gewährleistung einer regionalen Verteilung, § 36d RefE EEG 2021**

Die Südquote ist unseres Erachtens nicht der richtige Weg, um die Errichtung von Erzeugungsanlagen dort anzureizen, wo sie den größten Systemwert aufweisen.

Netzengpässe sollten daher nicht durch eine regulierte Südquote für Windkraftanlagen adressiert werden, sondern durch „Hardware“-Lösungen (wie Netzausbau) und „Software“-Lösungen (wie Flexibilitätsoptionen). Eine nicht-marktbasierte Lösung wie die Südquote ist aus einer Systemperspektive nicht effizient. Marktbasierte Flexibilitätsoptionen sind hier der effizientere Weg, Flexibilität einen Wert zu geben und auch lastseitige Potentiale in das Netzmanagement einzubinden.

---

<sup>2</sup> Zu den negativen Auswirkungen von Differenzverträgen auf die Markt- und Systemintegration siehe detailliert: [https://www.bundestag.de/resource/blob/790542/5661d07a190bb32f850b09e5ef76c65b/stgn\\_sv\\_reitz-data.pdf](https://www.bundestag.de/resource/blob/790542/5661d07a190bb32f850b09e5ef76c65b/stgn_sv_reitz-data.pdf)

## **f) Verstetigung der Innovationsausschreibungen, § 39n RefE EEG 2021 i.V.m. Art. 14 Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung**

Wir begrüßen den Vorschlag, die Innovationsausschreibungen zu verstetigen und mengenmäßig auszuweiten, indem die gemeinsamen Ausschreibungen in die Innovationsausschreibungen integriert werden.

Allerdings plädieren wir auch dafür, die zur Anwendung und Erprobung kommenden Instrumente in den Innovationsausschreibungen zu erweitern. Nur so lassen sich umfassende Erfahrungen für verschiedene neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsverfahren, die zu mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit führen, im Vergleich sammeln.

Konkret schlagen wir vor, neue Mechanismen für die Förderung zu erproben, die tatsächlich Innovationen anreizen, indem die Förderung auf ein Mindestmaß beschränkt und das Erfordernis zur Marktteilnahme konsequent ausgeweitet werden. Aus unserer Sicht eignet sich dafür das Instrument einer Kapazitäts- bzw. Investitionskostenförderung.<sup>3</sup> Indem sich die Anlagenbetreiber dann in erster Linie am Strompreissignal orientieren, agieren sie systemdienlich. Die vollständige Marktteilnahme erlaubt zudem, Mehrerlöse zu generieren und damit das notwendige Förderniveau zu verringern, wodurch die Kosten für die Verbraucher sinken. Ein solches Instrument ließe sich auch besser mit neuen marktbaasierten Finanzierungsinstrumenten wie langfristigen Lieferverträgen (PPA) kombinieren. Auch hier ließen sich wertvolle Erfahrungen sammeln mit Blick auf den beabsichtigten Umstieg in die „Post-Förderung-Ära“ ab spätestens 2027.

## **g) Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen, § 51 RefE EEG 2021**

Der Referentenentwurf sieht in § 51 Abs. 1 in Verbindung mit § 100 Abs. 2 Nr. 13 vor, für Neuanlagen die geltende 6-Stunden-Regel abzuschaffen und den Zahlungsanspruch bei negativen Preisen auf null zu verringern.

Diesen Vorschlag begrüßen wir ausdrücklich als wichtigen Beitrag zur weiteren Marktintegration erneuerbarer Energien. So reagieren auch erneuerbaren Energien vollständig auf das Marktpreissignal.

Die 6-Stunden-Regel limitiert die Reaktion erneuerbarer Energien auf negative Preise und verzerrt somit die Wirkung des Preissignals für Flexibilisierung. Zudem ist die Prognose eines solchen Zeitintervalls schwer, was eine angemessene Reaktion der Einspeiser aus erneuerbaren Energien weiter erschwert. Gerade die Erwartung einer Zunahme von negativen Preisen zeigt den Flexibilitätsbedarf des Stromsystems auf.

Zudem wird mit der Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen die Vorgabe aus den europäischen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien konsequent umgesetzt. Die bisher zur Anwendung kommende 6-Stunden-Regelung war eine von der EU-Kommission genehmigte Ausnahme. Für ein Auslaufen der 6-Stunden-Regel im EEG spricht auch, dass der deutsche Gesetzgeber bereits im KWKG diesen Schritt vollzogen hat.

---

<sup>3</sup> Für weitere Details: [https://www.bundestag.de/resource/blob/671126/2fd271505af292b3e4148cf918ace-fdd/stgn\\_paulun-data.pdf](https://www.bundestag.de/resource/blob/671126/2fd271505af292b3e4148cf918ace-fdd/stgn_paulun-data.pdf)

Die detaillierte Ausgestaltung der Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen nach § 51 sollte allerdings in Hinblick auf den Bezug zum Spotmarktpreis überarbeitet werden:

Der Entwurf sieht vor, den anzulegenden Wert auf null zu reduzieren, *„wenn der Spotmarktpreis in mindestens 15 aufeinanderfolgenden Minuten negativ ist“*.

Da es keine Minuten-Produkte gibt, kann der Preis nicht in 15 aufeinanderfolgenden Minuten negativ sein. Soll auf den Spotmarktpreis nach der EEG-Definition – vgl. § 3 Nr. 42 a RefE EEG 2021 – abgezielt werden, dann handelt es sich um Stundenprodukte und die textliche Referenz sollte sich folglich auf Stunden beziehen.

Vorschlag: *„wenn der Spotmarktpreis in mindestens einer Stunde negativ ist.“*

Soll auf 15-Minuten-Produkte abgezielt werden, um eine weitere Flexibilisierung von erneuerbaren Energien bei negativen Preisen anzureizen, sollte sich der Text eindeutig auf 15-Minuten-Produkte am Intradaymarkt beziehen, die allerdings nicht von der im Referentenentwurf vorgesehenen Definition für „Spotmarktpreis“ abgedeckt sind.

## Kontakt

European Energy Exchange AG

Daniel Wragge

Director Political & Regulatory Affairs

daniel.wragge@eex.com

+49 30 59004-240

EPEX SPOT SE

Henrike Sommer

Public & Regulatory Affairs Officer

h.sommer@epexspot.com

+49 152 9000 4823

Robert Gersdorf

Market Policy Expert

robert.gersdorf@eex.com

+49 30 59004-241

## Über EEX und EPEX SPOT

**Die European Energy Exchange (EEX)** ist die führende europäische Energiebörse. Sie entwickelt, betreibt und vernetzt sichere, liquide und transparente Märkte für Energie und energienahe Produkte. Als Teil der EEX Group, einer auf internationale Commodity-Märkte spezialisierten Unternehmensgruppe, bietet die EEX Kontrakte auf Strom, Erdgas und Emissionsberechtigungen sowie Fracht- und Agrarprodukte an. Zusätzlich stellt die EEX Registerdienstleistungen zur Verfügung und führt Auktionen für Herkunftsnachweise im Auftrag des französischen Staates durch.

**Die Europäische Strombörse EPEX SPOT SE** und ihre Tochtergesellschaften betreiben die Märkte für physischen kurzfristigen Stromhandel in Zentralwesteuropa, dem Vereinigten Königreich und Dänemark, Finnland, Norwegen und Schweden. Als Teil der EEX Group, einer auf internationale Commodity-Märkte spezialisierten Unternehmensgruppe, hat sich die EPEX SPOT der Schaffung eines gesamteuropäischen Strommarkts verpflichtet. Über 300 Börsenmitglieder handeln auf der EPEX SPOT Strom über zwölf Länder hinweg. Über die Holding HGRT sind Übertragungsnetzbetreiber mit 49 % an der EPEX SPOT beteiligt. Für weitere Informationen besuchen sie bitte [www.epexspot.com](http://www.epexspot.com).