

part of eex group



Stellungnahme zu dem Entwurf
für ein Gesetz zu Sofortmaßnah-
men für einen beschleunigten
Ausbau der erneuerbaren Ener-
gien und weiteren Maßnahmen
im Stromsektor (EEG 2023)

Leipzig, 17. März 2022

EEX Lobbyregister-Nummer:

R001053

1. Vorbemerkung und Zusammenfassung

Im Folgenden nimmt die European Energy Exchange (EEX) Stellung zu dem am 4. März 2022 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) zur Konsultation gestellten Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor (EEG 2023).

Aus Sicht der EEX sollten die Ziele des EEG 2023 gleichermaßen sein, 1) die gesteckten Ausbauziele für erneuerbare Energien und damit die Klimaschutzziele sicher zu erreichen, 2) die Transformation des Energiesystems volkswirtschaftlich effizient zu gestalten und durch einen verlässlichen und gleichzeitig marktwirtschaftlichen Investitionsrahmen zu stärken sowie 3) die Akzeptanz für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zu sichern.

In der Gesamtschau kommen wir zu der Einschätzung, dass der vorliegende Gesetzentwurf diese Ziele nicht in gleichem Maße und auch nicht ausreichend adressiert. U.a. sehen wir ein deutliches Missverhältnis zwischen der Annahme, dass ein gesicherter Zubau in erster Linie durch Ausschreibungen im Rahmen des EEG-Förderregimes zu erreichen ist, und den Potentialen des marktlichen Zubaus, die weitgehend unbeachtet bleiben bzw. sogar gehemmt werden. Stattdessen plädieren wir dafür, den förderfreien Zubau über PPA aktiv zu stärken, indem bekannte Hindernisse wie mangelnde Flächenverfügbarkeit und zu lange Dauer von Genehmigungsverfahren schnellstmöglich beseitigt werden.

Wir gehen davon aus, dass es bereits heute möglich ist, große Teile des für die Zielerreichung nötigen Erneuerbaren-Zubaus förderfrei zu erreichen. Dafür sprechen vor allem die aktuell und vermutlich bis auf Weiteres hohen Marktpreise für Strom – wovon auch das BMWK ausgeht und zunächst in der Projektion bis 2026 ein mittleres Preisniveau von 8,5 Cent/kWh zu Grunde legt (vgl. Begründung Teil A, VII, 3 – S. 149) – sowie die gesunkenen Technologiekosten und die damit gestiegene Marktreife einzelner Technologien (vor allem Wind an Land und PV-Freifläche).

Daher ist es umso unverständlicher, dass zunächst Fördertatbestände weiter ausgebaut werden sollen, u.a. auch mit der Möglichkeit Differenzverträge (CfD) einzuführen, anstatt prioritär die tatsächlichen Hemmnisse bei Flächen und im Planungs- und Genehmigungsrecht, die den Erneuerbaren Ausbau ausbremsen, zu beseitigen.

2. Integrierte Sicht auf den Erneuerbaren-Ausbau

Das Erreichen der Klima- und Energiewende-Ziele erfordert einen stärkeren und schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Gründe sind offensichtlich: Einerseits der Ausstieg aus Kernkraft und fossiler Energien, andererseits die erwartete Sektorenkopplung mit strombasierten Anwendungen wie Elektromobilität, Wärmepumpen und grünem Wasserstoff in der Industrie.

Angesichts gesunkener Technologiekosten erneuerbarer Energien sowie der nötigen zusätzlichen Mengen erneuerbarer Stromerzeugung vor allem in der Industrie, spielt die marktbasierende Finanzierung eine zunehmend größere Rolle. Dabei trifft die Suche der Erneuerbaren-Erzeuger nach einer geeigneten Finanzierung auf die steigende Nachfrage nach „grünem“ Strom für die Industrie oder „grünen“ Anlageopportunitäten für Investoren. Private Initiative und privates Kapital werden zum Treiber des Erneuerbaren-Ausbaus. In diesem Kontext werden bilaterale Strombezugsverträge (PPA) für die Finanzierung von Erneuerbaren-Projekten eine wichtige Rolle einnehmen.

Bisher ist der Ansatz, die Zielerreichung bei den erneuerbaren Energien ausschließlich in Ausschreibungsmengen innerhalb des EEG zu übersetzen. Das wird aber einem integrierten Ansatz nicht gerecht. Auch der Erneuerbaren-Zubau außerhalb der Förderung trägt zunehmend zur Zielerreichung bei und sollte daher bei der Bemessung der Ausschreibungsmengen berücksichtigt werden. Auch im Koalitionsvertrag der Regierungsparteien ist die Rede davon, die jährlichen Ausschreibungsmengen „dynamisch anzupassen“.¹

Der vorliegende Gesetzentwurf setzt die Vorgabe einer dynamischen Anpassung aus dem Koalitionsvertrag nicht um. Der Vorschlag für **§ 98 Absatz 3 EEG 2023** erweitert zwar das bestehende Monitoring der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien und sieht die Möglichkeit vor, dass die Bundesregierung „für den Fall einer deutlichen Erhöhung des erwarteten Bruttostromverbrauchs [...] Handlungsempfehlungen für eine Anpassung des Ausbaupfads nach § 4 EEG 2023, des Strommengenpfads nach § 4a EEG 2023 und der Ausschreibungsvolumen nach den §§ 28 bis 28e EEG 2023 vorlegt.“ Eine Berücksichtigung des förderfreien Zubaus ist hingegen nicht vorgesehen.

Aus unserer Sicht kann ein systematischerer Ansatz so aussehen, dass als Erstes die für die Zielerreichung nötigen Gesamtausbaumengen erneuerbarer Energien ermittelt werden. Diese Ausbaumengen dienen der Kenntnis darüber, welche Flächen und Genehmigungen erforderlich sind. Erst in einem zweiten Schritt sollte ermittelt werden, welche dieser Gesamtausbaumengen einer Förderung bedürfen und welche Mengen ohne Förderung marktbasierend z.B. über PPA realisiert werden können.²

¹ Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP (2021), S. 56

² Siehe Vorschlag der EEX zur systematischen Ermittlung von Ausschreibungsmengen: https://www.eex.com/fileadmin/Global/News/EEX/EEX_Opinions_Expert_Reports/Erneuerbare_Energien_Gesetzes_2021_S_60_64.pdf

3. Marktbasierten Ausbau erneuerbarer Energien stärken

Investitionen in und damit Zubau von erneuerbaren Energien außerhalb der EEG-Förderung werden im Wesentlichen über bilaterale Stromabnahmeverträge (PPA) finanziert und abgewickelt. Das Instrument PPA hat im deutschen Strommarkt vor allem mit der Anschlussvermarktung ausgeförderter EEG-Anlagen sowie mit der Finanzierung förderfreien PV-Freiflächenanlagen Relevanz erhalten. Zuletzt hat die Bedeutung auch wegen des vergleichsweise hohen Marktpreises für Strom und den Wechsel von Anlagen aus der Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie in die sonstige Direktvermarktung zugenommen. Eine wichtige Rolle dabei spielt auch, dass in diesem Segment die Abnehmer (vor allem Industrie) zusätzlich zu den Strommengen auch Herkunftsnachweise für „grünen“ Strom erwerben können.³

Um den förderfreien Zubau mittels PPA weiter zu stärken, sollte die Bundesregierung insbesondere folgende Aspekte berücksichtigen und eine schnelle Umsetzung prüfen:

- **Umsetzung EU-Erneuerbaren Richtlinie (RED II / (EU) 2018/2001):** Artikel 15 (8) RED II sieht vor, rechtliche und administrative Hindernisse für PPA zu bewerten, unbegründete Hindernisse zu beseitigen und die Verbreitung solcher Verträge zu unterstützen.
- **Kartellrechtliche Unbedenklichkeit:** Nach wie vor besteht Unsicherheit über die kartellrechtliche Beurteilung von PPA mit sehr langen Laufzeiten. Die Bundesregierung sollte darauf hinwirken, im nationalen und europäischen Rechtsrahmen klarzustellen, dass PPA mit Laufzeiten von bis zu 20 Jahren (analog Zeitraum EE-Fördermechanismen) kartellrechtlich als unbedenklich eingestuft werden.
- **Verwendung von Herkunftsnachweisen (HKN):** Da HKN im PPA-Segment eine wichtige Rolle spielen (Zusatzerlös für Erzeuger, eindeutiger Nachweis für „grünen“ Strom für Abnehmer), sollten gesetzliche Regelungen für HKN deren Handelbarkeit ermöglichen und unterstützen. Darüber hinaus besteht Potential für **administrative Vereinfachungen** für die Verwendung von HKN: So sollte die Kosten für die Ausstellung von HKN gesenkt werden. Die heutigen Kosten der Registrierung in Höhe von 120 Euro und die jährlichen Kosten für das HKN-Konto je Anlage beim Umweltbundesamt (UBA) in Höhe von 50 Euro zehren oft den Zusatzwert der grünen Eigenschaft wieder auf. Stattdessen sollten vor allem bei kleinen Anlagen Pooling-Lösungen zugelassen werden.
- **Keine Anschlussförderung für ausgeförderte Anlagen:** Ausgeförderte Anlagen sollten keine Anschlussförderung erhalten. Die Erfahrungen mit den ersten Anlagen, die zum Jahreswechsel 2020/2021 aus der Förderung gefallen sind, haben gezeigt, dass eine Anschlussförderung nicht nötig ist. Im Gegenteil hat dies dazu geführt, die Entwicklung von PPA unnötig zu hemmen.

³ Öko-Institut, Energy Brainpool (2022): Monitoring der Direktvermarktung: Jahresbericht 2021 & Ausblick 2022, https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Bericht_2022-01-25_EBP-%C3%96l_Monitoring-Direktvermarktung_BMWK.pdf

4. Differenzverträge (CfD) behindern Ausbau und Marktintegration erneuerbarer Energien

In der Debatte um eine Umstellung der Förderung von gleitender Marktprämie auf eine symmetrische Marktprämie bzw. Differenzkontrakte (CfD) wird im Wesentlichen darauf verwiesen, dass bessere Finanzierungsbedingungen und damit ein besseres Erreichen der Ausbauziele für dieses Instrument sprechen würden. Hinzu gekommen ist in der letzten Zeit das Argument der Abschöpfung vermeintlicher Übererlöse aufgrund hoher Marktpreise für Strom und damit das Senken von Stromkosten für Verbraucher.

Nach unserer Auffassung werden diese vermeintlichen Vorteile von CfDs deutlich überschätzt bzw. ist fraglich, ob diese in der Realität überhaupt bestehen:

- **Bessere Finanzierungsbedingungen:** Aus Sicht von Fremdkapitalgeber bzw. Banken besteht kein wesentlicher Unterschied zwischen gleitender Marktprämie und CfD; aus Eigenkapital-Perspektive wird mit der Abschöpfung allerdings der Anreiz zur Investition genommen.
- **Kein Ausfallrisiko:** Vor allem gegenüber förderfreiem Zubau über PPA wird bei CfD die (staatliche) Besicherung des Ausfallrisikos eines der Vertragspartner als Vorteil genannt. Allerdings lässt sich auch bei PPA das Ausfallrisiko über marktübliche Instrumente wie bspw. geclearte Termingeschäfte an der Börse absichern. Dadurch werden auch die Finanzierungskosten bei förderfreien Anlagen reduziert.
- **Abnahmesicherheit:** Aufgrund des prognostizierten Anstiegs der Stromnachfrage ist nicht damit zu rechnen, dass förderfrei errichtete Erneuerbaren-Anlagen keinen Abnehmer für ihre Strommengen finden werden.
- **Senkung von Stromkosten für Verbraucher:** Durch den generellen Wegfall der EEG-Umlagefinanzierung käme es bei Rückzahlungen aus CfD zu keiner weiteren direkten Entlastung der Stromverbraucher. Da eine Abschöpfung aus Betreibersicht Opportunitätskosten darstellen, ist davon auszugehen, dass diese in Ausschreibungsgebote eingepreist werden und sogar zu höheren Stromkosten führen könnten.

Demgegenüber steht eine Reihe von Nachteilen:

- **CfD erschweren private Investitionen für die Erreichung der Ausbauziele:** Anstatt Investitionen in erneuerbare Energien attraktiv für private Investoren zu gestalten haben potenzielle Rückzahlungsverpflichtungen einen gegenteiligen Effekt und erschweren damit auch die Erreichung der Ausbauziele.
- **CfD haben negative Auswirkungen auf den Strommarkt:** Da CfD im Grunde einem staatlich abgesicherten Futures-Kontrakt entsprechen, ist eine marktbasierende Absicherung gegen Preisrisiken nicht nötig. Die Folge ist, dass dem Stromterminmarkt Strommengen entzogen werden und die fehlenden Mengen auf der Angebotsseite zu eingeschränkten oder gar fehlenden Absicherungsmengen für die Nachfrageseite führen.

- **CfD erschweren die Marktintegration erneuerbarer Energien:** Durch die Rückzahlungsverpflichtung entfallen Anreize, sich wirtschaftlich optimiert im Markt zu behaupten und dafür die Anlagen bestmöglich auf Marktintegration auszulegen. Sie können sogar zu Fehlanreize beim Dispatch führen, z. B. dem Abregeln von Anlage zur Vermeidung von Rückzahlungen.
- **CfD unterdrücken Innovationen:** Der starre Mechanismus und fehlende wirtschaftliche Anreize führen dazu, dass Flexibilitäten nicht erschlossen und mithin Anlagen gebaut werden, die nach Ablauf der Förderperiode nicht marktfähig sind.
- **CfD bremsen den förderfreien Erneuerbaren-Zubau aus:** Aufgrund der fehlenden Wechselmöglichkeit in die sonstige Direktvermarktung wird die Dynamik von förderfreien Grünstromabnahmeverträgen (PPA) gebremst. Zudem fehlen dem Grünstrommarkt Herkunftsnachweise vor allem für industrielle Verbraucher, die diese für die Erfüllung ihre Nachhaltigkeitsanforderungen benötigen.
- **CfD könnten Stromkosten für Verbraucher steigern:** Es ist davon auszugehen, dass rational agierende Betreiber Rückzahlungsverpflichtungen als Opportunitätskosten in die Ausschreibungsgebote einpreisen, wodurch sich die Gestehungskosten erhöhen. Hinzu kommen Transaktionskosten zum Aufbau und zur Abwicklung eines neuen, komplexen Fördersystems.

In der Gesamtschau kommen wir zu der Einschätzung, dass die vermeintlichen Vorteile von CfDs überschätzt und die negativen Auswirkungen unterschätzt werden. Daher empfehlen wir, von einer Umstellung auf Differenzverträge klar Abstand zu nehmen und die im Gesetzentwurf vorgesehene Verordnungsermächtigung in **§ 88f EEG 2023** ersatzlos zu streichen.

Über EEX

Die **European Energy Exchange (EEX)** ist die führende Energiebörse, welche weltweit sichere, liquide und nachhaltige Commodity-Märkte entwickelt – gemeinsam mit ihren Kunden. 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.

Kontakt

European Energy Exchange AG

EEX-Hauptstadtbüro

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