

# Stellungnahme zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten (StromVKG)

EEX Political & Regulatory Affairs

05.05.2026

Leipzig/Berlin

Lobbyregister-Nummer:

R001053

## 1. Vorbemerkung

Im Folgenden nimmt die European Energy Exchange (EEX) Stellung zu der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) initiierten Verbände- und Länderanhörung zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten (StromVKG).

Die schriftliche Anhörung findet als Konsultation mittels eines durch das BMWE bereitgestellten elektronischen Fragebogens statt. Die Stellungnahme erfolgt im Rahmen der im Fragebogen vorgegebenen Struktur und Antwortmöglichkeiten.

## 2. Stellungnahme zum Entwurf des StromVKG

### Allgemeine Anmerkungen zum Gesetz

Der Gesetzentwurf enthält Vorschläge für ein Höchstmaß an zentraler staatlicher Planung und politisch-regulatorischen Mikromanagements im Strommarkt. Die Folge wären tiefgreifende Markteingriffe im Stromsektor.

In der Begründung wird auf die Möglichkeit zur Erzielung von Deckungsbeiträgen im Stromgroßhandelsmarkt durch Preisspitzen im Spotmarkt und durch eine Terminvermarktung verwiesen. Als Hindernisse für eine Refinanzierung über den Strommarkt werden eine unvollständige Absicherung der Nachfrage am Terminmarkt sowie die kaum mögliche Absicherung regulatorischer Unsicherheit gesehen. Dies habe zu einem Investitionsattentismus geführt und mache einen umfassenden Investitions- und Anreizrahmen notwendig. Diese Analyse teilen wir. Wir sind allerdings der Auffassung, dass sich ein solcher Rahmen besser in Form einer Absicherungspflicht erreichen lässt. Und es ist eine grundsätzliche Aufgabe des Gesetzgebers, für glaubwürdige und stabile politisch-regulatorische Rahmenbedingungen zu sorgen. Insofern ist die Aussage im Entwurf, dass ein Kapazitätsmarkt alternativlos sei, nicht haltbar. Denn eine Absicherungspflicht wäre eine geeignete Alternative oder zumindest eine Ergänzung, was den Kapazitätsbedarf und die Umlagekosten auf das absolut notwendige Minimum senken würde.

Wir widersprechen der Auffassung der Bundesregierung, die Absicherungspflicht sei nicht kostengünstiger als Ausschreibungen, ausdrücklich. Die Gründe für die höhere Effizienz einer Absicherungspflicht sind die stärkere Einbeziehung von Lastflexibilitäten und echte Technologieoffenheit verbunden mit zusätzlichem Innovationspotential. Im Übrigen fehlt im Entwurf selbst bisher jede Angabe zu den erwarteten Kosten der Ausschreibungen. Bisherige Schätzungen gehen von bis zu 2 Cent/kWh zusätzlich aus. Das Ausmaß an Komplexität (Ausschreibungsbedingungen, Gebotsverfahren), Anforderungen (u.a. Momentanreserve) und Unsicherheiten (u.a. zukünftiges Netzentgeltregime) hat Auswirkungen auf Vielfalt und Wettbewerb der Anbieter, was ebenfalls potenziell kostensteigernd wirkt.

Der Bundesregierung sollte klar sein, dass die Vorschläge des Entwurfs zur Schwächung des Stromterminmarkts führen können. Der wesentliche Grund dafür ist, dass durch die Abschöpfung die Spitzenpreissituationen bzw. der obere Teil der Preisverteilung für Anbieter nicht mehr erlösrelevant sind. Das übersetzt sich vom Spotmarkt auf den Terminmarkt, da für die Anbieter Knappheitsprämien in Terminmarktpreisen ebenfalls nicht mehr erlösrelevant sind. In der Folge kann es dazu kommen, dass Terminpreise Knappheitserwartungen nicht mehr vollständig widerspiegeln. Die Folgen des geringeren Angebotsanreizes im Terminmarkt können ein geringeres Volumen klassischer

Produzenten-Hedges sein. Stattdessen übernimmt der Kapazitätsmarkt die Rolle des „Fixpreis-Ersatz“, die zuvor Absicherungsgeschäfte am Terminmarkt erfüllt haben. Hinzu kommt, dass das Preissignal des Terminmarkts auch für alle potenziell marktbasierenden Investitionen an wirtschaftlicher Relevanz verliert und diese ebenfalls in Fördermechanismen gedrängt werden.

Voraussetzung für staatlich veranlasste Kapazitätsförderung ist laut europäischen Vorgaben der Nachweis, dass diese erforderlich und geeignet sein müssen. Von zentraler Bedeutung für diesen Nachweis sind der Zuverlässigkeitsstandard und das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) bzw. der Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA. Diese weisen aber methodische Mängel auf. So führen durchschnittliche Kennzahlen und administrativ festgelegte Referenztechnologien dazu, die Bandbreite der technischen und wirtschaftlichen Optionen nicht vollständig abzubilden (vgl. Connect Studie 2026). Schlimmer noch: sie werden verdrängt, wie durch das Langfristkriterium im Gesetzentwurf, das aus den fragwürdigen Versorgungssicherheitsanalysen abgeleitet wird. An anderer Stelle bei den Reduktionsfaktoren erkennt das BMWF sogar selbst die unzureichende methodische und datenbezogene Qualität des Versorgungssicherheitsberichts – mit der Konsequenz, die Reduktionsfaktoren durch gesetzliche Festlegung selbst administrativ zu bestimmen. Bemerkenswert ist zudem, dass selbst ACER erhebliche Zweifel an der Qualität und Aussagekraft des ERAA äußert und eine Überarbeitung eingeleitet hat (siehe <https://www.acer.europa.eu/news/acer-calls-improvements-2025-european-resource-adequacy-assessment-eraa>). In Summe besteht also die Gefahr, dass die Bundesregierung sehenden Auges in ein politisch-regulatorisches Versagen läuft.

## Allgemeine Anmerkungen zum Abschnitt 1

[Hinweis: gleichlautende Anmerkung erfolgt bei Anmerkungen zu Anlage 7]

### Anmerkung zu § 2 Begriffsbestimmungen

Sofern die Kraftwerksausschreibungen bzw. die dazugehörige Reliability Option trotz der grundsätzlichen Bedenken in der vorgesehenen Form eingeführt werden, ist es aus Sicht der EEX sachgerecht, für die Bestimmung des Ausübungspreises nach Anlage 7 marktbasiertere Referenzpreise zu verwenden. Allerdings halten wir den bisher vorgesehenen Referenzpreis für CO<sub>2</sub> (§ 2 Nr. 6) für nicht sachgerecht und schlagen eine Alternative vor.

1) Nr. 6. „CO<sub>2</sub>-Preis“ sollte wie folgt ersetzt werden:

*„Spotmarktpreis für CO<sub>2</sub>“ der handelstägliche, auf Börsengeschäften beruhende mengengewichtete Tagesreferenzpreis für die Lieferung einer Emissionsberechtigung in Höhe von einer Tonne Kohlenstoffdioxid (EUA-Spotpreis); dies ist der am vorhergehenden Handelstag für Emissionsberechtigungen ermittelte und veröffentlichte European Carbon Index (EEX E-Carbix) oder ein an seine Stelle tretender sachlich und methodisch vergleichbarer veröffentlichter Tagesreferenzpreis,*

Begründung: Die Begriffsbestimmung für den CO<sub>2</sub>-Preis ist maßgeblich für die Berechnung des Ausübungspreises für den Preisspitzenausgleich gemäß Anlage 7. Die Höhe des Ausübungspreises soll sich an den kurzfristigen variablen Brennstoffkosten einer offenen Gasturbine orientieren. Folgerichtig wird für den Erdgaspreis der „Spotmarktpreis für Erdgas“ herangezogen. Gleiches sollte auch für den CO<sub>2</sub>-Preis gelten – auch hier sollte ein Spotmarktpreis verwendet werden, der den aktuellen Marktwert für Emissionsberechtigungen zum Zeitpunkt des Einsatzes der Erzeugungskapazität widerspiegelt. Ein geeigneter Referenzpreis ist der European Carbon Index (EEX E-Carbix) – ein von der EEX handelstäglich ermittelter, auf Börsengeschäften beruhender, mengengewichteter Tagesreferenzpreis. Neben den im kontinuierlichen Spothandel über das Orderbuch der Börse abgeschlossenen Geschäften, fließen auch die Ergebnisse der EAU-Primärauktionen in die Berechnung mit ein.

Eine Indexbeschreibung des E-Carbix findet sich unter Punkt 2.7 hier:

[https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Indices/20260402\\_Index\\_Description\\_v22\\_clean.pdf](https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Indices/20260402_Index_Description_v22_clean.pdf)

2) Nr. 31 „Spotmarktpreis für Erdgas“ sollte in der vorliegenden Form beibehalten werden.

Begründung: Der vorgesehene Referenzpreis für Erdgas (§ 2 Nr. 31) ist sachgerecht und sollte in dieser Form beibehalten werden. Hierbei handelt es sich um einen etablierten und anerkannten Referenzpreis im deutschen Gasmarkt, der transparent und marktbasierend ermittelt wird.

- 3) Nr. 32 „Spotmarktpreis für Strom“ sollte in der vorliegenden Form beibehalten werden.

Begründung: Der vorgesehene Day-Ahead-Preis als Referenzpreis für Strom (§ 2 Nr. 32) ist sachgerecht und sollte in dieser Form beibehalten werden. Dabei handelt es sich um ein marktbasierendes und transparentes Preissignal, das aus dem liquidesten Segment des Spotmarktes stammt.

### **Anmerkungen zu Abschnitt 3, Unterabschnitt 1 - Allgemeine Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen**

#### Anmerkung zu § 7 Abs. 2, Mindestleistung von Anlagen

Die vorgesehene Regelung, dass die Mindestleistung von einem Megawatt reduzierter Leistung auch durch einen Anlagenpool insgesamt erreicht werden kann, wird begrüßt. Diese Regelung trägt der Diversität und Dezentralität im deutschen Stromsystem Rechnung und fördert die Akteursvielfalt.

#### Anmerkungen zu § 9 Emissionsgrenzwert

Anzumerken ist, dass die vorgesehene Regelung zum Emissionsgrenzwert von 550 Gramm Kohlendioxid je kWh (elektrisch) keinerlei zeitliche Begrenzung enthält. Dadurch entstehen Widersprüche in Bezug auf die Klimaziele bis 2045, die Funktionsweise des EU-ETS1 und Anreize für den Umstieg bzw. Einsatz von Wasserstoff in der Stromerzeugung.

### **Anmerkungen zu Abschnitt 3, Unterabschnitt 2 - Besondere Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen**

#### Anmerkungen zu § 12 Abs. 5 und 6, Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten und Erzeugungskapazitäten

Das Langzeitkriterium in § 12 Abs. 5 und 6 läuft dem Grundsatz der Technologieoffenheit zuwider, da es de facto Speichertechnologien ausschließt und Erdgas betriebene Erzeugungskapazitäten bevorteilt. Das ist weder beihilferechtlich zulässig noch ist es sachlich gerechtfertigt, da der Beitrag zur Versorgungssicherheit bereits über die Reduktionsfaktoren (De-Rating) abgebildet wird. Ein zusätzliches Langfristkriterium ist daher nicht erforderlich.

## **Anmerkungen zu Abschnitt 3, Unterabschnitt 3 - Besondere Voraussetzungen für lange Verpflichtungszeiträume**

### Anmerkungen zu § 15, Anforderungen an die Resilienz

[Hinweis: gleichlautende Anmerkung erfolgt bei Anmerkungen zu Anlage 2]

Die Anforderungen an die Resilienz sind abzulehnen. Dafür gibt es mehrere sachliche Gründe.

- 1) Es besteht keine rechtliche Anforderung für Resilienzkriterien in Kapazitätsmechanismen – weder in den einschlägigen Beihilfavorschriften (KUEBBL, CISAF), noch im Net Zero Industry Act (NZIA).
- 2) Gleichwohl wird in der Begründung des § 15 darauf verwiesen, dass die Vorgaben in Anlehnung an den NZIA erfolgen. Allerdings ist die Auswahl der unter die Resilienzkriterien fallenden Technologien in der zugehörigen Anlage 2 selektiv. So sollen bspw. Batterien und Erneuerbaren-Technologien darunter fallen, Wasserstofftechnologien aber nicht. Obwohl alle diese Technologien gleichermaßen unter den NZIA fallen.
- 3) Selektive und willkürliche Resilienzkriterien führen zu einer Ungleichbehandlung von in Frage kommenden Technologien. Das ist sowohl beihilferechtlich fragwürdig als auch volkswirtschaftlich ineffizient, da effektiver Technologiewettbewerb eingeschränkt und die Kosten erhöht werden.

### Anmerkungen zu § 17, Anforderungen an die Betriebsfähigkeit mit Wasserstoff

Bei den Anforderungen an die Betriebsfähigkeit mit Wasserstoff fehlen konkrete Vorgaben zu Zeitpunkt bzw. Zeitraum und Voraussetzungen für eine Umstellung auf Wasserstoff.

Offen bleibt auch, ob und welche Rechtsfolgen bei Nichterfüllung der Anforderungen an die Betriebsfähigkeit mit Wasserstoff eintreten.

Folglich ist keine Strategie erkennbar, wie und in welchen Schritten der Umstieg auf Wasserstoff stattfinden soll. Es wird auch nicht klar, ob und in welchem Umfang Kraftwerksbetreiber für den Umstieg auf Wasserstoff noch einmal gesondert Förderung bekommen und welche zusätzlichen Kosten damit für die Industrie und Verbraucher verbunden wären.

## **Anmerkungen zu Abschnitt 4, Unterabschnitt 2 – Reduzierte Leistung**

### Anmerkung zu § 23, Ermittlung der Reduktionsfaktoren

Aus unserer Sicht ist es problematisch, dass es keine belastbare Methode und Daten für eine sachgerechte Bestimmung der Reduktionsfaktoren gibt. Es besteht das Risiko, dass die Bandbreite und das Potenzial der technischen Optionen nicht vollständig erfasst werden. Das werten wir für einen Beleg für Fehlanreize und Ineffizienz zentral geplanter Kapazitätsförderung, und sehen uns in unserer grundsätzlich kritischen Haltung bestätigt.

## **Allgemeine Anmerkungen zum Abschnitt 6**

Das Ausmaß an Komplexität (Ausschreibungsbedingungen, Gebotsverfahren), Anforderungen (u.a. Momentanreserve) und Unsicherheiten (u.a. zukünftiges Netzentgeltregime) hat Auswirkungen auf Vielfalt und Wettbewerb der Anbieter, was potenziell kostensteigernd wirkt.

## **Allgemeine Anmerkungen zum Abschnitt 7**

### Anmerkungen zu Wettbewerb in Ausschreibungen und Begrenzung von Marktmacht

An dieser Stelle sei auf den jüngsten Marktmachtbericht und abgeleitete Empfehlungen des Bundeskartellamts verwiesen.

Der Präsident des Bundeskartellamts, Andreas Mundt, äußerte sich mit Blick auf Kraftwerksausschreibungen wie folgt „Die Ergebnisse der anstehenden Kraftwerksausschreibungen werden die Marktkonzentration für die kommenden Jahrzehnte maßgeblich beeinflussen. Die Ausschreibungen sollten daher gezielt dazu genutzt werden, bestehende Marktmacht abzubauen. Um die Anbietervielfalt zu sichern, wäre es sinnvoll, den Zuschlag je Bieter auf zehn Prozent der insgesamt ausgeschriebenen Kapazität zu begrenzen. Mehr Wettbewerb auf den Stromerzeugungsmärkten zahlt sich nachhaltig aus, insbesondere in Form von niedrigeren Preisen für die Verbraucherinnen und Verbraucher.“ (siehe [https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Meldung/DE/Pressemitteilungen/2026/02\\_19\\_2026\\_Marktmachtbericht.html](https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Meldung/DE/Pressemitteilungen/2026/02_19_2026_Marktmachtbericht.html)).

Im vorliegenden Entwurf ist nicht erkennbar, dass die Bedenken des Bundeskartellamts aufgegriffen worden sind.

### Anmerkungen zum Zuschlagsverfahren

Aktuell ist als Zuschlagsverfahren das Gebotspreisverfahren (Pay-as-Bid) vorgesehen. Dieses Verfahren hat den Nachteil, dass die Marktteilnehmer ihre Gebote nicht auf Grundlage ihrer eigenen Kosten, sondern auf Basis des erwarteten Zuschlagswertes strategisch kalkulieren. Im Ergebnis kann das zu ineffizienten Auktionsergebnissen führen. Aus dem Stromgroßhandelsmarkt (Day-Ahead-Auktion) ist bekannt, dass das Einheitspreisverfahren (Pay-as-Cleared) Liquidität bündelt und zu effizienten Marktergebnissen führt.

### **Anmerkungen zu Abschnitt 7, Unterabschnitt 1- Zuschlagsverfahren**

#### Anmerkungen zu § 50, Zuschlagsverfahren

§ 50 Abs. 5 Nr. 2 enthält den sog. Südbonus für Kraftwerke im netztechnischen Süden. Ungeachtet der grundsätzlich kritischen Haltung gegenüber zentralen staatlichen Kapazitätsausschreibungen, erkennen wir an, dass diese Regelung ein gewisses Maß an regionaler Steuerung beim Zubau neuer Kapazitäten ermöglicht. Allerdings erachten wir es trotz regionaler Steuerung (im Sinne von Mindestkapazität für netztechnischen Süden) als notwendig, dass darüber hinausgehend eine deutschlandweit ausgewogene regionale Verteilung der zugebauten Kapazitäten erreicht wird. Insbesondere sollte es nicht zu einer Situation kommen, dass die gesamten ausgeschriebenen Langzeitkapazitäten ausschließlich für Standorte im netztechnischen Süden bezuschlagt werden. Dies würde der von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten netztechnischen Verteilung der Bedarfe (zwei Drittel im netztechnischen Süden, ein Drittel im netztechnischen Norden/Osten) widersprechen und erwartbar weiteren politisch-regulatorische Regelungsbedarf nach sich ziehen.

### **Anmerkungen zu Abschnitt 7, Unterabschnitt 3 – Übertragung**

#### Anmerkungen zu § 58 Übertragung der Kapazitätsverpflichtung

Wir sprechen uns für einen organisierten, uneingeschränkten Sekundärmarkt zum Handel von Kapazitätsverpflichtungen aus. Im Gegensatz zu einem unerprobten Bonus-Malus-System hätte ein liquider Sekundärmarkt den Vorteil einer effizienten Risikoabsicherung.

Die Organisation eines solchen Sekundärmarkts sollte diskriminierungsfrei ausgeschrieben werden.

## **Anmerkungen zu Abschnitt 9, Unterabschnitt 3 – Dekarbonisierungsanforderung**

### Anmerkungen zu § 73, Dekarbonisierung

Aus Perspektive der Anbieter ist die offene Regelung des § 73 nachvollziehbar, da die Umsetzung ihnen überlassen bleibt, ohne konkrete zeitliche und technologische Vorgaben zu machen, z.B. zu aus heutige Sicht mit Unsicherheit behafteten Technologien.

Offen bleibt jedenfalls, ob und welche Rechtsfolgen bei Nichterfüllung der Dekarbonisierungsanforderung eintreten.

Aus Dekarbonisierungsperspektive ist es jedoch kritisch, dass unklar bleibt, ob, wie und zu welchen Kosten die Dekarbonisierung ab 2045 erfolgen wird. Hier besteht auch eine offensichtlicher Widerspruch zwischen dem Zubau von Gaskraftwerken unter der 550-Gramm-Regel (§ 9, Emissionsgrenzwert) bis 2045 und der harten Dekarbonisierungsregel ab 2045. Zwar hat die Bundesregierung angekündigt, in einem weiteren Gesetzgebungsverfahren Details zur Umstellung der Gaskraftwerke auf Wasserstoff regeln zu wollen. Gleichwohl hängt die Dekarbonisierung in dieser Logik ausschließlich und vollständig von der technologischen Reife, der Verfügbarkeit und der Wirtschaftlichkeit von dekarbonisiertem Wasserstoff ab.

## **Anmerkungen zu Abschnitt 10, Unterabschnitt 4 – Preisspitzenausgleich**

### Anmerkungen zu § 81, Preisspitzenausgleich

Der Bundesregierung sollte klar sein, dass die Vorschläge des Entwurfs zu einer Schwächung des Stromterminmarkts führen können. Der wesentliche Grund dafür ist, dass durch die Abschöpfung/Reliability Option die Spitzenpreissituationen bzw. der obere Teil der Preisverteilung für Anbieter nicht mehr erlösrelevant sind. Das übersetzt sich vom Spotmarkt auf den Terminmarkt, da für die Anbieter Knappheitsprämien in Terminmarktpreisen ebenfalls nicht mehr erlösrelevant sind. In der Folge kann es dazu kommen, dass Terminpreise Knappheitserwartungen nicht mehr vollständig widerspiegeln. Die Folgen des geringeren Angebotsanreizes im Terminmarkt können ein geringeres Volumen klassischer Produzenten-Hedges sein. Stattdessen übernimmt der Kapazitätsmarkt die Rolle des „Fixpreis-Ersatz“, die zuvor Absicherungsgeschäfte am Terminmarkt erfüllt haben. Hinzu kommt, dass das Preissignal des Terminmarkts auch für alle potenziell marktbasieren Investitionen an wirtschaftlicher Relevanz verliert und diese ebenfalls in Fördermechanismen gedrängt werden (Slippery Slope).

Auch im Stromspotmarkt selbst könnten Knappheitssituationen nicht mehr adäquat abgebildet werden, wenn Marktteilnehmer antizipieren, dass Erlöse oberhalb des Ausübungspreises abgeschöpft werden. Auch wenn der Preisbildungsmechanismus

formell unverändert bleibt, würde in der Praxis eine Reliability Option eine dämpfende Wirkung auf Preisspitzen haben. Dies würde die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätsinstrumenten wie Speicher und Batterien schmälern, die für eine erfolgreiche Energiewende dringend benötigt werden. Wichtig ist insofern, dass der Ausübungspreis sorgfältig festgelegt werden sollte. Er sollte nicht zu niedrig sein, damit die Knappheitspreise nicht zu früh gedämpft werden.

Zusätzlich ist anzumerken, dass eine Ausgestaltung der Abschöpfung nach dem Prinzip „Großhandelspreis plus Pauschale“ nicht mehr dem Grundsatz eines wettbewerblichen Strommarkts, sondern eines „Cost-Plus Regulierungs-Ansatzes“ entspricht.

Angesichts der erheblichen Wechselwirkungen zwischen Kapazitätsmechanismus, Spotmarkt und Terminmarkt regen wir die gesetzliche Verankerung eines regelmäßigen, unabhängigen Monitorings an, das insbesondere Preisbildung, Liquidität und Investitionssignale erfasst und gegebenenfalls eine Nachsteuerung ermöglicht.

## **Anmerkungen zu Artikel 2 – Beihilferechtlicher Genehmigungsvorbehalt**

An der Beihilfefähigkeit zentral geplanter Kapazitätsausschreibungen bestehen erhebliche Zweifel. Diese betreffen zentrale beihilferechtliche Kriterien – insbesondere Erforderlichkeit, Geeignetheit, Angemessenheit, Technologieoffenheit und die Vermeidung übermäßiger Marktverzerrungen – und ergeben sich aus grundlegenden methodischen, ökonomischen und ordnungspolitischen Defiziten.

### 1. Fehlender belastbarer Nachweis der Erforderlichkeit:

Zentraler Ausgangspunkt der beihilferechtlichen Prüfung ist der Nachweis einer strukturellen Versorgungslücke, die der Markt nicht eigenständig schließen kann. Dieser Nachweis wird derzeit maßgeblich über den Zuverlässigkeitsstandard sowie ERAA-Modellierungen geführt. Beide Instrumente beruhen jedoch auf hochgradig unsicheren, durchschnittsbasierten Annahmen (VOLL, CONE, Referenztechnologien), die weder die heterogenen Zahlungsbereitschaften der Verbraucher noch den technologischen Fortschritt angemessen abbilden. Kleine Variationen der Inputparameter führen zu stark divergierenden Ergebnissen. Ein robuster, objektiv überprüfbarer Nachweis einer relevanten Versorgungslücke gelingt damit nicht. Ohne belastbare Problemdefinition kann die Erforderlichkeit eines tiefen staatlichen Eingriffs beihilferechtlich nicht begründet werden.

### 2. Verfügbarkeit milderer und zielgenauerer Alternativen:

Mit der effektiven Absicherungspflicht steht eine mildere Maßnahme zur Verfügung, die ursächlich an identifizierten Marktunvollkommenheiten (insbesondere Free-Riding und Risikoexternalitäten im Terminmarkt) ansetzt, marktwirtschaftlich organisiert ist und Versorgungssicherheit ohne zentrale Mengen- und Technologievorgaben gewährleisten

kann. Nach ständiger beihilferechtlicher Logik scheidet eine stärker verzerrende Maßnahme aus, wenn eine gleich geeignete, weniger eingriffsintensive Alternative existiert. Dies stellt die Beihilfefähigkeit von Kapazitätsausschreibungen grundsätzlich infrage.

### 3. Zweifel an der Geeignetheit des Instruments:

Kapazitätsausschreibungen ersetzen marktliche Koordinationsmechanismen durch administrative Planung. Sie legen Nachfrage, Technologien, Vorlaufzeiten, Lieferzeiträume und Reduktionsfaktoren Jahre im Voraus fest und sind damit strukturell ungeeignet, auf dynamische Entwicklungen bei Flexibilität, Speichern, Eigenerzeugung und Nachfrageelastizität zu reagieren. Statt Marktunvollkommenheiten zu korrigieren, verfestigen sie diese – insbesondere durch eine Begrenzung von Knappheitspreisen und die Schwächung terminmarktbasierter Investitionssignale.

### 4. Verstöße gegen Technologieoffenheit und Wettbewerbsneutralität:

In der konkreten Ausgestaltung werden zentrale beihilferechtliche Vorgaben zur Technologieoffenheit unterlaufen. Nachfrageflexibilität, Speicherlösungen und kleinere, dezentrale Ressourcen werden faktisch ausgeschlossen oder benachteiligt, während andere Erzeugungstechnologien wie Gaskraftwerke präferiert werden. Damit könnte der Wettbewerb verzerrt und der europäische Strombinnenmarkt geschwächt werden.

### 5. Zweifel an Angemessenheit und Verhältnismäßigkeit:

Langfristige Kapazitätsverträge mit Umlagefinanzierung führen zu weitreichender Kostenverlagerung auf Verbraucher und schaffen erhebliche Risiken von Überförderung, Fehlallokation und Pfadabhängigkeiten. Die Kosten werden sozialisiert, während Entscheidungen unter Unsicherheit zentralisiert werden. Angesichts hoher Prognoseunsicherheiten und der Dynamik technologischer Entwicklungen ist nicht erkennbar, wie eine Beschränkung auf das „erforderliche Maß“ sichergestellt werden kann.

### 6. Erhebliche negative Auswirkungen auf Markt, Innovation und Klimaziele:

Kapazitätsausschreibungen verdrängen flexible, innovative Lösungen, schwächen Investitionsanreize in Speicher und Lastflexibilität und wirken dämpfend auf Elektrifizierung und sektorübergreifende Effizienz. Damit stehen sie im Spannungsverhältnis zu den Umwelt- und Klimazielen der EU sowie zum Grundsatz verursachergerechter Kostenallokation.

Vor diesem Hintergrund ist nicht auszuschließen, dass betroffene Marktakteure die beihilferechtliche Genehmigung juristisch angreifen. Dies birgt erhebliche Rechts- und Investitionsrisiken für alle Beteiligten.

## **Anmerkungen zu Anlagen**

### **Anmerkungen zu Anlage 2 – Resilienz Anforderungen**

[Hinweis: gleichlautende Anmerkung erfolgt bei Anmerkungen zu Abschnitt 3, Unterabschnitt 3]

#### Anmerkungen zu § 15, Anforderungen an die Resilienz

Die Anforderungen an die Resilienz sind abzulehnen. Dafür gibt es mehrere sachliche Gründe:

- 1) Es besteht keine rechtliche Anforderung für Resilienz Kriterien in Kapazitätsmechanismen – weder in den einschlägigen Beihilfenvorschriften (KUEBBL, CISAF), noch im Net Zero Industry Act (NZIA).
- 2) Gleichwohl wird in der Begründung des § 15 darauf verwiesen, dass die Vorgaben in Anlehnung an den NZIA erfolgen. Allerdings ist die Auswahl der unter die Resilienz Kriterien fallenden Technologien in der zugehörigen Anlage 2 selektiv. So sollen bspw. Batterien und Erneuerbaren-Technologien darunter fallen, Wasserstofftechnologien aber nicht. Obwohl alle diese Technologien gleichermaßen unter den NZIA fallen.
- 3) Selektive und willkürliche Resilienz Kriterien führen zu einer Ungleichbehandlung von in Frage kommenden Technologien. Das ist sowohl beihilferechtlich fragwürdig als auch volkswirtschaftlich ineffizient, da effektiver Technologiewettbewerb eingeschränkt und die Kosten erhöht werden.

### **Anmerkungen zu Anlage 7 - Formel zur Berechnung des Ausübungspreises für den Preisspitzenausgleich**

[Hinweis: gleichlautende Anmerkung erfolgt bei Anmerkungen zu Abschnitt 1]

#### Anmerkung zu § 2 Begriffsbestimmungen

Sofern die Kraftwerksausschreibungen bzw. die dazugehörige Reliability Option trotz der grundsätzlichen Bedenken in der vorgesehenen Form eingeführt werden, ist es aus Sicht der EEX sachgerecht, für die Bestimmung des Ausübungspreises nach Anlage 7 marktbasierende Referenzpreise zu verwenden. Allerdings halten wir den bisher vorgesehenen Referenzpreis für CO<sub>2</sub> (§ 2 Nr. 6) für nicht sachgerecht und schlagen eine Alternative vor.

1) Nr. 6. „CO<sub>2</sub>-Preis“ sollte wie folgt ersetzt werden:

*„Spotmarktpreis für CO<sub>2</sub>“ der handelstägliche, auf Börsengeschäften beruhende mengengewichtete Tagesreferenzpreis für die Lieferung einer Emissionsberechtigung in Höhe von einer Tonne Kohlenstoffdioxid (EUA-Spotpreis); dies ist der am vorhergehenden Handelstag für Emissionsberechtigungen ermittelte und veröffentlichte European Carbon Index (EEX E-Carbix) oder ein an seine Stelle tretender sachlich und methodisch vergleichbarer veröffentlichter Tagesreferenzpreis,*

Begründung: Die Begriffsbestimmung für den CO<sub>2</sub>-Preis ist maßgeblich für die Berechnung des Ausübungspreises für den Preisspitzenausgleich gemäß Anlage 7. Die Höhe des Ausübungspreises soll sich an den kurzfristigen variablen Brennstoffkosten einer offenen Gasturbine orientieren. Folgerichtig wird für den Erdgaspreis der „Spotmarktpreis für Erdgas“ herangezogen. Gleiches sollte auch für den CO<sub>2</sub>-Preis gelten – auch hier sollte ein Spotmarktpreis verwendet werden, der den aktuellen Marktwert für Emissionsberechtigungen zum Zeitpunkt des Einsatzes der Erzeugungskapazität widerspiegelt. Ein geeigneter Referenzpreis ist der European Carbon Index (EEX E-Carbix) – ein von der EEX handelstäglich ermittelter, auf Börsengeschäften beruhend, mengengewichteter Tagesreferenzpreis. Neben den im kontinuierlichen Spothandel über das Orderbuch der Börse abgeschlossenen Geschäften, fließen auch die Ergebnisse der EAU-Primärauktionen in die Berechnung mit ein.

Eine Indexbeschreibung des E-Carbix findet sich unter Punkt 2.7 hier:

[https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Indices/20260402\\_Index\\_Description\\_v22\\_clean.pdf](https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Indices/20260402_Index_Description_v22_clean.pdf)

2) Nr. 31 „Spotmarktpreis für Erdgas“ sollte in der vorliegenden Form beibehalten werden.

Begründung: Der vorgesehene Referenzpreis für Erdgas (§ 2 Nr. 31) ist sachgerecht und sollte in dieser Form beibehalten werden. Hierbei handelt es sich um einen etablierten und anerkannten Referenzpreis im deutschen Gasmarkt, der transparent und marktbasierend ermittelt wird.

3) Nr. 32 „Spotmarktpreis für Strom“ sollte in der vorliegenden Form beibehalten werden.

Begründung: Der vorgesehene Day-Ahead-Preis als Referenzpreis für Strom (§ 2 Nr. 32) ist sachgerecht und sollte in dieser Form beibehalten werden. Dabei handelt es sich um ein marktbasierendes und transparentes Preissignal, das aus dem liquidesten Segment des Spotmarktes stammt.

## Kontakt

European Energy Exchange AG

EEX-Hauptstadtbüro

Unter den Linden 38

10117 Berlin

Ansprechpartner:

Daniel Wragge, Director Political & Regulatory Affairs

Robert Gersdorf, Market Policy Expert

## Über EEX

Die European Energy Exchange (EEX) ist eine führende Energiebörse, die gemeinsam mit ihren Kunden und Partnern weltweit sichere, erfolgreiche und nachhaltige Rohstoffmärkte aufbaut. Als Teil der EEX Group bedient sie internationale Strom-, Erdgas-, Umwelt-, Fracht- und Agrarmärkte und bietet Daten-, Reporting- und Registerdienstleistungen an. Die EEX ist ein Wegbereiter der Energiewende und Dekarbonisierung und treibt die Integration erneuerbarer Energien durch spezielle Produkte und Dienstleistungen voran, beispielsweise im Zusammenhang mit Herkunftsnachweisen. <https://www.eex.com/de/>