

part of eex group



Stellungnahme zu dem Begut-
achtungsentwurf für das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket
(EAG-Paket)

Leipzig/Paris/Wien, 27. Oktober 2020

1. Vorbemerkung und Zusammenfassung

Im Folgenden nehmen die European Energy Exchange (EEX) und die EPEX SPOT Stellung zu dem am 16. September 2020 vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) zur Konsultation gestellten Begutachtungsentwurf des Bundesgesetzes, mit dem ein Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG) erlassen wird sowie das Ökostromgesetz 2012, das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010, das Gaswirtschaftsgesetz 2011, das Energielenkungsgesetz 2012, das Energie-Control-Gesetz, das Bundesgesetz zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe, das Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz, das Starkstromwegegesetz 1968 und das Bundesgesetz vom 6. Feber 1968 über elektrische Leitungsanlagen, die sich nicht auf zwei oder mehrere Bundesländer erstrecken, geändert werden (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket – EAG-Paket).

EEX und EPEX SPOT begrüßen, dass im Begutachtungsentwurf für das EAG-Paket ein deutlicher Fokus auf die weitere Marktintegration erneuerbarer Energien gelegt wird. Dazu zählen insbesondere die Einführung von Marktprämien, die zunehmende Ausschreibung von geförderten Projekten sowie Investitionszuschüsse. Kritisch sehen wir dagegen die beabsichtigte symmetrische Marktprämie, der die Wirkung von staatlich abgesicherten Differenzverträgen (Contract for Difference, CfD) zukäme. Insbesondere sehen wir hier die Gefahr negativer Auswirkungen auf die Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien.

Insgesamt fordern wir das BMK auf, auch den mittelfristigen Umstieg in die „Post-Förderung-Ära“ bereits jetzt verstärkt ins Auge zu fassen bzw. vorzubereiten. 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 wird. Aus unserer Sicht eignet sich dafür das Instrument einer Kapazitäts- bzw. Investitionskostenförderung.¹ 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 marktbasierenden Finanzierungsinstrumenten wie langfristigen Lieferverträgen (PPA) sowie der langfristiger orientierten Marktteilnahmen am Stromterminmarkt kombinieren.

¹ Für weitere Details: https://www.bundestag.de/resource/blob/671126/2fd271505af292b3e4148cf918ace-fdd/stgn_paulun-data.pdf

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 Emissionsmärkte, finanzielle Absicherungsmöglichkeiten am Terminmarkt – auch in Kombination mit langfristigen Lieferverträgen (PPAs) – oder innovative Kurzfristmärkte 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 den Strombörsen, 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 ist 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 europäischer Emissionshandel und ein – im besten Fall europäischer – 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 geringstmöglichen Kosten gedeckt.

3. Anmerkungen zu detaillierten Bestimmungen des Begutachtungsentwurfes für das EAG-Paket

a) Symmetrische Marktprämie im Sinne von § 11 Abs. 6 EAG

Das EAG-Paket sieht eine symmetrische Marktprämie vor, die bei sehr hohen Referenzmarktwerten zu Rückzahlungspflichten der geförderten Anlagen führen sollen. Dieser symmetrischen Marktprämie kommt, wie in den Erläuterungen ausdrücklich festgehalten, die Wirkung von staatlich abgesicherten Differenzverträgen (Contract for Difference, CfD) zu.

Unseres Erachtens zeitigen diese symmetrischen Elemente bei der Marktprämie negative Auswirkungen auf die Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien. Wir würden in diesem Zusammenhang gerne auf die parallel in der Bundesrepublik Deutschland ablaufenden Diskussionen verweisen.²

Zwar wird die Wirkung im Begutachtungsentwurf zum EAG-Paket durch eine Reihe von Maßnahmen abgeschwächt, so werden CfDs nur auf bestimmte, größere Anlagen eingeschränkt, eine Rückzahlungspflicht entsteht nur bei starken Überzahlungen, und die Rückzahlung sollte dann nur einen Teil der Überzahlung umfassen; dennoch sehen wir die gleichen negativen Auswirkungen: Für eine möglichst optimale Vermarktung, insbesondere in Kombination mit Speichertechnologien, würde der Anreiz entfallen bzw. stark geschmälert werden. Dies sehen wir auch im Hinblick auf das Ziel, die Anlagen für die Zeit nach der Förderung fit zu machen, kritisch.

Zudem werden die konkret angewandten Werte nicht näher erläutert und hinterlassen daher den Eindruck einer etwas willkürlichen Festsetzung bzw. offener Fragen: Warum soll die Anwendung auf die vorgesehenen Anlagen beschränkt werden? Führt die Anwendung auf bestimmte Anlagen zu Verzerrungen in der Marktstruktur? Wie werden diese vermieden? Warum soll eine Rückzahlung bei einem Referenzmarktwert, der den anzulegenden Wert um mehr als 40% übersteigt, beginnen? Wieso sollen 66% rückgezahlt werden? Beziehen sich diese 66% dann eigentlich auf den gesamten Differenzbetrag von anzusetzendem Wert und Referenzmarktwert oder nur auf jenen Teil, der jenseits der 40%igen Übererlöse liegt? Welche Zwecke will das Gesetz hier tatsächlich erfüllen, und warum dienen die gewählten Ausgestaltungen diesen am besten?

Vor diesen Hintergrund fallen letztlich eine Abwägung und Bewertung schwer. Festzuhalten bleiben aber aus unserer Sicht jedenfalls, dass die symmetrische Marktprämie einem zentralen Ziel des EAG-Paketes widerspricht: der Heranführung erneuerbarer Stromproduktion an die Marktverhältnisse.

b) Bestimmung des Referenzpreises (§ 12 EAG) bzw. des Referenzwertes (§ 13 EAG)

Wir begrüßen die klare Definition der Referenzmarktpreise und -werte. Der Verweis auf die Day-ahead-Kopplung der Orderbücher aller nominierten Strommarktbetreiber ist sachgerecht und eindeutig. Die Daten, die zur Berechnung des Spotmarktpreises notwendig sind, werden bereits heute von den Betreibern täglich veröffentlicht. Dennoch sprechen wettbewerbsrechtliche Gründe und Neutralitätsgründe dafür, dass die Berechnung und Veröffentlichung der

² Zur Diskussion in der Bundesrepublik Deutschland siehe detailliert: https://www.bundestag.de/resource/blob/790542/5661d07a190bb32f850b09e5ef76c65b/stgn_sv_reitz-data.pdf

Preise und Werte im Sinne des EAG-Pakets durch eine neutrale dritte Instanz erfolgen soll. Auch diesem Punkt trägt das EAG-Paket durch die Bestimmung der Regulierungsbehörde angemessenen Rechnung.

Im Falle einer Entkopplung soll sich der Spotmarktpreis aus den Ergebnissen desjenigen nominierten Strommarktbetreibers zusammensetzen, der für den betroffenen Tag den höchsten Handelsumsatz in der für Österreich relevanten Gebotszone ausweist. Auch diese Lösung wird von unserer Seite begrüßt, da sie gegenüber anderen Herangehensweisen einen klaren Vorteil bietet: Die Referenzpreise bzw. -werte werden dann auch im Entkopplungsfall von Preisen bestimmt, zu denen die Marktteilnehmer tatsächlich kaufen bzw. verkaufen konnten. Sie bilden das Marktgeschehen also realistischer ab, als etwaige künstlich bestimmte Durchschnittspreise oder -werte. Die Auswahl des liquidesten Strommarktbetreibers sollte tatsächlich engmaschig erfolgen, um eine hohe Treffsicherheit der Methode zu gewährleisten.

Insgesamt begrüßen wir die hier getroffenen Entscheidungen sehr und sehen gerade gegenüber dem aktuellen Diskussionsstand in Deutschland eine ganze Reihe von Vorteilen, da das EAG-Pakt klare, vollständige und robuste Regelungen zu Bestimmung der Referenzpreise und -werte trifft.

c) Aussetzen der Marktprämie bei negativen Preisen gemäß § 15 EAG

Der Begutachtungsentwurf sieht ein Aussetzen der Marktprämie vor, wenn das relevante Marktsignal in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ausfällt (im Folgenden bezeichnen wir dies als „6-Stunden-Regel“).

In der Begründung des EAG-Begutachtungsentwurfs wird auf die 6-Stunden-Regel im deutschen EEG verwiesen. Im aktuellen Referentenentwurf zum EEG 2021 wird aber gerade diese 6-Stunden-Regel für Neuanlagen abgeschafft, und der Zahlungsanspruch bei jeglichen negativen Preisen auf null verringert. Unseres Erachtens ist die Position im EAG-Paket daher bereits jetzt überholt.

Der Vorschlag zum deutschen EEG 2021 wurde von unserer Seite als wichtigen Beitrag zur weiteren Marktintegration erneuerbarer Energien ausdrücklich begrüßt, da die 6-Stunden-Regel die Reaktion erneuerbarer Energien auf negative Preise limitiert und somit die Wirkung des Preissignals für die Flexibilisierung verzerrt. In einem solchen Rahmen würden die erneuerbaren Energien und die Betreiber der entsprechenden Erzeugungsanlagen nicht vollständig auf das Marktpreissignal reagieren.

Zudem ist die 6-Stunden Regel in Deutschland auch bei Betreibern auf ein verhaltenes Echo gestoßen, denn die Prognose eines solchen Zeitintervalls fällt schwer, was eine angemessene Reaktion der Einspeiser aus erneuerbaren Energien weiter verkompliziert. Man beachte die Folgen für die entsprechende Optimierungsproblematik: gibt es bis zu fünf Stunden negative

Preise, so wäre die optimale Strategie ein durchgehender Verkauf. Folgt eine sechste Stunde mit negativen Preisen, wäre es hingegen das optimale Vorgehen, in keiner der Stunden zu bieten. Die Optimierung verläuft also nicht stetig. Eine Fehleinschätzung (eine Stunde mit negativen Preisen mehr oder weniger) birgt daher große finanzielle Risiken für den Betreiber. Denn während er bei fünf negativen Stunden vollends von der Förderung profitieren würde, entstünde bei sechs negativen Stunden für ihn selbst eine Zahlungspflicht. Daher verzichten Betreiber bei der Erwartung niedriger oder negativer Preise entweder gleich völlig auf Verkaufsgebote, oder sie gehen das beträchtlich höhere Risiko einer Optimierung ein. Gerade die Erwartung einer Zunahme von negativen Preisen wird diese Problematik noch erhöhen. Viele Kunden der EPEX SPOT sind in den letzten Jahren mit diesem Problem an uns herangetreten.

Schließlich würde die volle Lieferung erneuerbarer Energien in vier oder fünf Stunden aufeinanderfolgender negativer Preise dem steigenden Flexibilitätsbedarf des Stromsystems zuwiderlaufen. Denn grundsätzlich wäre jeglicher Verkaufsanreiz bei negativen Preisen kritisch zu betrachten.

Darüber hinaus möchten wir auf den europarechtlichen Hintergrund hinweisen: Die bisher zur Anwendung kommende 6-Stunden-Regelung in Deutschland war eine von der EU-Kommission genehmigte Ausnahme. Daher würde mit dem Ausschluss des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen die Vorgabe aus den europäischen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien konsequenter umgesetzt.

d) Bedingungen für die Konzession zur Ausübung der Tätigkeit der EAG-Förderabwicklungsstelle (§ 60 EAG)

Im Rahmen des § 60 Abs.1 EAG werden diverse explizite Anforderungen an den Konzessionär der EAG-Förderabwicklungsstelle erhoben. Darüber hinaus können gemäß § 60 Abs. 2 EAG weitere Kriterien im Rahmen der Ausschreibung der Konzession festgelegt werden.

Der Betreiber der Abwicklungsstelle wird im Rahmen seiner Tätigkeiten nicht nur über einen privilegierten Kontakt zu den Anlagenbetreibern verfügen, sondern auch Zugang zu vielen Informationen über diese Anlagen und deren Betreiber genießen, die in einem vom Wettbewerb geprägten Umfeld als vertraulich zu qualifizieren wären.

In diesem Sinne stellt sich die Frage, ob etwaige zusätzliche Tätigkeiten des Konzessionärs Schranken aufgelegt werden sollten, um negative Auswirkungen auf den Wettbewerb hintanzuhalten. Dabei erscheinen uns in erster Linie Tätigkeiten auf dem Stromhandelsmärkten, insbesondere dem Großhandelsmarkt für Strom und der Vermarktung von Strom von Relevanz. Würde die Abwicklungsstelle beispielsweise als Aggregator agieren, und eine Vielzahl von Erzeugungsanlagen vermarkten, dürfte ihr ein Informationsvorsprung zukommen, der einen

nicht zu unterschätzenden Vorteil in diesem Wettbewerbsmarkt darstellen könnte. Dieser Vorteil könnte sich ferner negativ auf Markttiefe, Liquidität und Preisbildung auswirken.

Vor diesem Hintergrund, erscheint es uns geboten, ein weiteres, ausschließendes Kriterium in § 60 Abs. EAG zu ergänzen. Eine Konzession zur Ausübung der Tätigkeit der EAG-Förderabwicklungsstelle darf jedenfalls nur erteilt werden, wenn sichergestellt ist, dass der Konzessionär keine anderen Tätigkeiten der Vermarktung von elektrischer Energie ausführt.

e) Ausmaß des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen gemäß § 78 Abs. 2 lit. 3 EIWOG

§ 78 EIWOG enthält in Abs. 2 lit. 3 seiner neuen Fassung ein zusätzliches Kriterium für die Ausweisung des Versorgermixes: Demzufolge soll auch das Ausmaß des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen nachgewiesen werden. Die Erläuterungen zu dieser Bestimmung verweisen auf ein nicht näher spezifiziertes Interesse an größerer Transparenz; gleichzeitig wird festgestellt, dass der getrennte Handel mit Strom und Herkunftsnachweisen weiterhin möglich bleiben soll.

Auch wenn die Bestimmungen in diesem Zusammenhang sehr vage bleiben und eine genaue Folgenabschätzung derzeit schwer möglich ist, so begegnen wir diesem Vorhaben dennoch mit einigen Vorbehalten.

Erstens verlangen diverse europäische Rechtsakte³ zwar ebenfalls nur, dass Herkunftsnachweise *auch* unabhängig von der Energie, auf die sie sich beziehen, von einem Inhaber auf einen anderen übertragen werden können; der europäische Binnenmarkt für Strom basiert aber alleinig auf diesem Prinzip. Selbst das EAG-Paket nimmt an zentraler Stelle, und zwar bei der Bestimmung der Referenzmarktpreise und -werte auf diesen getrennten Handel Bezug. Insofern scheint es unzureichend, den getrennten Handel lediglich weiterhin zu ermöglichen, aber anderen Vermarktungsformen den Vorzug zu geben. Dies könnte zu einer Schwächung des europäischen Binnenmarktes und einer Schwächung des für die Aufgaben des EAG-Paketes so wichtigen Marktsignales führen.

Ferner ist für uns nicht nachvollziehbar, worin die erwähnte größere Transparenz im gemeinsamen Handel liegen sollte. Fest steht, dass der physikalische Fluss des Stromes mit der rechtlichen Übertragung von Zertifikaten ohnehin nicht übereinstimmt. Insofern besteht unseres Erachtens sogar die Gefahr einer Irreführung des Konsumenten, da dies durch den Nachweis eines gemeinsamen Handels suggeriert werden könnte.

³ Zuletzt in Richtlinie (EU) 2018/2001 des europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

Schließlich bleiben zusätzliche Kosten für den Konsumenten, eine Verkomplizierung der Rechnungen und aufwendige Betriebsprüfung zu befürchten, deren genauer Umfang durch die vage Ausgestaltung aber nicht im Detail festgestellt werden kann.

Insgesamt kommen wir daher zu dem Ergebnis, den hier beschriebenen zusätzlichen Lasten ablehnend gegenüberstehen zu müssen.

f) Unzulässigkeit der Marktteilnahme nach § 23b Abs. 5 EIWOG

Die Notwendigkeit einer ausreichenden Netzreserve zur Erreichung der Ziele des EAG-Paketes ist unbestritten. Wir stimmen zudem mit der grundsätzlichen Regel überein, dass Anlagen, die bereits für die Netzreserve kontrahiert worden sind, nicht gleichzeitig am Markt teilnehmen dürfen.

Auf der anderen Seite benötigt das EAG-Paket eine verlässliche Preisbildung auf den Großhandelsmärkten, um eine Integration der erneuerbaren Energieträger in den Markt zu erreichen. Insbesondere den Referenzpreisen und -werten im Sinne der §§ 12f. EAG kommt hier eine zentrale Funktion zu. Wie bereits oben beschrieben, könnte eine unzureichende Liquidität zu einer erratischeren Preisbildung führen, auch die Anfälligkeit für Marktmanipulation und Insiderhandel würde potentiell steigen.

Jede Anlage unter dem Regime der Netzreserve wird dem Markt unweigerlich entzogen. Wir appellieren vor diesem Hintergrund, dafür eine ausreichende Balance zu finden. Der Wert der Reserve und der Versorgungssicherheit wird, wie bereits ausgeführt, nicht in Frage gestellt, und wir sind uns sicher, dass es eine große Anzahl starker Fürsprecher in diesem Sinne gibt, aber der Wert einer verlässlichen Preisbestimmung darf ebenfalls nicht vergessen werden. Daher sollten alle Möglichkeiten einer Flexibilisierung ausgeschöpft werden. Zum Beispiel sollten die derzeit engen Grenzen möglicher Änderungen gemäß § 23d EIWOG noch einmal überprüft werden. So sollte der Wechsel von Erzeugungsanlagen von der Netzreserve in den Markt möglicherweise häufiger, wenn auch in ausreichenden Zeitabständen möglich sein. Auch Leitlinien dazu, dass die Kontraktionszeiträume für die Netzreserve nicht ausufernd definiert werden sollen, könnten dazu anhalten, durch die Bedarfsdeckung keine unnötigen Rigiditäten zu erzeugen.

g) Digitalisierung für Neuanlagen gemäß § 10 Abs. 2 EAG sowie im Rahmen der Investitionszuschüsse gemäß §§ 54ff. EAG

Wir begrüßen die umfassende Pflicht zur Ausstattung von neu zu errichtenden Erneuerbare-Energien-Anlagen mit intelligenten Messsystemen (§ 10 Abs. 2 EAG). Gleiches gilt für die Möglichkeit, bestehende Anlagen durch intelligente Messsysteme zu erweitern. Digitalisierung und Flexibilisierung sind wichtig, um alle Anlagen vollständig in den Markt zu integrieren.

Während die im EAG-Paket wiederholt referenzierte Messung von Netzbetreibern unbestritten ist, sollte der weitere direkte Zugriff von Netzbetreibern auf diese Anlagen, zum Beispiel zum Engpassmanagement, strikt limitiert bleiben. Unseres Erachtens wäre eine marktbasierende Aktivierung von Flexibilität effizienter und sollte bevorzugt oder zumindest gleichwertig ermöglicht werden.

Kontakt

European Energy Exchange AG

Daniel Wragge

Director Political & Regulatory Affairs

daniel.wragge@eex.com

+49 30 59004-240

Robert Gersdorf

Market Policy Expert

robert.gersdorf@eex.com

+49 30 59004-241

EPEX SPOT SE

Davide Orifici

Director Public & Regulatory Affairs and Communication

d.orifici@epexspot.com

+41 31 5443055

Arnold Weiß

Head of Vienna Office

a.weiss@epexspot.com

+43 1 89 09 526

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.